

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Д. К. Кугучева

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебно-методическое пособие – локальный электронный методический
материал по практическим занятиям для студентов бакалавриата
по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Калининград
Издательство ФГБОУ ВО «КГТУ»
2022

УДК 621.311

Рецензент

кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики
ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический университет»
М. С. Харитонов

Кугучева, Д. К.

Электроснабжение: учебно-методическое пособие – локальный электронный методич. материал по практическим занятиям для студ. бакалавриата по направлению подгот. 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / **Д. К. Кугучева.** – Калининград: ФГБОУ ВО «КГТУ», 2022. – 122 с.

В учебно-методическом пособии по практическим занятиям представлены практические задания и методические рекомендации по их выполнению, а также задания и вопросы для самостоятельной работы. Практические занятия предназначены для закрепления теоретического материала и приобретения навыков выполнения расчетов в области электроснабжения.

Табл. – 25, рис. – 24, список литературы – 6 наименований

Локальный электронный методический материал. Учебно-методическое пособие. Рекомендовано к использованию в учебном процессе методической комиссией института морских технологий, энергетики и строительства 25.11.2022 г.

УДК 621.311

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Калининградский государственный
технический университет», 2022 г.
© Кугучева Д. К., 2022 г.

Содержание

<u>Практический блок № 1</u> «Составление схемы электрических сетей цеха».....	6
<u>Практический блок № 2</u> «Выбор сечения проводов и кабелей по их допустимому нагреву электрическим током»	11
<u>Практический блок № 3</u> «Расчет электрических нагрузок»	16
<u>Практический блок № 4</u> «Выбор защитных аппаратов в электроустановках напряжением до 1000 В»	22
<u>Практический блок № 5</u> «Расчет электрических сетей на потерю напряжения».....	29
<u>Практический блок № 6</u> «Расчет троллейных линий»	34
<u>Практический блок № 7</u> «Изучение способов регулирования напряжения в электрических сетях».....	39
<u>Практический блок № 8</u> «Изучение средств и методов компенсации реактивной мощности».....	47
<u>Практический блок № 9</u> «Выбор мощности компенсирующих устройств»	53
<u>Практический блок № 10</u> «Выбор сечения жил высоковольтного кабеля по экономической плотности тока»	59
<u>Практический блок № 11</u> «Определение центра электрических нагрузок, построение картограммы нагрузок»	65
<u>Практический блок № 12</u> «Определение типа, числа и мощности трансформаторов на подстанции».....	71
<u>Практический блок № 13</u> «Расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических линиях и трансформаторах»	78
<u>Практический блок № 14</u> «Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сетях и установках до и выше 1000 В»	85
<u>Практический блок № 15</u> «Выбор высоковольтных аппаратов и проводников с учетом действия токов короткого замыкания»	96
Список рекомендуемых источников	104
Приложение 1	105
Приложение 2	108
Приложение 3	111
Приложение 4	114
Приложение 5	115
Приложение 6	116
Приложение 7	117
Приложение 8	119

Введение

Дисциплина «Электроснабжение» является дисциплиной, формирующей у обучающихся готовность к использованию системы знаний в области проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и транспортных систем с использованием современных достижений науки и техники, также международного и отечественного опыта в этой области.

Целью освоения дисциплины является получение теоретических знаний и практических навыков при изучении общих принципов, структуры, устройства, функционирования и эксплуатации систем электроснабжения.

Задачи изучения дисциплины:

- изучение основ систем электроснабжения городов, промышленных предприятий и транспортных систем, схем и основного электротехнического и коммутационного оборудования подстанций систем электроснабжения;
- освоение методов расчета и выбора оборудования систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и транспортных систем;
- приобретение навыков и представлений о требованиях к режимам работы систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и транспортных систем, и их оптимизации.

По завершении изучения дисциплины «Электроснабжение» у обучающегося должны быть сформированы следующие компетенции:

знать:

- основы систем электроснабжения городов, промышленных предприятий и транспортных систем;
- схемы и основное электротехническое и коммутационное оборудование подстанций систем электроснабжения;

уметь:

- рассчитывать и выбирать элементы, а также определять оптимальные режимы работы систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и транспортных систем как в процессе их разработки и создания, так в процессе их эксплуатации;

владеть:

- методиками расчета и выбора оборудования систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и транспортных систем

Целью пособия по практическим занятиям является развитие знаний, умений и навыков в области проектирования систем электроснабжения, а также формирование способности решать стандартные математические задачи, развитие умений и навыков, необходимых для практического применения математического аппарата при решении профессиональных задач.

Задачами освоения пособия по практическим занятиям являются:

- изучение принципов составления и расчета электрических сетей;
- изучение способов выбора защитных аппаратов в электроустановках напряжением до 1000 В;
- изучение способов расчета показателей качества электроэнергии в сетях;
- изучения способа расчета и выбора центра электрических нагрузок предприятия, а также числа и мощности трансформаторов на подстанции;
- изучения способов расчета токов короткого замыкания и выбора высоковольтного оборудования.

Практический блок № 1

«Составление схемы электрических сетей цеха»

Цель практического блока:

Изучить виды схем электроснабжения и научиться составлять схемы электроснабжения цехов напряжением до 1000 В.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- виды и факторы построения схем электроснабжения;
- преимущества и недостатки схем электроснабжения;

уметь:

- производить выбор и построение схем электроснабжения.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий, а также для питания некоторых ЭП, расположенных за пределами цеха на территории предприятия. Цеховые электрические сети напряжением до 1 кВ являются составной частью СЭС промышленного предприятия и осуществляют непосредственное питание большинства ЭП. Схема внутри цеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещений цеха, взаимным расположением ТП, ЭП и вводов питания, расчётной мощностью, требованиями бесперебойности электроснабжения, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды.

При построении схем электроснабжения до 1000 В внутрицеховые сети делятся на питающие и распределительные.

Питающие отходят от источника питания (ТП) к распределительным шкафам (РШ), к распределительным шинопроводам или к отдельным крупным электроприемникам ЭП.

Распределительные внутрицеховые сети – это сети, к которым непосредственно подключаются различные ЭП цеха.

2) Схемы электроснабжения промышленных предприятий напряжением до 1000 В.

При построении схем электроснабжения необходимо учитывать следующие факторы: 1) классификация помещения по окружающей среде, возгораемости; 2) надёжность схемы электроснабжения; 3) технико-экономические пока-

затели; 4) универсальность и гибкость; 5) удобство в эксплуатации; 6) промышленные методы монтажа; 7) качество электроэнергии; 8) безопасность обслуживания.

Различают следующие виды схем электроснабжения:

Для электроснабжения производственных электроприемников применяются радиальные, магистральные и смешанные схемы. Магистральная схема применяется для питания нескольких электроприемников отдельного технологического агрегата, или небольшого количества мелких электроприемников, не связанных технологическим процессом (рисунок 1.1, а). По радиальной схеме подключаются наиболее мощные электроприемники или отдельные распределительные пункты (Рисунок 1.1, б).

1) Радиальная.

Достоинства: высокая надёжность; гибкость и удобство в эксплуатации; возможность автоматизации.

Недостатки: высокая стоимость; дополнительные затраты на сооружение щита низкого напряжения; не универсальность радиальной сети, т.е. при перестановке оборудования, изменяется конфигурация сети.

2) Магистральная.

Достоинства: меньшая стоимость распределительной сети; в виду небольшого сопротивления, меньшие потери мощности; универсальность; большая перегрузочная способность.

Недостатки: низкая надёжность; при малом сопротивлении, большие токи короткого замыкания, сложная коммутационная аппаратура, обычно магистральные сети выполняются комплектными токопроводами закрытого типа, помещённые в специальные короба. ШМА – шинопровод магистральный; ШРА – шинопровод распределительный, алюминиевый.

Только радиальные или магистральные схемы применяются редко. Наибольшее распространение получили смешанные схемы, сочетающие и радиальные и магистральные признаки.

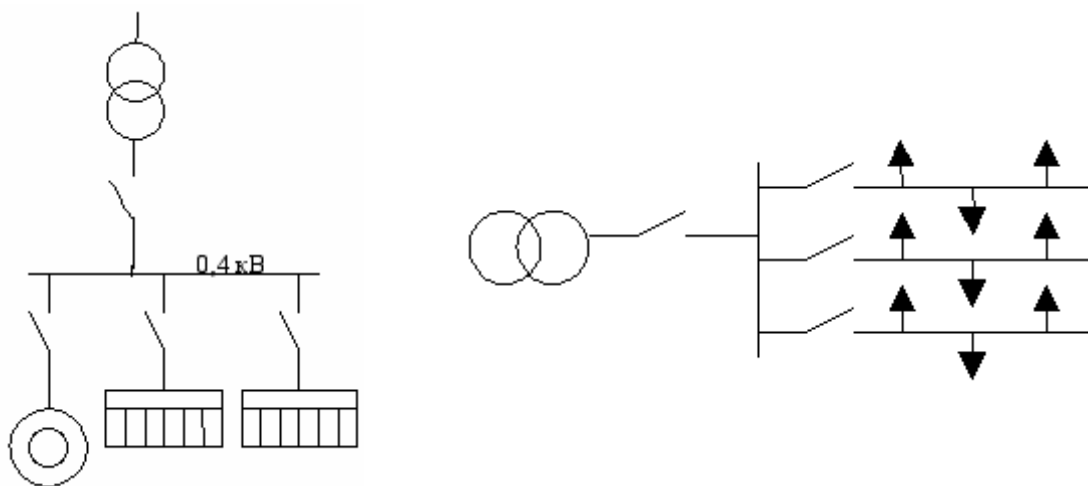


Рисунок 1.1 – Радиальная (а) и магистральная (б) схема электроснабжения

3) Смешанная – сочетает достоинства и недостатки магистральной и радиальной схем.

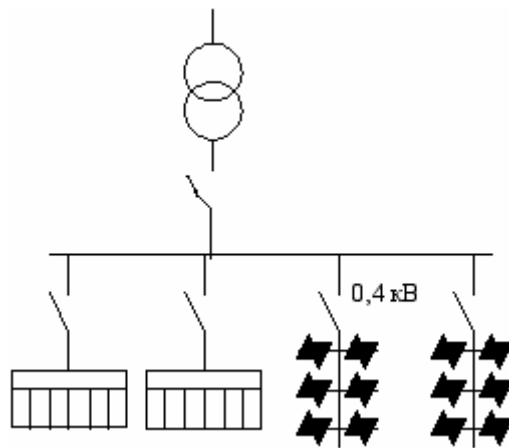


Рисунок 1.2 – Смешанная схема электроснабжения

4) Модульная – представляют собой те же магистральные схемы, только с применением распределительных коробок. Распределительные коробки размещаются в полу, на стене, на специальных металлических конструкциях на три присоединения. Окружающая среда должна быть нормальной.

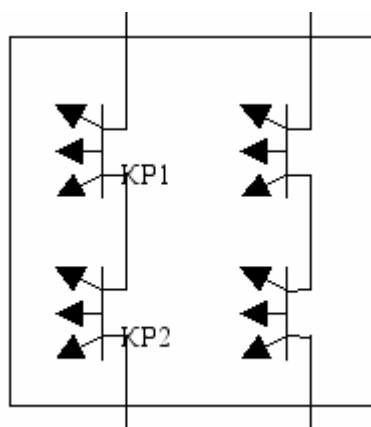


Рисунок 1.3 – Модульная схема

Достоинства: сети хороши в эстетическом отношении. Применяются для приёмников небольшой мощности, в сборочных цехах машиностроительных предприятий, в текстильной промышленности. По сравнению с РП, они оправдывают себя по стоимости.

Ход работы

- 1) Внимательно изучить инструкцию.
- 2) Изучите виды, характеристики и особенности построения схем электроснабжения напряжением до 1000 В, запишите их в отчет.
- 3) Постойте схему электроснабжения согласно своему варианту в соответствии с требованием ЕСКД и ГОСТ, опишите ее достоинства и недостатки.
- 4) Ответить на контрольные вопросы.

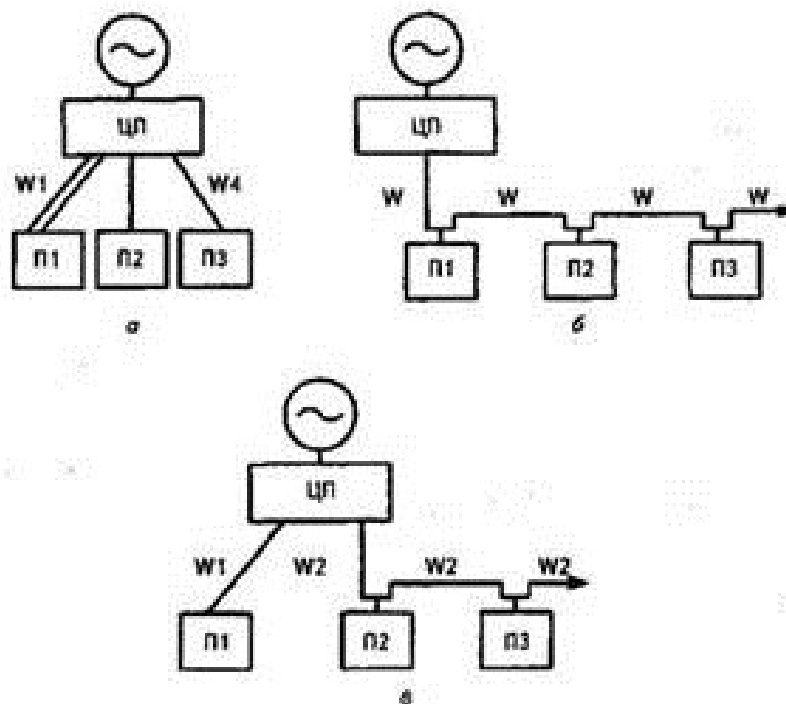
Задание для практической работы

Составьте схему электроснабжения по заданным условиям:

Вариант	Схема	ЭП			
		крупных	мелких	щит рабочего освещения	щит аварийного освещения
1	магистральная	3	7	1	1
2	радиальная	3	7	1	1
3	смешанная	3	7	1	1
4	магистральная	5	9	1	1
5	радиальная	5	9	1	1
6	смешанная	5	9	1	1
7	магистральная	4	5	1	1
8	радиальная	4	5	1	1
9	смешанная	4	5	1	1
10	радиальная	2	9	1	1

Методические указания

При составлении схем пользуйтесь примерами их выполнения:



Схемы электроснабжения - 1 – радиальная, 2 – магистральная
3 – смешанная

Контрольные вопросы

- 1) Чем определяется электрическая схема?
- 2) Для чего служат электрические схемы напряжением до 1000 В?
- 3) Какие факторы необходимо учитывать при построении схем электроснабжения?

- 4) Какие вы знаете схемы электроснабжения?
- 5) Каким требованиям должны отвечать схемы электроснабжения преемников электроэнергии?
- 6) Каким кабелем может быть выполнены питающие и распределительные сети?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Виды, характеристики и особенности построения схем электроснабжения напряжением до 1000 В.
- 3) Схема электроснабжения цеха по заданному варианту.
- 4) Достоинства и недостатки построенной схемы.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 2

«Выбор сечения проводов и кабелей по их допустимому нагреву электрическим током»

Цель практического блока:

Научиться выбирать сечения проводов по условиям допустимого нагрева электрическим током, применять поправочные коэффициенты в зависимости от условий прокладки проводов, работать с нормативной и справочной литературой

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- критерии выбора электрооборудования;
- условия выбора сечения проводников по предельно допустимому току;
- условия применения поправочных коэффициентов;

уметь:

- выбирать сечения проводника по условиям допустимого нагрева электрическим током;
- применять поправочные коэффициенты в зависимости от условий прокладки проводов;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

При выборе сечений проводов и кабелей следует учитывать, что допустимая плотность тока для проводов большого сечения ниже, так как увеличение сечения сопровождается увеличением поверхности охлаждения пропорционально диаметру провода; сечение же провода возрастает пропорционально квадрату диаметра, поэтому в проводах и кабелях большого сечения отношение охлаждающей поверхности к сечению меньше, чем в проводах малого сечения, что ухудшает условия охлаждения и приводит к необходимости снижения допустимой плотности тока. Для облегчения условий прокладки в ряде случаев вместо одного кабеля большого сечения выбирают два (или больше) кабеля меньшего сечения.

В повторно-кратковременном режиме работы при токе $I_{кр}$ с $ПВ < 40\%$ и сечениях медных проводов более 10 мм^2 , а алюминиевых - более 6 мм^2 реко-

мендуется заменять ток $I_{кр}$ на ток расчетной длительной нагрузки $I_{дл}$, с тем чтобы

$$I_{ол} = I_{кр} \sqrt{ПВ} / 0,875 \quad (2.1)$$

Допускается кратковременная перегрузка кабелей, проложенных в земле, в пределах 1,2...1,35 от номинальной нагрузки в течение 0,5 ч, если коэффициент предварительной загрузки составлял 0,6...0,8, и кратковременная перегрузка в аварийных режимах в пределах 1,35...1,5 в течение 1 ч при тех же условиях.

Сечение проводов и кабелей для напряжения до 1000 В по условию нагрева можно определить из таблиц 1...3 Приложения 1, в зависимости от расчетного значения длительно допустимой токовой нагрузки при нормальных условиях прокладки - из двух соотношений:

по условию нагрева длительным расчетным током

$$I_{норм.доп} \geq I_{дл} / \kappa_{попр} \quad (2.2)$$

по условию соответствия выбранному аппарату максимально-токовой защиты

$$I_{норм.доп} \geq \kappa_{защ} I_{защ} / \kappa_{попр} \quad (2.3)$$

где $\kappa_{попр}$ - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей (см. таблицы 4...5, Приложения 1);

$\kappa_{защ}$ - коэффициент защиты или кратность защиты, т. е. отношение длительно допустимого тока для провода или кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата;

$I_{защ}$ - номинальный ток или ток срабатывания защитного аппарата, А.

При номинальных условиях прокладки $\kappa_{попр} = 1$ и соотношения (1.2), (1.3) упрощаются:

$$I_{норм.доп} \geq I_{дл}; \quad I_{норм.доп} \geq \kappa_{защ} I_{защ} \quad (2.4)$$

Значения $\kappa_{защ}$ определяют в зависимости от назначения принятого вида защиты, характера сети, изоляции проводов, кабелей и условий их прокладки.

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1 кВ определяется условиями нагрева в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки $I_{дл}$ при нормальных условиях прокладки.

По условию выбора сечения с учетом длительного тока нагрузки $I_{дл}$ используют условие

$$I_{доп} \geq I_{дл} = I_{ном} \quad (2.5)$$

где $I_{доп}$ - допустимый ток на стандартное сечение проводника, А (см. таблицы 1...3 Приложения 1).

Электроприемники, работая в длительном режиме с номинальной мощностью, потребляют номинальный ток. Для всех ядов электроприемников, имеющих в установке одиночный двигатель, номинальный ток:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi \eta} \quad (2.6)$$

Для электроустановок многодвигательного привода:

$$I_{ном} = \frac{\Sigma P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi \eta} \quad (2.7)$$

Для электроустановок, не имеющих пускового тока:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi} \quad (2.8)$$

Для электроустановок, заданных полной мощностью:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (2.9)$$

Значения длительно допустимых токовых нагрузок для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами приведены в таблице 1; для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных в таблице 2; для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслосмолосодержащей массой (в свинцовой или алюминиевой оболочке), прокладываемых в земле и воздухе, - в таблице 3 Приложения 1.

Ход работы

- 1) Внимательно изучить теоретическое обоснование.
- 2) Решить задачи № 1 и 2, решение задач выполнить с пояснениями.
- 3) Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

Определить сечение провода, питающего объект с нагрузкой P , кВт; напряжение $U_{ном}$, В; условия окружающей среды нормальные. Указать марку кабеля и способ прокладки. Исходные данные принять по таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные к задаче № 1

Вариант	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$\cos\varphi$
1	10	220	0,9
2	15	220	0,96
3	20	220	0,92
4	25	380	0,84
5	100	380	0,80
6	500	3000	0,84
7	25	380	0,85
8	18	220	0,96
9	10	380	0,86
10	55	380	0,90

Задача 2

Электроприемник имеет двигатель мощностью $P_{\text{ном}}, \text{Вт}$; напряжением $U_{\text{ном}}, \text{В}$. Питание подводится трехжильным кабелем марки ААВГ, проложенным различными способами. Определить необходимое сечение кабеля по нагреву длительным током нагрузки. Исходные данные принять по таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Исходные данные к задаче № 2

Вариант	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	ПВ, %	$\cos\varphi$	Условия прокладки кабеля
1	280	3	60	0,85	В земле, 5 кабелей на расстоянии 200 мм.
2	95	0,38	25	0,85	В земле, t^0 земли $+20^0$
3	630	6	40	0,88	Открыто, t^0 воздуха $+30^0$
4	118	0,38	15	0,84	В земле, 4 кабеля на расстоянии 100 мм
5	1250	6	-	0,89	Открыто, t^0 воздуха $+40^0$
6	125	0,38	-	0,7	В земле, t^0 земли $+10^0$
7	315	3	-	0,92	В земле, 3 кабеля на расстоянии 300 мм.
8	2500	6	-	0,89	В земле, t^0 земли $+5^0$
9	230	3	25	0,92	Открыто, t^0 воздуха $+0^0$
10	75	0,38	40	0,72	Открыто, t^0 воздуха $+15^0$

Методические указания

- 1) Расчетный ток определяется по формулам (2.6)...(2.9).
- 2) Сечение проводника производится по условиям (2.5) в задаче № 1; (2.2) и (2.3) в задаче № 2.
- 3) Марка и способ прокладки кабеля выбирается в зависимости от технологического процесса и условий окружающей среды.

Контрольные вопросы

- 1) Что называется допустимым током по нагреву?
- 2) Как влияет нагрев на физические свойства проводников?
- 3) Условие выбора сечения проводника с учетом длительного тока нагрузки.
- 4) В каких случаях необходимо учитывать поправочные коэффициенты?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Решение задач с пояснениями.
- 3) Ответ решения задачи.
- 4) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 3

«Расчет электрических нагрузок»

Цель практического блока:

Научиться рассчитывать электрические нагрузки методом коэффициента использования

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- методы расчета электрических нагрузок;

уметь:

- рассчитывать электрические нагрузки методом коэффициента использования;
- составлять сводную таблицу по расчету электрических нагрузок;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Метод коэффициента использования. Определение расчетных нагрузок этим методом производят следующим образом.

Расчетная мощность одного электроприемника, работающего в длительном режиме, принимается равной его номинальной мощности

$$P_p = P_n = P_v, \quad (3.1)$$

где P_v - установленная мощность токоприемника, кВт.

Расчетная мощность двигателя, работающего в повторно-кратковременном режиме:

$$P_p = P_v / 0,875 = 1,14 P_v, \quad (3.2)$$

где $P_v = \sqrt{ПВ} \cdot P_{п.н.}$ - установленная мощность, кВт;

$ПВ$ - паспортная продолжительность включения,

$P_{п.н.}$ - паспортная мощность двигателя при паспортной $ПВ$.

При повторно-кратковременном режиме работы электродвигателя установленная мощность его должна быть приведена к длительному режиму работы по вышеприведенной формуле.

Расчетная реактивная мощность одного электроприемника определяется из выражения

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi \quad (3.3)$$

Для группы электроприемников (до трех включительно) активная и реактивная мощности определяются как суммы соответственно активных и реактивных нагрузок электроприемников группы.

При числе токоприемников в группе больше трех расчетная нагрузка определяется следующим образом.

1) По таблице показателей электрических нагрузок приемников энергии для соответствующей отрасли промышленности находят коэффициенты использования k_u , мощности $\cos \varphi$ по группам однотипных приемников.

Коэффициент использования равен отношению средней мощности приемника (или группы) к номинальной мощности. При активной мощности

$$k_u = P_{\text{ср}} / P_n \quad (3.4)$$

2) Подсчитывают общее количество токоприемников n , питающихся от одного распределительного пункта.

3) Определяют средние максимальные активную и реактивную мощность, кВт, для каждой группы однотипных токоприемников

$$P_{\text{см.гр}} = k_u \sum P_y \quad (3.5)$$

где $\sum P_y$ - суммарная установленная мощность группы однотипных токоприемников, кВт.

Максимальная средняя мощность для всех токоприемников определяется как сумма максимальных средних мощностей однотипных групп

$$P_{\text{см}} = \sum P_{\text{см.гр}} \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{см}} = \sum Q_{\text{см.гр}} \quad (3.7)$$

$$Q_{\text{см.гр}} = P_{\text{см.гр}} \operatorname{tg} \varphi \quad (3.8)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - значение, соответствующее средневзвешенному $\cos \varphi$, характерному для электроприемников данного режима работы.

3) Находят в группе токоприемников, питающихся от данного распределительного пункта (шинной сборки), самый мощный токоприемник и все токоприемники, мощность которых не менее половины мощности наиболее мощного приемника. Обозначают их количество n_1 . Назовем их условно крупными токоприемниками.

4) Подсчитывают суммарную установленную мощность, кВт, всех токоприемников $\sum P_y$.

5) Определяют средневзвешенный коэффициент использования

$$\kappa_{и.ср} = \frac{\Sigma P_{см}}{\Sigma P_{н. min}} \quad (3.9)$$

6) Определяют показатель силовой сборки

$$m = \frac{P_{н. max}}{P_{н. min}} \quad (3.10)$$

где $P_{н. max}$ - номинальная мощность наибольшего электроприемника, кВт;

$P_{н. min}$ - номинальная мощность наименьшего электроприемника, кВт.

Число m может быть больше, меньше или равно трем.

7) Определяют эффективное число токоприемников по следующим показателям: количеству электроприемников n , подключенных к источнику питания; показателю силовой сборки m ; среднему коэффициенту использования $\kappa_{и.ср}$, номинальной активной мощности $P_{ном}$ индивидуального электроприемника.

а) При $n \geq 5$; $m \geq 3$; $\kappa_{и.ср} \geq 0,2$; $P_{ном} \neq const$ эффективное число электроприемников равно

$$n_э = \frac{2P_{y\Sigma}}{P_{max 1}} \quad (3.11)$$

где $P_{y\Sigma}$ - суммарная номинальная мощность группы электроприемников, кВт;

$P_{max 1}$ - мощность одного наибольшего электроприемника группы, кВт.

Если $n_э > n$; следует принимать $n_э = n$;

б) При $n \geq 5$; $m < 3$; $\kappa_{и.ср} < 0,2$; $P_{ном} \neq const$ эффективное число не определяют, а расчетную максимальную нагрузку рассчитывают по коэффициенту загрузки k_3 :

$$P_{max} = k_3 \Sigma P_{н} \quad (3.12)$$

где k_3 - коэффициент загрузки, равный 0,9 для длительного и 0,75 для повторно- кратковременного режимов.

в) При $n \leq 5$; $m \geq 3$; $\kappa_{и.ср} \geq 0,2$; $P_{ном} \neq const$

$$n_э = \frac{(\Sigma P_{ном})^2}{\Sigma P_{ном}^2} \quad (3.13)$$

г) При $n \geq 5$; $m \geq 3$; $\kappa_{и.ср} \geq 0,2$; $P_{ном} = const$ $n_э = n$

д) При $n \geq 5$; $m < 3$; $\kappa_{и.ср} \geq 0,2$; $P_{ном} \neq const$ $n_э = n$

е) При $n \geq 5$; $m \geq 3$; $\kappa_{и.ср} < 0,2$; $P_{ном} \neq const$ расчет ведут в следующем порядке:

- подсчитывают суммарную установленную мощность, кВт, крупных токоприёмников группы $\sum P_{y1}$.
- определяют относительные величины

$$n^* = n_1/n \quad (3.14)$$

$$p^* = \sum P_1 / \sum P_y \quad (3.15)$$

- определяют относительное значение эффективного числа электроприемников

$$n_{э*} = n_э/n \quad (3.16)$$

в зависимости от n^* и p^* (по таблице 3, приложение 2).

- определяют эффективное число токоприемников

$$n_э = n_{э*} \cdot n \quad (3.17)$$

8) По таблице 2 Приложения 2 определяют коэффициент максимума κ_m в зависимости от $n_э$ и $\kappa_{и.ср}$.

Коэффициент максимума κ_m - отношение расчетного максимума активной нагрузки группы электроприемников к средней нагрузке за наиболее нагруженную смену.

9) Определяют активную расчетную мощность, кВт, группы электроприемников

$$P_{max} = \kappa_m \kappa_{и.ср} \sum P_y = \kappa_m \sum P_{см.гр} \quad (3.18)$$

10) Определяют реактивную расчетную мощность, квар, группы электроприемников

$$Q_{max} = \kappa_m \sum Q_{см.гр} \quad (3.19)$$

В соответствии с практикой проектирования принимают $Q_{max} = 1,1 \sum Q_{см.гр}$ при $n_э \leq 10$; $Q_{max} = \sum Q_{см.гр}$ при $n_э \geq 10$. Если в группе имеются электроприемники, работающие с опережающим током, то их реактивные мощности Q_c принимаются со знаком минус и вычитаются из общей реактивной мощности.

11) Подсчитывают полную мощность, кВА, группы

$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + (Q_{max} - Q_c)^2} \quad (3.20)$$

12) Определяют расчетный ток, А, электроприемников группы

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{(\sqrt{3}U_{ном})} \quad (3.21)$$

13) Составляют сводную таблицу.

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Решить задачу № 1.
- 3) Ответить на контрольные вопросы.

Задача № 1.

В цехе ремонта оборудования имеются следующие потребители: металло-режущие станки 1-10, вентиляторы 11-12, печи сопротивления 13-14, пять заточных станков 15-19, двигатели насосов 20-22, сварочные трансформаторы 23-24, кран-балки 25-26. Паспортные данные приведены в таблице 3.1. Определить активную максимальную, реактивную максимальную и полную мощность и расчётный ток. Номера потребителей, подключенных к распределительному пункту, указаны в таблице 3.2.

Таблица 3.1 – Технические данные оборудования

Номер ЭП	Наименование механизма	Номинальная мощность, кВт
1 2	Токарные станки	9,6
3 4 5	Фрезерные станки	18,5
6 7 8	Радиально-сверлильные станки	8,5
9 10	Шлифовальные станки	9,1
11 12	Вентиляторы	22
13 14	Печи сопротивления	35
15 16 17 18 19	Заточные станки	1,5
20 21 22	Насосы	22 30 37
23 24	Сварочные трансформаторы	32 кВА 11,4 кВА
25 26	Кран – балка при ПВ = 25% ПВ = 40%	15 7,5

Таблица 3.2 – Номера потребителей, подключенных к распределительному пункту

Варианты	номера потребителей		Варианты	номера потребителей
1	1-5,11-12,16-17,20,25		6	15-26
2	3-8,13-14,18-19,22,26		7	6-7,15,17,18,20-22,25
3	1-10,20-22,23		8	6-23
4	6-10,13-14,15-19,24		9	3-5,11-22
5	11-22		10	3-5,11-14,18-19,23,25

Контрольные вопросы

- 1) В чём состоит метод коэффициента использования?
- 2) Как определяется полная мощность?
- 3) Что называется коэффициентом использования?
- 4) Что понимают под эффективным числом электроприемников?
- 5) Что называется коэффициентом максимума?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Решение задачи с пояснениями.
- 3) Ответ к решению задачи.
- 4) Сводная таблица расчета электрических нагрузок.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 4

«Выбор защитных аппаратов в электроустановках напряжением до 1000 В»

Цель практического блока:

Изучить способ расчёта электрических нагрузок методом коэффициента спроса и научиться выбирать аппараты защиты для питающих линий.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- методы расчета электрических нагрузок;
- условия выбора аппаратов защиты;
- технические характеристики аппаратов защиты;

уметь:

- выбирать аппараты защиты;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Метод коэффициента спроса. Коэффициентом спроса называется отношение расчетной (в условиях проектирования) или потребляемой (в условиях эксплуатации) активной мощности к номинальной (установленной).

Для определения тока, проходящего по магистральному или фидерному проводу, в зависимости от коэффициента спроса, прежде всего, находят активную расчетную мощность, кВт

$$P = \kappa_c \sum P_{n,y}, \quad (4.1)$$

где P - активная расчетная мощность электроприемника n -й группы, кВт;

$P_{n,y}$ - установленная мощность электроприемников n -й группы, кВт;

κ_c - коэффициент спроса n -й характерной группы электроприемников;

Затем находят реактивную мощность

$$Q = \sum P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4.2)$$

где Q - расчетная реактивная мощность n -й группы, квар;

$\operatorname{tg} \varphi$ - значение, соответствующее коэффициенту мощности n -й группы электроприемников.

Далее определяют полную мощность, кВА, потребляемую всеми электроустановками:

$$S_{\text{max}} = \sqrt{P_2 + Q^2} \quad (4.3)$$

Расчетный ток в магистральной линии, А:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (4.4)$$

Расчетный ток линии, питающей электродвигатель

$$I_p = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cos \varphi} \quad (4.5)$$

Выбор аппаратов защиты. В качестве аппаратов защиты применяются плавкие предохранители или воздушные автоматические выключатели с встроенными тепловыми (для защиты от перегрузок) и электромагнитными (для защиты от токов короткого замыкания) реле.

Защита автоматами. Выбор автоматов производится:

по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_n$;

по роду тока и его значению $I_p \leq I_n$;

по коммутационной способности $I_{\text{п.о}} (I_{\text{п.о1}}) \leq I_{\text{откл}}$;

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение на установке, В;

U_n – номинальное напряжение автомата, В;

I_p – рабочий ток установки, А;

I_n – номинальный ток автомата, А;

$I_{\text{п.о}}$ – ток трехфазного короткого замыкания, кА;

$I_{\text{п.о1}}$ – ток однофазного короткого замыкания, кА;

Определение уставок автоматов производят, исходя из следующих условий.

Номинальный ток теплового расцепителя, защищающего от перегрузки, выбирается только по длительному расчетному току линии

$$I_T \geq I_{\text{дл}} \quad (4.6)$$

Номинальный ток электромагнитного или комбинированного расцепителя автоматических выключателей выбирается также по длительному расчетному току линии

$$I_{\text{эл}} \geq I_{\text{дл}} \quad (4.7)$$

Ток срабатывания (отсечки) электромагнитного расцепителя или комбинированного расцепителя $I_{\text{ср.эл}}$ проверяется по максимальному кратковременному пиковому току линии

$$I_{\text{ср.эл}} \geq I_{\text{пик}} k \quad (4.8)$$

Коэффициент k учитывает неточность в определении пикового тока и разброс характеристик электромагнитных расцепителей автоматов. При отсутствии заводских данных для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А кратность k пикового тока относительно уставки следует принимать не менее 1,4; а для автоматических выключателей с номинальным током более 100 А - не менее 1,25 (автомат с электромагнитным расцепителем). Коэффициент $k \geq 3$, если автомат с обратозависимой от тока характеристикой.

Пиковый ток ответвления, идущего к одиночному двигателю, равен его пусковому току

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пус}} \quad (4.9)$$

Пиковый ток линии, питающей группы токоприемников (не более трех), определяется из выражения

$$I_{\text{пик}} = \sum I_{\text{н}} - I_{\text{н.б}} (1 - k'), \quad (4.10)$$

где $\sum I_{\text{н}}$ - сумма номинальных токов всех двигателей группы;

$I_{\text{н.б}}$ - номинальный ток двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$k' = I_{\text{пус}}/I_{\text{н.б}}$ - кратность пускового тока двигателя, имеющего наибольший пусковой ток.

Пиковый ток линии, питающей группу токоприемников (более трех), определяется, по формуле:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{р}} + k' I_{\text{н.б}} - I_{\text{н.б}} \left(\frac{I_{\text{р}}}{\sum I_{\text{ном}}} \right) \quad (4.11)$$

где $I_{\text{р}}$ - расчетный ток линии, А;

$I_{\text{н.б}}, k'$ - номинальный ток и кратность пускового тока двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$\sum I_{\text{н}}$ - сумма номинальных токов всех двигателей группы.

Если автоматы установлены в закрытых шкафах, номинальный ток автомата, теплового или комбинированного расцепителя уменьшается до 85 % номинальных значений, указанных в каталогах. Технические данные автоматов приведены в приложении 3, таблицы 1, 2.

Защита предохранителями. Предохранитель - это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защитной цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей действием тока, превышающего определенное значение. В большинстве предохранителей отключение цепи происходит за счет расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим через нее током защищаемой цепи. После отключения цепи необходимо заменить перегоревшую вставку на исправную (стандартную).

Выбор предохранителей производится:

по напряжению $U_{уст} \leq U_n$;

по току предохранителя (основания) $I_p \leq I_n$;

по току отключения $I_{п.о} (I_{п.о1}) \leq I_{н.откл}$,

$I_{п.о} (I_{п.о1})$ - трех- и однофазный токи короткого замыкания, кА.

Номинальный ток плавкой вставки для инерционных предохранителей определяется только по длительному расчетному току линии.

Номинальный ток плавкой вставки для безынерционных предохранителей должен удовлетворять двум условиям

$$I_{вст} \geq I_p; \quad I_{вст} \geq I_{пик}/\alpha \quad (4.12)$$

Коэффициент α выбирается в зависимости от длительности прохождения пикового тока и колеблется в пределах 1,6...2,5. При длительности пуска до 8 секунд принимается $\alpha = 2,5$; при более длительных пусках – $\alpha = 1,6...2$.

При защите двигателей ответственных механизмов ток плавкой вставки равен $I_{вст} = I_{пик}/1,6$ независимо от условий пуска электродвигателя. Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления к сварочному аппарату

$$I_{вст} = 1,2 I_{св} \sqrt{ПВ} \quad (4.13)$$

где $I_{св}$ - номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения ПВ.

Технические данные некоторых предохранителей приведены в таблице 3 приложения 3.

Перегоревшие плавкие вставки следует заменять запасными заводской калибровки. Если таких нет, их можно временно заменить заранее подготовленными проволочками, рассчитанными на определенный ток (по данным таблиц 4,5).

Ход работы

1. Изучить теоретическое обоснование.
2. Решить задачи № 1 и 2 согласно своему варианту.
3. Выполнить методические указания к решению задач.
4. Оформить отчет по указанной форме.

Задача 1

На основании исходных данных, приведенных в таблице 4.1 и рисунка 4.1 выбрать:

- 1) защиту двигателей от токов короткого замыкания плавкими предохранителями;
- 2) подобрать диаметр проволоки для плавкой вставки выбранного типа предохранителей.
- 3) автоматический выключатель для защиты от токов короткого замыкания участка шинпровода ко всем двигателям;

Таблица 4.1 – Исходные данные к задаче 1

Вариант	Количество и мощность электродвигателей	Номинальные токи, $I_{д}$, А	κ_i	Наименование потребителей
1	2	3	4	5
1	11 7,5 2,2	22 15 5	7 7 7	Станки
2	17 15 11	35 30 21	6,5 7 6,5	Насосы
3	7,5 2,2	15 5	6,5 7	Вентиляторы
4	22 10 0,7	45 21 1,33	7 5 5	Компрессоры
5	30 22	56 41,3	6,5 6,5	Насосы
6	18,5 18,5 22	35,7 36,6 41,3	7 5 6,5	Станки
7	5,5 1,5 1,5 2,2	11,5 4,1 3,57 5,02	7 4,5 5 6	Станки
8	3 22 30	6,7 45 62,4	6 5,5 6	Вентиляторы
9	11 15 15	22 29,3 30	7,5 7 6	Компрессоры
10	4 2,2 3 9	8,6 5,65 7,4	6 5 6	Вентиляторы



Рисунок 4.1 – Поясняющая схема к задаче 1

Методические указания к решению задачи 1

- 1) По справочным таблицам принимаем коэффициент спроса κ_c , коэффициент мощности $\cos \varphi$; $\operatorname{tg} \varphi$ согласно своему варианту.
- 2) Определяем расчетные токи линий, питающие электродвигатели по формуле (4.5).
- 3) Определяем ток плавких вставок по условию (4.12).
- 4) По таблице 1 Приложения 3 подбираем предохранитель с плавкой вставкой, который удовлетворяет условию

$$I_{\text{ном.пл.вст}} \geq I_{\text{вст.расч}}$$

где $I_{\text{ном.пл.вст}}$ – табличное значение номинального тока плавкой вставки, А;

$I_{\text{вст.расч}}$ – расчетное значение тока плавкой вставки, А;

- 5) Подбираем диаметр проволоки для плавкой вставки выбранного типа предохранителей по таблицам 3,4 Приложения 3.
- 6) Определяем активную мощность по формуле (4.1).
- 7) Определяем реактивную мощность по формуле (4.2).
- 8) Определяем полную мощность, потребляемую всеми установками по формуле (4.3).
- 9) Определяем ток в магистральном проводе по формуле (4.3).
- 10) Определяем параметры автоматического выключателя из условий:
 - по напряжению установки $U_{\text{н.а}} \geq U_{\text{уст}}$;
 - по роду тока и его значению $I_{\text{н.а}} \geq I_{\text{р}}$;
 - по уставке тока мгновенного срабатывания электромагнитного или комбинированного расцепителя $I_{\text{у.э.}} \geq (1,25 \div 1,5) I_{\text{пик}}$;
 - по уставке теплового расцепителя $I_{\text{у.т.}} \geq 1,6 I_{\text{р}}$;
 где $I_{\text{пик}}$ определяется по формулам 4.9, 4.10 или 4.11 в зависимости от количества приемников.
- 11) По таблице 2 Приложения 3 подбираем марку автоматического выключателя, который удовлетворяет всем выше перечисленным условиям. Выписываем его технические характеристики.

Задача 2

Рассчитать и выбрать плавкие вставки для предохранителей типа ПН-2, защищающих линии к электродвигателям мощностью $P_{\text{н1}} = P_{\text{н2}}$; $P_{\text{н3}} = P_{\text{н4}}$; и автоматический выключатель серии А3700. Данные для расчета в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные к задаче 2

вариант	$P_{\text{н1}}, P_{\text{н2}}$ кВт	$P_{\text{н3}}, P_{\text{н4}}$ кВт	η_1, η_2	η_3, η_4	$\cos \varphi_1,$ $\cos \varphi_2$	$\cos \varphi_3,$ $\cos \varphi_4$	k_i	κ_c
1	13,0	7,5	0,84	0,82	0,83	0,83	5,0	0,70
2	17,0	5,5	0,78	0,86	0,80	0,82	4,7	0,65
3	9,0	9,2	0,88	0,92	0,78	0,8	5,5	0,80

вариант	P_{H1}, P_{H2} кВт	P_{H3}, P_{H4} кВт	η_1, η_2	η_3, η_4	$\cos\varphi_1,$ $\cos\varphi_2$	$\cos\varphi_3,$ $\cos\varphi_4$	k_i	κ_c
4	22,0	11,0	0,885	0,87	0,91	0,87	5,5	0,50
5	37,0	45,0	0,90	0,92	0,89	0,90	7,0	0,35
6	15,0	55,0	0,86	0,895	0,70	0,87	4,8	0,600
7	11,0	7,5	0,855	0,875	0,72	0,86	5,0	0,75
8	55,0	4,0	0,92	0,80	0,89	0,80	6,0	0,80
9	3,0	18,5	0,82	0,895	0,83	0,88	6,5	0,65
10	2,2	37,0	0,80	0,90	0,83	0,89	7,5	0,70



Рисунок 4.2 – Поясняющая схема к задаче 2

Контрольные вопросы

- 1) Что называется коэффициентом спроса?
- 2) Что применяется в качестве аппаратов защиты?
- 3) По каким параметрам проводится выбор автоматов?
- 4) Что называют предохранителем?
- 5) По каким параметрам проводится выбор предохранителей?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Данные к задачам.
- 3) Схемы подключения электроприемников.
- 4) Решение задач с пояснениями.
- 5) Ответы к решению задач.
- 6) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 5

«Расчет электрических сетей на потерю напряжения»

Цель практического блока:

Приобрести навыков расчета электрических сетей по потере напряжения, научиться пользоваться справочной литературой.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- допустимые отклонения напряжения в электрических сетях;
- особенности и задачи расчета электрических сетей;

уметь:

- проверять электрические сети на потерю напряжения;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Нормальный режим работы электроприемника обеспечивается при нормальном напряжении сети, которое должно совпадать с номинальным напряжением приемника в точке его присоединения. Повышение или снижение уровня напряжения сети ухудшает режим работы электроустановок.

Отклонением напряжения называется алгебраическая разность между фактическим напряжением сети и номинальным напряжением электроприемника, отнесенная к номинальному напряжению:

$$\pm V = \frac{U_c - U_n}{U_n} \quad (5.1)$$

В нормальном режиме работы отклонение напряжения на зажимах электродвигателей и аппаратов пуска и управления должно быть не более $\pm 5\%$, в отдельных случаях $+10\%$.

Для установок рабочего освещения производственных помещений, общественных зданий и наружного прожекторного освещения допускается отклонение напряжения от $-2,5\%$ до $+5\%$. В послеаварийном режиме допустимо дополнительное снижение напряжения на 5% .

Алгебраическая разность между напряжением у источника питания и напряжением в месте подключения потребителя к сети называется *потерей напряжения*:

$$\Delta U = U_1 - U_2 \quad (5.2)$$

или в процентах к номинальному напряжению:

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_n} \cdot 100\% \quad (5.3)$$

Падением напряжения называется геометрическая разность векторов напряжений переменного тока в начале и конце рассматриваемого участка сети:

$$U_1 - U_2 = IZ = I(R + jX) \quad (5.4)$$

Зная длину линии L (км), удельные значения сопротивлений r_0 и x_0 (Ом/км), значения тока I (А) или мощностей P (кВт) и Q (кВар) можно определить потерю напряжения в процентах от номинального напряжения U_n (В).

Для двухпроводной линии однофазного переменного тока

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{200 \cdot I \cdot l}{U_n} \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (5.5)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot l}{U_{ном}^2} (Pr_0 + Qx_0) = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot P \cdot l}{U_{ном}^2} \cdot (r_0 + x_0 \tan \varphi) \quad (5.6)$$

Для трехфазной линии переменного тока

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I \cdot l}{U_n} \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (5.7)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{10^5 \cdot l}{U_{ном}^2} (Pr_0 + Qx_0) = \frac{10^5 \cdot P \cdot l}{U_{ном}^2} \cdot (r_0 + x_0 \tan \varphi) \quad (5.8)$$

При активной нагрузке $\cos \varphi = 1$ и $\sin \varphi = 0$ формулы принимают вид:

$$\Delta U\% = \frac{200 \cdot I \cdot l \cdot r_0}{U_n} = \frac{2 \cdot 10^5 \cdot P \cdot l \cdot r_0}{U_{ном}^2} \quad (5.9)$$

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I \cdot l \cdot r_0}{U_n} = \frac{10^5 \cdot P \cdot l \cdot r_0}{U_{ном}^2} \quad (5.10)$$

Произведения Pl или Il называются *моментами нагрузок по мощности* или *току*.

Потеря напряжения в линии с несколькими нагрузками определяется как сумма потерь напряжений на отдельных участках сети:

$$\Delta U = \Delta U_{01} + \Delta U_{12} + \dots$$

Суммарные потери напряжения в сети однофазного переменного тока

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{200}{U_n} \sum I \cdot l \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (5.11)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot 10^5}{U_{ном}^2} \sum I (Pr_0 + Qx_0) = \frac{2 \cdot 10^5}{U_{ном}^2} \sum P \cdot l \cdot (r_0 + x_0 \tan \varphi) \quad (5.12)$$

Для сети трехфазного переменного тока с несколькими распределительными нагрузками потеря напряжения

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} \sum I \cdot l \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (5.13)$$

или

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} \sum P \cdot l \cdot (r_0 + x_0 \tan \varphi) \quad (5.14)$$

Если заданы нагрузки в отдельных точках сети i, p, q и расстояния от источника питания до точек подключения нагрузок, то с помощью известных зависимостей

$$\sum Il = \sum iL \text{ и } \sum Pl = \sum pL \text{ и } \sum Ql = \sum qL$$

преобразование указанных выше формул не представляет затруднений. Произведения Il, iL, Pl, pL, Ql и qL называют моментами нагрузок и обозначают $\sum M$.

При нескольких сосредоточенных нагрузках или его участок имеет равномерно распределенную по длине нагрузку, можно сему моментов заменить моментом одной нагрузки с длиной линии, равной приведенной длине $L_{прив}, (м)$.

$$L_{прив} = L_0 + L/2 \quad (5.15)$$

В этом случае момент нагрузки

$$M = L_{\text{прив}} \sum p \quad (5.16)$$

Ход работы

1. Изучить теоретическое обоснование.
2. Решить задачи № 1 и 2 согласно своему варианту.
3. Ответить на контрольные вопросы.
4. Оформить отчет по указанной форме.

Задача 1

Трехфазная линия с линейным напряжением 380 В питает цех с нагрузкой P_y , кВт; $\cos\varphi$. Длина линии l , м. Определить сечение кабеля линии, выбрать марку кабеля и проверить на потерю напряжения. Исходные данные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные к задаче 1

№ варианта	P_y , кВт	$\cos\varphi$	l , м
1	32	0,8	300
2	86	0,85	310
3	28	0,94	500
4	68	0,92	120
5	35	0,96	200
6	78	0,98	80
7	65	0,9	140
8	35	0,88	160
9	90	0,5	180
10	52	85	220

Задача 2

Определить потерю напряжения в конце трехфазной линии силовой сети напряжением 380 В, проложенной по всей длине проводом марки, сечением. Коэффициент мощности $\cos\varphi$. Нагрузка отдельных участков сети показана на рисунке 5.1. Исходные данные в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Исходные данные к задаче 2

№ варианта	Марка и сечение кабеля	$\cos\varphi$	Нагрузка на участках, кВт			Длины участков, м		
			P_1	P_2	P_3	l_1	l_2	l_3
1	СБГ-3×16	0,9	15	25	35	20	15	12
2	АСБГ-3×25	0,8	20	25	30	10	15	15
3	АБГ-3×10	0,8	12	15	17	12	15	10

№ варианта	Марка и сечение кабеля	cosφ	Нагрузка на участках, кВт			Длины участков, м		
4	ААБГ-3×35	0,85	35	40	60	23	25	35
5	ОСБГ-3×50	0,92	40	60	80	30	35	40
6	АГ-3×10	0,88	12	14	16	10	12	14
7	ААГ-3×16	0,86	18	20	22	10	8	12
8	АСТТ-3×25	0,84	20	21	32	13	15	17
9	АСРГ-3×35	0,82	36	38	25	40	30	50
10	АВВГ-3×50	0,94	85	75	65	10	15	20

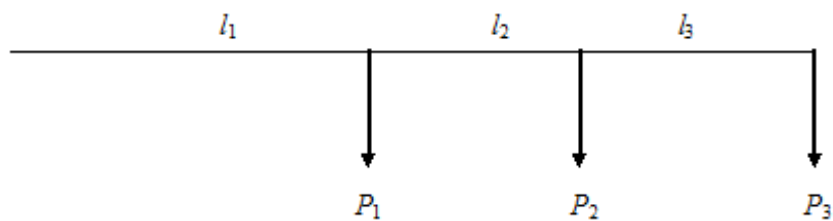


Рисунок 5.1 – Распределение нагрузки по линии

Контрольные вопросы

- 1) Что называется отклонением напряжения?
- 2) Что называется потерей напряжения?
- 3) Что называется падением напряжения?
- 4) Что называется моментом нагрузки по мощности или току?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Данные к задачам.
- 3) Схемы распределения нагрузки по линии.
- 4) Решение задач с пояснениями.
- 5) Ответы к решению задач.
- 6) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 6

«Расчет троллейных линий»

Цель практического блока:

Приобрести навыков расчета троллейных линий, научиться пользоваться справочной литературой.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- особенности и задачи расчета троллейных линий;

уметь:

- производить расчет троллейных линий и проверять их на потерю напряжения;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Троллейные линии предназначены для питания с помощью скользящих или токосъемников передвижных подъемно-транспортных устройств, применяемых в основных производственных, ремонтных, сборочных цехах, в котельных и т. п.

Питание электроприемников перемещающихся подъемно-транспортных устройств - кранов, тельферов и тележек - может осуществляться либо гибким кабелем, либо при помощи троллеев, представляющих собой голые проводники, съём тока с которых производится скользящими токосъемниками.

Выполняются троллейные линии из профилированной стали, из алюминиевых шин, часто применяется комплектный троллейный шинопровод типа ШТМ.

Гибкие кабели, подвешиваемые к тросу на кольцах, роликах илидвигающихся каретках или наматываемые на специальные кабельные барабаны, используются для питания в тех случаях, когда:

- а) троллеи не могут быть размещены из-за отсутствия места,
- б) устройство троллеев вообще недопустимо (например, во взрывоопасных помещениях),

в) подъемно-транспортный механизм используется эпизодически (например, при ремонте оборудования) и имеет небольшую длину перемещения.

Крановые троллеи разделяют на: главные - для продольного перемещения мостового крана, вспомогательные - для перемещения по ферме крана тележки с грузоподъемной лебедкой.

На вводе к троллейным линиям устанавливается коммутационный аппарат, чаще всего ящик с рубильником. Подвод питания следует предусматривать по возможности в середине троллеев.

Сечения троллейных линий выбирают по нагреву длительным током нагрузки и проверяют на допустимую потерю напряжения от источника питания до двигателя крана, находящегося в самой удалённой точке троллеев, как правило, не должна превышать 12%. Эта потеря напряжения в сетях 380 В складывается из потери напряжения в питающей линии ($\Delta U_{п.л} = 4 \div 5 \%$) в троллеях ($\Delta U_{тр} = 4 \div 5 \%$) и в распределительных сетях крана ($\Delta U_{кр} = 1 \div 2 \%$).

Расчёт электрических нагрузок для выбора троллейных линий выполняют методом расчётного коэффициента.

По нагреву в длительном режиме работы по условию:

$$I_m \leq I_{доп} \quad (6.1)$$

Пиковый ток ЭП троллейных линий определяется по формуле:

$$I_{пик} = I_{п.мах} + \Sigma I'_{\partial л} \quad (6.2)$$

где $I_{п.мах}$ – наибольший пусковой ток двигателя, входящего в группу;

$\Sigma I'_{\partial л}$ - сумма длительных токов нагрузки остальных электроприемников.

При определении потери напряжения в троллейной линии расчётные и пиковые токи определяют отдельно для питающей троллеи линии и для каждого плеча троллеев с учётом схемы подвода питания. Расчёт троллейных линий на потерю напряжения следует производить при наиболее неблагоприятном расположении кранов в пролётах цеха.

Потеря напряжения, В, в троллеях:

$$\Delta U_m = \frac{\Delta u \cdot I_{пик} \cdot L}{10000} \quad (6.3)$$

где Δu – потеря напряжения на 100 А пикового тока и 100 м длины троллея, В/(А·м);

L – длина троллеев в один конец от точки подключения питающей линии, м;

Или по известной формуле определения напряжения в трехфазной сети:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_n} \Sigma I \cdot l \cdot (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (6.4)$$

При расчете троллеев следует учитывать, что для кранов малой грузоподъемности с короткозамкнутыми двигателями коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,45 \dots 0,5$ и для кранов большой грузоподъемности с двигателями с фазным ротором $\cos \varphi = 0,6$.

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Решить задачу согласно своему варианту.
- 3) Ответить на контрольные вопросы.
- 4) Оформить отчет по указанной форме.

Задача 1

Произвести расчет троллеев для крана, имеющего механизмы главного и вспомогательного подъемов, механизмы передвижения моста и тележки. Рекомендуемая марка кабелей - КСПВГ, КГ и т.п. Напряжение сети 380 В. Выбрать защитную аппаратуру. Исходные данные в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры двигателей крана

Вариант	Механизм крана	Мощность двигателей, Р _{ном} , кВт	Длина главной троллей, L, м
1	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	22,0 11,0 2 × 16,0 3,5	250
2	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	22,0 10,0 7,0 7,0	165
3	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	12,0 8,0 3,5 3,0	180
4	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	18,0 9,0 7,0 5,0	210
5	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	22,0 10,0 5,0 3,0	150
6	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	15,0 7,5 3,5 2,2	300
7	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	30,0 11,0 5,0 1,4	200
8	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	15,0 11,0 7,5 2,2	160
9	Главный подъём Вспомогательный подъём Механизм передвижения моста Механизм передвижения тележки	10,0 7,5 4,0 3,0	320

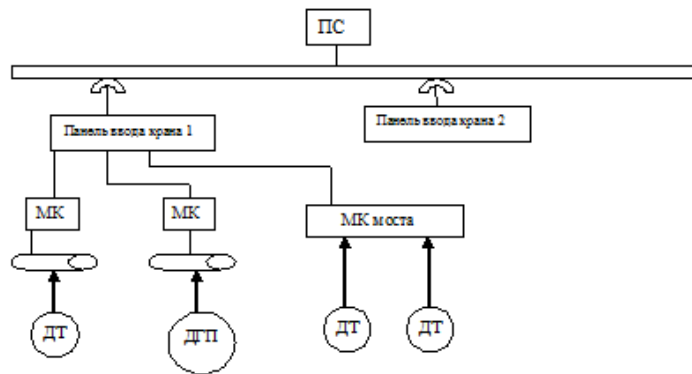


Рисунок 6.1 – Поясняющая схема к задаче 1

Контрольные вопросы

- 1) Для чего предназначены троллейные линии?
- 2) Как разделяются троллеи?
- 3) В каких случаях применяют гибкие кабели?
- 4) Характеристики кабеля подвода питания троллейной линии?
- 5) Как производится расчет троллейных линий?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Данные к задачам.
- 3) Схемы распределения нагрузки по линии.
- 4) Решение задач с пояснениями.
- 5) Ответы к решению задач.
- 6) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 7

«Изучение способов регулирования напряжения в электрических сетях»

Цель практического блока:

Изучить способы регулирования напряжения в электрических сетях

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- способы регулирования напряжения в электрических сетях;

уметь:

- применять способы регулирования напряжения в электрических сетях в практической деятельности.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Регулирование напряжения в электрических сетях сложно осуществлять, изменяя:

- а) напряжение генераторов электростанций;
- б) коэффициент трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;
- в) параметры питающей сети;
- г) величину реактивной мощности, протекающей по сети.

Применением перечисленных способов обеспечивается централизованное регулирование напряжения, однако последние три из них могут быть применены и для местного регулирования.

Рассмотрим, подробнее способы регулирования напряжения, применяемые в электрических сетях.

1) Регулирование напряжений в сетях генераторами электростанций.

Генераторы электростанций энергетических систем работают на общую электрическую сеть и поэтому режим их работы подчинен общим требованиям, предъявляемым к электрическим системам. Так, например, исходя из условия обеспечения расчетного уровня напряжения в узловых точках электрических сетей, электростанциям наряду с заданием по выработке активной мощности задаются также графики генерации реактивной мощности: максимальной - в утренний и вечерний максимумы активной нагрузки и минимальной - в ночное время.

Генераторы, работающие в блоках с повышающими трансформаторами, не имеют непосредственной связи с распределительными сетями генераторного напряжения, а нагрузка собственных нужд, как правило, питается через трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой. Поэтому широкое

изменение генерации реактивной мощности ими и связанное с этим значительное изменение напряжения на зажимах генераторов не вызывают особых затруднений. Обычно на блочных генераторах используют полный возможный предел изменения напряжения в соответствии с ПТЭ: от - 5% до +10% U_H .

На генераторах, работающих на шины генераторного напряжения с присоединенной к ним распределительной сетью, напряжение регулируется в меньших пределах, так как глубокое изменение напряжения оказалось бы неприемлемым для потребителей. При регулировании реактивной мощности на этих генераторах по заданному графику нагрузки системы уровень напряжения на шинах, необходимый для нормальной работы потребителей, достигается изменением коэффициента трансформации трансформаторов с РПН, связывающих генераторы с сетью ВН.

В тех случаях, когда трансформаторы связи генераторов с сетью ВН не имеют РПН, регулирование напряжения на шинах генераторного напряжения производится изменением возбуждения генераторов, с одновременным (автоматическим) изменением их реактивной мощности. Регулирование - встречное и осуществляется по суточному графику напряжения, задаваемому диспетчером электрических сетей.

2) *Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформаторов.*

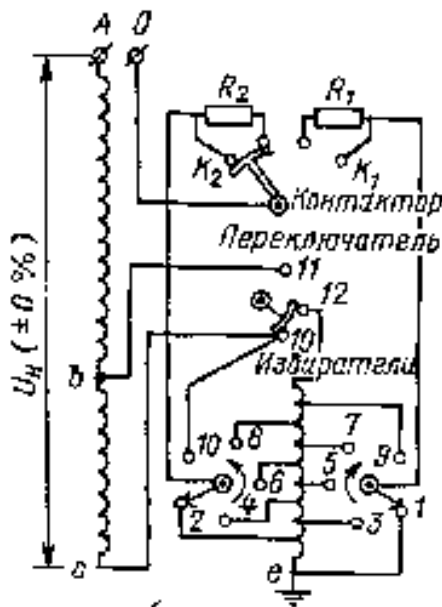


Рисунок 7.1 - Схема регулирования напряжения трансформатора с РПН (для одной фазы)

Распределительные сети напряжением 6-10 кВ, как правило, оборудованы трансформаторами небольшой мощности (до 400...630 кВА), у которых коэффициент трансформации в пределах $\pm 5\%$ изменяется переключением ответвлений обмотки ВН при отключенном от сети трансформаторе, т. е. без возбуждения трансформатора (ПБВ). Поэтому коэффициент трансформации этих трансформаторов изменяют только либо при изменении схемы электроснабжения, либо при переходе от сезонных максимальных нагрузок к минимальным и

наоборот, т. е. осуществляется сезонное регулирование. Суточное регулирование напряжения в этих сетях возлагается на ЦП. Надлежащий коэффициент трансформации на длительный сезонный период выбирают, исходя из уровня напряжения на шинах ЦП и потери напряжения в распределительной сети.

Для обеспечения централизованного суточного регулирования напряжения на подстанциях, питающих распределительные сети, устанавливают трансформаторы с РПН, переключение ответвлений у которых производится без перерыва электроснабжения потребителей. Трансформаторы снабжаются аппаратурой автоматического регулирования - регуляторами напряжения, которые входят в комплектную поставку.

Встроенные регулировочные устройства в трансформаторах напряжением 35...330 кВ размещаются в нейтрали обмоток ВН. Диапазон регулирования напряжения $\pm 12\%$ или $\pm 16\%$ номинального напряжения, ступенями по 1,5 или 1,78%. Трехобмоточные трансформаторы 110 и 220 кВ изготавливаются с РПН только на обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвления для изменения коэффициента трансформации $\pm 2-2,5\%$, переключаемые без возбуждения трансформатора (ПБВ).

В качестве примера на рисунке 7.1 приведена схема регулирования напряжения для трансформатора 110 кВ с диапазоном регулирования $\pm 16\%$ номинального напряжения.

Обмотка ВН трансформатора состоит из нерегулируемой части обмотки *Ab*, ступени грубой регулировки *bc* и регулировочной обмотки *de* из 9 ступеней. Каждая ступень регулировочной обмотки содержит 1,78% витков общего числа витков обмотки *Ac*. Ступень грубого регулирования по числу витков равноценна регулировочной обмотке

В положении, изображенном на схеме, трансформатор работает на втором ответвлении, т.е. с высоким коэффициентом трансформации: кроме нерегулируемой части обмотки, включены ступень грубой регулировки и 8 ступеней регулировочной обмотки. Избиратель нечетных ступеней находится в положении 1, током не обтекается и готов к переходу на новую ступень. При получении команды снизить коэффициент трансформации (движение избирателей по стрелкам) избиратель начинает переход со ступени 1 на ступень 3. Одновременно контактор получает импульс на подготовку к переключению с K_2 на K_1 , аккумулируя энергию в пружине. После перехода избирателя в положение 3 пружина почти мгновенно (0,15 с) перебрасывает контактор с K_2 на K_1 . Ток нагрузки в процессе переключения контактора проходит через активное сопротивление R_2 , а витки 2-3 регулируемой обмотки замыкаются через $R_2 + R_1$.

В новом положении избиратель четных ступеней без тока и готов к переходу на другую ступень, а контактор к переходу на K_2 .

При дальнейшем снижении коэффициента трансформации процесс протекает аналогично описанному, пока избиратели не достигнут положений 9 и 10. В этом состоянии трансформатор будет работать с основным коэффициентом трансформации (т.е. на ответвлении $\pm 0\%$). Затем в процессе дальнейшего снижения коэффициента трансформации избиратель нечетных ступеней с 9 пе-

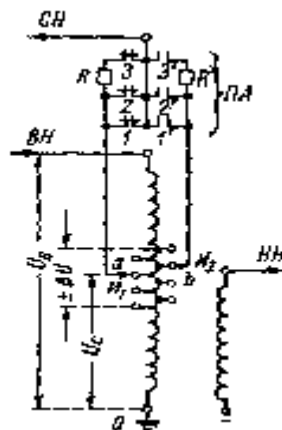
рейдет в положение I , контактор в положение K_I , а переключатель замкнет контакты $11-12$. Ступень грубого регулирования из работы будет исключена, а вся регулировочная обмотка de будет подключена непосредственно к нерегулируемой части Ab . После этого следует новое прохождение каждого избирателя в означенном на рисунке направлении до полного исключения из работы витков регулировочной обмотки (ответвление -16%).

При увеличении коэффициента трансформации переключения будут идти в обратном порядке.

Трехобмоточные автотрансформаторы 220...330 кВ выпускаются со встроенными устройствами РПН для регулирования напряжения на стороне СН в линии. Диапазон регулирования $\pm 12\%$ ступенями не более $2\% U_H$.

На рисунке 7.2 приведена схема регулирования для одной фазы трехфазного автотрансформатора 330/110 кВ.

Переключение ответвлений происходит в следующем порядке. При переходе со ступени a на ступень b сначала размыкается рабочий контакт 1 , затем вспомогательный контакт 2 (ток нагрузки протекает через левое сопротивление R), далее замыкается дугогасительный контакт 3 , образуя мост (уравнительный ток протекает через оба сопротивления R и R'), и вслед за этим размыкается дугогасительный контакт 3 , переводя ток нагрузки на правое плечо; после замыкаются последовательно контакты $2'$ и $3'$, чем и создается новое рабочее положение. Переход с ответвления b на ответвление a происходит в аналогичном порядке.



ПА - переключатель ответвлений с активными сопротивлениями R, R' ; I_1 ,
 I_2 - избиратели ступеней

Рисунок 7.2 - Схемы регулирования напряжения автотрансформаторов
 220... 330/110 кВ

Изменение коэффициента трансформации между ВН и СН переключением ответвлений в линии СН не изменяет соотношения напряжений между обмотками ВН и НН. Поэтому автотрансформаторы такой конструкции имеют большие эксплуатационные преимущества перед автотрансформаторами с регулированием напряжения в нейтрали общей обмотки. В последнем случае, как известно, при переключении ответвлений происходит одновременное изменение числа витков обмоток ВН и СН, что приводит к изменению соотношения

напряжений между обмотками ВН и НН: при увеличении напряжения на обмотке СН напряжение на обмотке НН уменьшается и, наоборот, при снижении напряжения обмотки СН напряжение обмотки НН увеличивается. Это приводит к невозможности присоединения нагрузки к обмотке НН без установки последовательно с ней линейного регулировочного автотрансформатора даже при совпадении графиков нагрузок на обмотках СН и НН.

Линейные регулировочные автотрансформаторы мощностью 16...100 МВА напряжением 6...35 кВ, а также 63...125 МВ-А 110 кВ предназначены для установки последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформаторов, а также непосредственно в линиях электропередачи.

На рисунке 7.3 дана схема одной фазы линейного трехфазного регулировочного автотрансформатора 10...35 кВ типа ЛТДН с реверсированием регулировочной обмотки. Диапазон регулирования линейных автотрансформаторов $\pm 15\% U_{\text{н}}$.

От регулировочной автотрансформаторной обмотки AT через Избиратели ступеней I_1 и I_2 питается обмотка возбуждения B последовательного трансформатора $ПТр$. В последовательной обмотке этого трансформатора, включенной в рассечку линии, наводится добавочная э.д.с., величина которой зависит от положения избирателей на регулировочной обмотке, а направление - от положения переключателя ее реверсирования $ПР$.

3) Регулирование напряжения в сетях изменением параметров сети.

В некоторых пределах напряжение можно регулировать, изменяя сопротивление питающей сети. Так, если питающая сеть или ее участок состоит из нескольких параллельных линий, то, отключая в часы минимальных нагрузок одну из таких линий, можно увеличить потерю напряжения в питающей сети и тем понизить напряжение у потребителя.

Снижения реактивного сопротивления цепи и, следовательно, увеличения напряжения при максимальных нагрузках можно добиться, применяя продольную компенсацию индуктивности линии.

Напряжение на приемном конце звена линии при наличии продольной компенсации с сопротивлением X_c выражается формулой:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 (X - X_c)}{U_1} - j \cdot \frac{P_1 (x - X_c) - Q R}{U_1} \quad (7.1)$$

Из формулы видно, что изменением величины X_c (например, шунтированием конденсаторов при сниженных нагрузках) можно осуществлять ступенчатое регулирование напряжения сети.

В линиях дальних передач продольную компенсацию используют для повышения их пропускной способности. Число конденсаторов в батарее для продольной компенсации определяется требуемым уровнем напряжения на приемной подстанции и максимальной нагрузкой линии. В электропередачах высокого напряжения обычно компенсируют не свыше 40...50% индуктивности линии, так как большая степень компенсации может привести к ложным действи-

ям релейной защиты, а при известных условиях и к колебательному режиму (самораскачиванию) синхронных генераторов.

4) *Регулирование напряжения в сетях изменением величины реактивной мощности в них.*

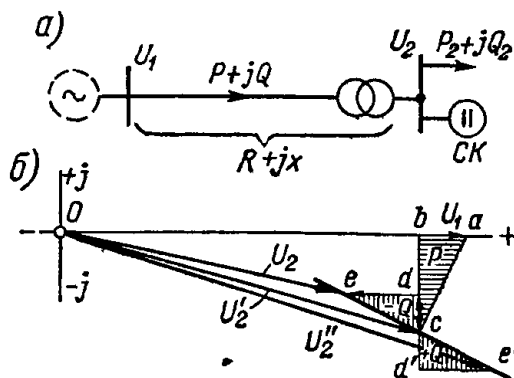


Рисунок 7.4 - Векторная диаграмма изменения напряжения в конце линии в зависимости от изменения передаваемой реактивной мощности

Эффективно регулировать напряжение путем изменения реактивной мощности в сети можно с помощью синхронных компенсаторов или батарей конденсаторов при включении их параллельно нагрузке.

Синхронный компенсатор (СК) устанавливают на приемной подстанции и присоединяют к шинам НН подстанции или к обмотке НН автотрансформатора. Такой компенсатор представляет собой синхронный электродвигатель и при перевозбуждении является емкостной нагрузкой для сети или, что все равно, генератором реактивной индуктивной мощности, а при недовозбуждении становится потребителем реактивной мощности. Таким образом, изменяя возбуждение синхронного компенсатора, непосредственно влияют на величину реактивной мощности, протекающей по сети, и следовательно, на напряжение у потребителя. Покажем это на простом примере передачи мощности по радиальной линии с нагрузкой на конце и с синхронным компенсатором СК, включенным параллельно нагрузке (рисунок 7.4).

Регулирование напряжения при помощи СК происходит плавно. Диапазон регулирования зависит от мощности СК и величины реактивной нагрузки линии.

Номинальной мощностью синхронного компенсатора считается мощность при генерировании им реактивной (индуктивной) мощности, т. е. при работе с перевозбуждением. При работе компенсатора с недовозбуждением или без возбуждения, т. е. в режиме потребления реактивной мощности (что требуется при минимальных нагрузках), его максимальная мощность составляет 40...60% от номинальной. Это объясняется тем, что ток возбуждения СК уменьшается, приближаясь по мере увеличения потребления реактивной мощности к нулю. Для увеличения мощности СК в режиме потребления реактивной мощности прибегают к применению на нем отрицательного возбуждения. В этом случае его мощность гарантируется не ниже 0,65 номинальной.

Синхронные компенсаторы изготавливаются на мощность 10 и 16 МВ А напряжением 6,3...10,5 кВ и 25...100 МВ А напряжением 10,5 кВ. СК мощно-

стью свыше 25 МВ А изготавливаются с водородным охлаждением. Крупные СК обычно используются по графику генерации реактивной мощности в системе и поэтому служат для централизованного регулирования напряжения.

В тех случаях, когда расчетная мощность компенсирующей установки меньше минимальной мощности СК или когда не требуется ее работа в режиме потребления реактивной мощности, устанавливают управляемые батареи конденсаторов (УБК), разделенные на ряд секций. Наибольшая мощность секций определяется допустимой величиной отклонения напряжения на вторичных шинах приемной подстанции. УБК обладают большей экономичностью, чем СК, и поэтому получают распространение.

УБК большой мощности (100 и более МВА) устанавливают также и на крупных районных подстанциях энергосистем, имеющих достаточное количество СК для работы в режиме потребления реактивной мощности в ночное время. УБК большой мощности включаются непосредственно на шины высокого напряжения - 110 кВ.

Для местного регулирования напряжения на крупных промышленных предприятиях, особенно в тех случаях, когда их электроснабжение производится по линиям с большим реактивным сопротивлением, эффективно используются синхронные электродвигатели мощностью 1000...10 000 кВА. При обычном коэффициенте загрузки двигателей ($0,7P_n$) располагаемая реактивная мощность их при напряжении на зажимах $0,9...1,0 U_n$ составляет от 1,3 до 1,5 Q_n . Регулирование, как и синхронными компенсаторами, происходит плавно, и этот процесс может быть автоматизирован.

На тех промышленных предприятиях, где имеются УБК, установленные для компенсации реактивной мощности, они могут использоваться и как средства для регулирования напряжения, не вступая при этом в противоречие с их основным назначением.

Ход работы

- 1) Внимательно прочитать инструкцию.
- 2) Изучить способы регулирования напряжения в электрических сетях, перечислить их в отчете.
- 3) Подробно описать один из методов регулирования напряжения в электрических сетях (по указанию преподавателя).
- 4) Ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

- 1) Что называется регулированием напряжения?
- 2) Перечислите способы регулирования напряжения в электрических сетях.
- 3) Дайте классификацию устройств регулирования напряжения.
- 4) Каков диапазон регулирования напряжения у трансформаторов ПБВ и РПН?
- 5) В обмотке какого напряжения трансформатора устанавливается РНП и почему?

- 6) В каких случаях для регулирования напряжения применяется регулировочные трансформаторы?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Способы регулирования напряжения в электрических сетях.
- 3) Один из способов регулирования напряжения в электрических сетях.
- 4) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 8

«Изучение средств и методов компенсации реактивной мощности»

Цель практического блока:

Изучить средства и методы компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- средства и методы компенсации реактивной мощности в электрических сетях;

уметь:

- применять средства и методы компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Электроприемники промышленных предприятий требуют для своей работы как активной (P), так и реактивной (Q) мощности.

Реактивная мощность вырабатывается, как и активная, синхронными генераторами и передается по системе электроснабжения к потребителям. Величина активной мощности, отдаваемой в сеть источником тока, определяется известным соотношением:

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad (8.1)$$

Угол между векторами тока и напряжения определяет степень использования мощности источника тока. Величина полной мощности связана с величинами активной и реактивной мощностей соотношением:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (8.2)$$

Снижая потребление приемниками реактивной мощности, можно уменьшать установленную мощность генератора, трансформаторную мощность подстанций, увеличивать пропускную способность системы электроснабжения, не увеличивая сечения кабелей, проводов и других токоведущих частей.

Учитывая, что потребляемый ток обратно пропорционален $\cos \varphi$, потери мощности в сети

$$\Delta P = \left(\frac{I}{\cos \varphi} \right)^2 r \quad (8.3)$$

обратно пропорциональны $\cos^2 \varphi$.

Основными электроприемниками реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели - на их долю приходится 65...70% потребляемой реактивной мощности, 20...25 % приходится на трансформаторы и около 10 % - на воздушные линии, линии электропередачи и другие приемники (люминесцентные лампы, индукционные печи, реакторы).

Компенсация реактивной мощности имеет большое народнохозяйственное значение. Так, увеличение коэффициента мощности на 0,01 в масштабах страны дает возможность дополнительно выработать до 500 млн·кВт·ч электроэнергии в год.

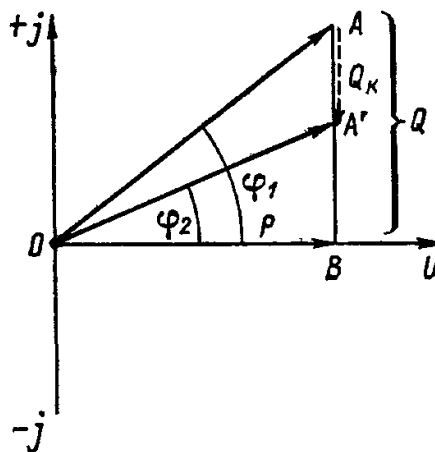


Рисунок 8.1 - Диаграмма, иллюстрирующая работу компенсирующего устройства

На рисунке 8.1 приведена диаграмма, иллюстрирующая работу компенсирующего устройства. При снижении потребления реактивной мощности Q до $Q - Q_k$ величина угла φ_1 уменьшается до φ_2 , что приводит к увеличению коэффициента мощности при постоянной величине передаваемой активной мощности.

В каждый момент времени коэффициент мощности промышленного предприятия определяется соотношением:

$$\cos \varphi_i = \frac{P_i}{S_i} = \frac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}} \quad (8.4)$$

где P_i , S_i , Q_i - активная, полная, реактивная мощности в момент времени t_i .

На начальной стадии проектирования определяются наибольшие суммарные активные и реактивные нагрузки предприятия P_m и Q_m (при естественном коэффициенте мощности).

Наибольшая суммарная реактивная нагрузка предприятия, принимаемая для определения мощности компенсирующих устройств (КУ),

$$Q_{\text{м1}} = k Q_{\text{м}} \quad (8.5)$$

где k - коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольших активной нагрузки энергосистемы и реактивной мощности предприятия.

Значения коэффициента k принимаются в зависимости от отрасли промышленности.

Значение наибольших суммарных реактивной $Q_{\text{м1}}$ и активной $P_{\text{м}}$ нагрузок сообщаются в энергосистему для определения значения экономически оптимальной реактивной (входной) мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно $Q_{\text{э1}}$ и $Q_{\text{э2}}$. По входной реактивной мощности $Q_{\text{э1}}$ определяется суммарная мощность КУ предприятия, а в соответствии с $Q_{\text{э2}}$ - регулируемая часть.

Суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{\text{к1}}$ определяется необходимым балансом реактивной мощности на границе электрического раздела предприятия и энергосистемы в период ее наибольшей активной нагрузки:

$$Q_{\text{к1}} = Q_{\text{м1}} - Q_{\text{э1}} \quad (8.6)$$

Для покрытия реактивной мощности конденсаторами в сетях промышленных предприятий получили распространение централизованная, групповая и индивидуальная виды компенсации (рисунок 8.2). При централизованной компенсации на стороне высшего напряжения (рисунок 8.2, а), когда конденсаторная установка присоединяется к шинам 6-10 кВ трансформаторной подстанции, получается хорошее использование конденсаторов, их требуется меньше и стоимость 1 кВАр установленной мощности получается минимальной по сравнению с другими способами. При компенсации по этой схеме разгружаются от реактивной мощности только расположенные выше звенья энергосистемы, а внутризаводские распределительные сети и даже трансформаторы подстанции остаются не разгруженными от реактивной мощности, а следовательно, потери энергии в них не уменьшаются и мощности трансформаторов на подстанции не могут быть уменьшены.

При централизованной компенсации на стороне низшего напряжения (рисунок 8.2, б), когда конденсаторная установка присоединяется к шинам 0,38 кВ трансформаторной подстанции, от реактивной мощности разгружаются не только вышерасположенные сети 6-10 кВ, но и трансформаторы на подстанции, однако внутризаводские распределительные сети 0,38 кВ остаются неразгруженными.

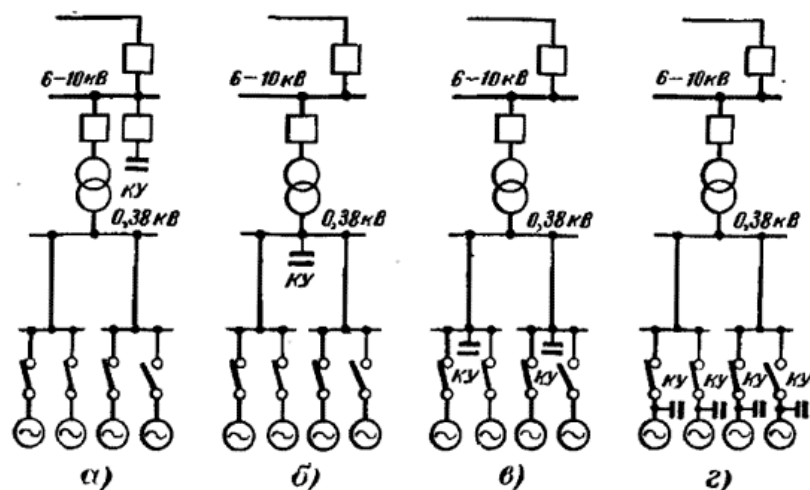


Рисунок 8.2 – Виды компенсации

При групповой компенсации (рисунок 8.2, в), когда конденсаторные установки устанавливаются в цехах и присоединяются непосредственно к цеховым распределительным пунктам (РП) или шинам 0,38 кВ, разгружаются от реактивной мощности и трансформаторы на подстанции и питательные сети 0,38 кВ. Неразгруженными остаются только распределительные сети к отдельным электроприемникам. В целях равномерного распределения компенсирующих устройств целесообразно подключать конденсаторную установку к шинам РП таким образом, чтобы реактивная нагрузка этого РП составляла более половины мощности подключаемой конденсаторной установки.

При индивидуальной компенсации (рисунок 8.2, з), когда конденсаторная установка подключается непосредственно к зажимам потребляющего реактивную мощность электроприемника, что является основным требованием создания реактивной мощности по возможности ближе к месту ее потребления, такой способ будет наиболее эффективным в отношении разгрузки от реактивной мощности питательной и распределительной сетей, трансформаторов и сетей высшего напряжения. При индивидуальной компенсации происходит саморегулирование выработки реактивной мощности, так как конденсаторные установки включаются и отключаются одновременно с приводными электродвигателями машин и механизмов.

Способы и средства компенсации реактивной мощности.

Существуют два пути снижения реактивных нагрузок: а) снижение реактивной мощности без применения средств компенсации, не требующее больших материальных затрат, которое должно проводиться в первую очередь; б) установка специальных компенсирующих устройств.

Мероприятия, не требующие специальных компенсирующих устройств:

- 1) упорядочение технологического процесса для повышения коэффициента мощности;
- 2) использование синхронных двигателей во всех случаях, когда это рационально и возможно;
- 3) правильный выбор мощности трансформаторов и двигателей с их оп-

тимальной нагрузкой;

- 4) применение устройств, ограничивающих холостой ход приемников - асинхронных двигателей, трансформаторов;
- 5) замена и временное отключение малозагруженных трансформаторов и т.д.

Электрические сети предприятия по функциональным признакам работы электроустановок и средствам компенсации реактивной мощности условно подразделяются на сети общего назначения и сети со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками.

К специальным компенсирующим устройствам относятся:

1) Конденсаторные батареи. Основным средством компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные батареи, включаемые параллельно сети, - батареи поперечного включения. К достоинствам таких батарей относятся простота, невысокая стоимость, малые удельные потери активной мощности, к недостаткам - пожароопасность, наличие остаточного заряда.

2) Синхронные двигатели (ОД). Такие двигатели, широко используемые на промышленных предприятиях, способны отдавать реактивную мощность в сеть на месте потребления при полезной нагрузке на валу, допускают форсировку возбуждения и имеют широкие пределы регулирования реактивной мощности.

3) В системах электроснабжения промышленных предприятий целесообразно также совместное использование конденсаторов и синхронных двигателей. При этом конденсаторы компенсируют базисную часть суточного графика реактивной мощности, а двигатели снижают главным образом пики графика.

4) Реактивная мощность, генерируемая воздушными и кабельными линиями. Она должна учитываться при выборе средств компенсации. Эта мощность пропорциональна длине линии и квадрату напряжения. Мощность, генерируемая упомянутыми линиями, может быть определена по средним значениям, приведенным в справочниках.

Ход работы

- 1) Внимательно прочитать инструкцию.
- 2) Изучить средства и методы компенсации реактивной мощности.
- 3) Записать в отчет способы и средства компенсации реактивной мощности без применения компенсирующих устройств и с применением компенсирующих устройств.
- 4) Ответить на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

- 1) Что такое коэффициент мощности?
- 2) Какие электроприемники являются основными потребителями реактивной мощности?

- 3) С помощью векторной диаграммы поясните целесообразность компенсации реактивной мощности.
- 4) По какой формуле можно рассчитать мощность компенсирующего устройства?
- 5) Что такое естественная компенсация реактивной мощности?
- 6) К чему приводит уменьшение $\cos\varphi$?
- 7) Почему и как включают конденсаторы для увеличения $\cos\varphi$?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Средства и методы компенсации реактивной мощности.
- 3) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 9

«Выбор мощности компенсирующих устройств»

Цель практического блока:

Изучить условия выбора компенсирующих установок для повышения коэффициента мощности, научиться рассчитывать мощность конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- понятия реактивной мощности;
- условия выбора компенсирующих устройств;

уметь:

- рассчитывать мощность компенсирующих устройств;
- размещать компенсирующие устройства по длине РЩ.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Электрическая энергия, вырабатываемая на электростанциях и потребляемая различными электроприемниками, подразделяется на активную и реактивную. *Активная энергия* обеспечивает полезную работу электроприемников - электродвигателей, печей, освещения и т. п. и превращается в них в механическую, тепловую, световую и другие виды энергии. *Реактивная же энергия* никакой полезной работы не производит, а затрачивается на создание магнитных потоков в асинхронных двигателях, трансформаторах и других электротехнических устройствах.

Реактивная энергия переходит от источника (например, генератора) к потребителю, а затем обратно к источнику.

В связи с этим увеличение реактивной энергии (мощности) приводит к недостаточному использованию установленной мощности генераторов или трансформаторов. При увеличении реактивной мощности с неизменной активной мощностью ток, проходящий по проводам, растет, что приводит к необходимости увеличить сечение проводов линий электропередач и расход металла на их изготовление.

Для компенсации реактивной мощности эксплуатируемых или проектируемых электроустановок потребителей обычно применяют генерирование реактивной мощности на самом предприятии. Одним из

распространенных способов компенсации реактивной мощности является установка статических конденсаторов.

Определение мощности статических конденсаторов. Реактивная мощность, квар, статических конденсаторов определяется как разность между фактической наибольшей реактивной мощностью Q_M нагрузки предприятия и предельной реактивной мощностью Q_3 , представляемой предприятию энергосистемой по условиям режима ее работы:

$$Q_K = Q_M - Q_3 = P_M (tg\varphi_M - tg\varphi_3), \quad (9.1)$$

где $Q_M = P_M tg\varphi_M$;

P_M - мощность активной нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы принимается по средней расчетной мощности наиболее загруженной смены;

$tg\varphi_M$ - фактический тангенс угла соответствующий мощностям нагрузки P_M и Q_M ; ($tg\varphi_M = Q_M / P_M$);

$tg\varphi_3$ - оптимальный тангенс угла, соответствующий установленным предприятию получения от энергосистемы мощностей нагрузки P_M и Q_M .

Значение Q_3 для предприятия $S_{пр} \geq 750$ кВА, получающих питание от сети с несколькими ступенями трансформации, определяют по формулам.

Реактивная мощность Q_K , представляемой предприятию энергосистемой для действующих потребителей мощностью не менее 750 кВА, определяется следующим образом.

1) Вначале рассчитывают

$$Q_K^P = (0,2 + 0,5d) \cdot S_{пр} \cdot K_3 \quad (9.2)$$

где $S_{пр}$ - присоединенная мощность трансформаторов 6-10/0,4 кВ;

d - доля установленной мощности асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов в составе приемников электроэнергии низкого напряжения;

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов 6-10 кВ;

2) Далее определяют мощность компенсирующих устройств Q_K по следующей шкале:

Q_K^P	до 50	50-120	120-190	190-260	260-380	Более 380
Q_K	0	75	150	225	300	450

Если Q_K окажется меньше мощности устройства, уже установленного в сети потребителя, в качестве Q_K принимают фактическую мощность установленного устройства.

При питании потребителя от сети 380В в качестве присоединенной мощности $S_{пр}$ принимают его максимальную нагрузку (независимо от периода максимальных нагрузок энергосистемы), определяемую измерением. Для таких потребителей Q_K определяют по той же формуле, при этом коэффициент K_3 принимают равным единице.

При выдаче технических требований для проектирования электроснабжения потребителей с $S_{\text{пр}} < 750 \text{кВА}$ мощность компенсирующих устройств можно определить:

$$Q_{\kappa}^p = P_{\text{расч}}(\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} - 0,2) \quad (9.3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}}$ - соответствует стороне высокого напряжения трансформаторов.

При питании потребителей от сети напряжением 380 В значение Q_{κ} устанавливают равным стандартной мощности батарей конденсаторов, ближайшей к расчетной реактивной нагрузке потребителя.

В осветительных и силовых сетях напряжением 220 и 380 В применяют главным образом трехфазные конденсаторные установки с параллельным соединением конденсаторов, соединяемых по схеме треугольника.

В осветительных сетях трехфазные БК обычно подключают непосредственно (без выключателя) к групповым линиям этих сетей после выключателя.

В силовых сетях трехфазные БК могут подключаться к шинам распределительных щитов общим выключателем (с электроприемником) или отдельным выключателем.

Тип и мощность конденсаторов приведены в приложении 4, таблица 1.

Выбор схемы присоединения конденсаторных батарей. В цехах промышленных предприятий батареи статических конденсаторов рекомендуется размещать у групповых распределительных пунктов, на подстанции, магистральных и распределительных шинопроводах.

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, конденсаторную установку (КУ) любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой подстанции. При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной батарее конденсаторов. Общая расчетная мощность батарей распределяется между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

Если нагрузка распределена равномерно по шинопроводу, то точка присоединения конденсаторов определяется по формуле для определения $L_{\text{ш}}$, м:

$$L_{\text{ш}} = L_o + \left(1 + \frac{Q_{\kappa}}{2Q}\right) \cdot L \quad (9.4)$$

где L_o - соответственно длина магистральной и распределительной части шинопровода, м (рис.1);

Q_{κ} - мощность конденсаторов, кВар;

Q - суммарная реактивная мощность шинопровода, кВар;

Чтобы обеспечить при отключении разряд статических конденсаторов, к батарее должно быть постоянно подключено разрядное сопротивление,

например трансформатор напряжения (для батарей высокого напряжения) или лампы накаливания (для батарей высокого напряжения).

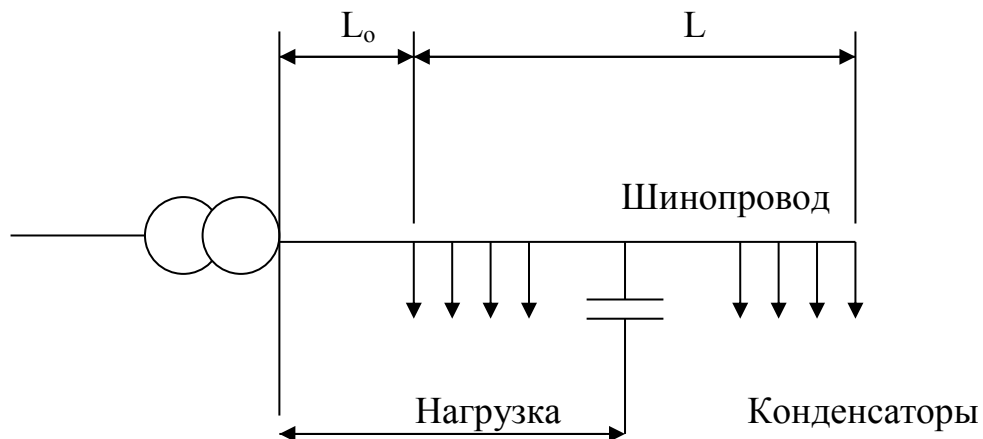


Рисунок 9.1 - Схема нагрузки шинпровода

Разрядное сопротивление, Ом, определяют по формуле:

$$R_p \leq 15 \cdot 10^6 \cdot \frac{U_\phi^2}{Q_k} \quad (9.5)$$

где U_ϕ - фазное напряжение сети, кВ.

В сети напряжением 380 В в качестве разрядных сопротивлений рекомендуется применять три группы по две последовательно соединенные лампы на 220 В, подключенные треугольником параллельно батарее конденсаторов.

Ход работы

Прочитать теоретическое обоснование.

Решить задачу № 1 и 2 согласно своему варианту.

Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

Определить мощность и тип конденсаторной батареи Q_k для компенсации реактивной мощности. Исходные данные принять по таблице 9.1

Таблица 9.1 - Исходные данные к задаче 1.

Наименование	Условные обозначения	Ед. изм	Варианты									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Присоединенная мощность трансформаторов	$S_{\text{пр}}$	кВА	250	350	300	400	630	3000	1600	2500	1000	4000
Доля установленной мощности АД и сварочных трансформаторов	d	%	50	65	60	72	78	80	84	50	60	82
Коэффициент загрузки трансформатора	K_z	—	0,78	0,76	0,74	0,72	0,6	0,8	0,82	0,84	0,86	0,9
Коэффициент мощности трансформатора	$\cos\varphi$	—	0,8	0,85	0,8	0,9	0,9	1,0	0,85	0,8	1,0	0,9
Напряжение сети	$U_{\text{н}}$	кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	6	6	6	6	6

Задача 2

Определить место присоединения конденсаторной установки к шинопроводу подстанции и разрядное сопротивление для обеспечения разряда статических конденсаторов. Пояснить схемой. Исходные данные принять по таблице 9.2.

Таблица 9.2 - Исходные данные к задаче 2.

Наименование	Условные обозначения	Ед. изм	Варианты									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина магистральной части шинопровода	L_0	м	0,5	0,5	0,7	1,0	1,5	5	3	4	3	6
Длина распределительной части шинопровода	L	м	1,0	1,5	1,7	2,0	2,2	4	3	5	2	6

Примечание: нагрузка по шинопроводу распределена равномерно.

Контрольные вопросы

- 1) Как подразделяется электроэнергия, вырабатываемая на электростанциях?
- 2) Что обеспечивает активная энергия?
- 3) Для каких целей вырабатывается реактивная энергия?
- 4) Что применяют для компенсации реактивной мощности?
- 5) Как определяется реактивная мощность?
- 6) Что такое разрядное сопротивление?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Решение задач с пояснениями.
- 3) Схема присоединения конденсаторной батареи к шинопроводу.
- 4) Ответы к решению задач.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 10

«Выбор сечения жил высоковольтного кабеля по экономической плотности тока»

Цель практического блока:

Научиться выбирать сечения проводов и кабелей напряжением выше 1000 В по экономической плотности тока, работать с нормативной и справочной литературой

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- условия выбора высоковольтных проводников по экономической плотности тока;

уметь:

- выбирать сечение проводников по экономической плотности тока;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Потери энергии при передаче по линии возрастают с увеличением сопротивления линии, которые в свою очередь определяются сечением провода: чем больше сечение провода, тем меньше потери. Однако при этом возрастают расходы цветного металла и капитальные затраты на сооружение линии. Чтобы выбрать экономически наиболее целесообразную линию, следует сравнить капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы для нескольких вариантов линий (не менее двух).

Потери, а следовательно, и стоимость потерь уменьшаются при увеличении сечения провода; величины же отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание возрастают с увеличением сечения проводов и кабелей, так как при этом увеличиваются капитальные затраты. Сумма указанных составляющих годовых затрат Z будет иметь минимум (рисунок 10.1) при так называемом экономически целесообразном сечении провода $s_{э\kappa}$.

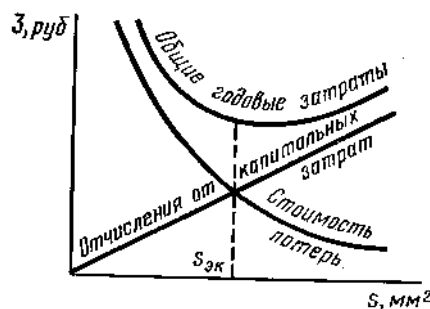


Рисунок 10.1 – График зависимости годовых затрат от сечения провода

ПУЭ установлены величины экономических плотностей тока $j_{эк}$, зависящие только от материала, конструкции провода и продолжительности использования максимума нагрузки T_u (приложение 5, таблица 1). При этом не учитывают такие факторы, как стоимость электроэнергии и величину напряжения линии. Экономически целесообразное сечение определяют предварительно по расчетному току линии I_p и экономической плотности $j_{эк}$:

$$S_{эк} = I_p / j_{эк} \quad (10.1)$$

Следует отметить, что в сетях напряжением до 1000 В сечение, выбранное по экономической плотности тока, в 2-3 раза превышает сечение, выбранное по техническим требованиям (нагреву, потере напряжения, механической прочности). Для устранения такого несоответствия, ведущего к перерасходу цветного металла, допускается: а) повышать для изолированных проводов сечением 16 мм² и менее экономическую плотность тока на 40 %; б) не проверять на экономическую плотность электрические сети напряжением до 1000 В при продолжительности использования максимума менее 4000-5000 ч, все ответвления к отдельным токоприемникам до 1000 В, осветительные сети и сети временных сооружений, а также шины распределительных устройств и подстанций.

Учитывая указанные отступления от величины экономической плотности, более правильным считают выбор экономически целесообразного сечения. Последнее находят путем экономического сопоставления двух сечений, из которых одно больше, а другое меньше сечения $S_{эк}$. При этом сравнивают для намеченных сечений годовые затраты

$$Z = C + 0,125 K \quad (10.2)$$

где C - годовые эксплуатационные расходы: суммарная стоимость потерь электроэнергии, стоимость амортизационных отчислений и стоимость ремонта и эксплуатации;

$0,125K$ - годовые капитальные затраты с учетом нормативного коэффициента, равного 0,125 - величина, обратная сроку окупаемости в 8 лет.

При расчете сети внутрицехового электроснабжения условно принимают, что питательные сети выполняются магистральными шинопроводами (ШМА),

подключенными к трансформатору. От ШМА питаются распределительные шинопроводы (ШРА), проложенные вдоль пролета цеха. Расчетный ток ШМА принимается по номинальному току силового трансформатора.

Ток участка распределительной сети

$$I = i_n l = \frac{k_{\max} S l}{\sqrt{3} U_{\text{л}} \Sigma l} \quad (10.3)$$

где i_n - ток нагрузки на 1 м, А/м;

l - длина расчетного участка сети распределительного шинопровода, м;

$k_{\max} S$ - суммарная расчетная максимальная нагрузка цеха без электрического освещения с учетом коэффициента максимума $k_{\max}$, кВт·А;

$U_{\text{л}}$ - напряжение линии, кВ;

Σl - длина всех распределительных шинопроводов цеха, м.

Потеря напряжения в питающем магистральном шинопровode не должна превышать 1,5...1,8 % и определяется по формуле

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \Sigma I_{\text{расч}} l \cdot 100}{U_{\text{л}}} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \quad (10.4)$$

где $\Sigma I_{\text{расч}} l$ - сумма моментов токовых нагрузок линии (шинопровода), А·км.

Для распределительных шинопроводов с равномерной нагрузкой потеря напряжения не должна превышать 2...2,5 % и определяется по формуле

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 i_n l \cdot 100}{U_{\text{л}}} (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (10.5)$$

Следует учитывать, что изменение местоположения цеховых подстанций связано в ряде случаев с изменением сечения и протяженности высоковольтной линии, а также с заменой выключателя, установленного на ГПП или ЦРП завода.

Для окончательного выбора схемы электроснабжения цеха или группы цехов необходимо выявить технико-экономические показатели каждого из намеченных вариантов.

Капитальные затраты определяют по укрупненным показателям стоимости оборудования, строительства и монтажа одного элемента схемы (камеры трансформатора, ячейки высоковольтного выключателя, 1 км кабеля) и др. Принимаем в (10.2) переменной только стоимость потерь. Чтобы определить стоимость потерь электроэнергии, подсчитаем потери (кВт·ч/год) для:

а) магистрального шинопровода при нескольких распределенных нагрузках

$$\Delta W_{\text{ШМА}} = 3 \Sigma I_{\text{расч}}^2 r \tau \cdot 10^{-3} \quad (10.6)$$

б) распределительного шинопровода при равномерно распределенной нагрузке:

$$\Delta W_{\text{ШРА}} = I^2 R \tau \cdot 10^{-3} \quad (10.7)$$

В формулах (10.6) и (10.7) $I_{\text{расч}}$, I - соответственно расчетный ток линии и ток участка линии (шинопровода), А;

R , r - соответственно сопротивления линии и участка линии (шинопровода),

τ - время потерь, зависящее от числа часов использования максимума нагрузки $T_{\text{и}}$ и коэффициента мощности.

Число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{и}}$ определяется характером нагрузки отраслей промышленности.

Стоимость годовых потерь электроэнергии

$$C = c (\Delta W_{\text{ШМА}} + \Delta W_{\text{ШРА}}) \quad (10.8)$$

C - стоимость электроэнергии

На основании полученных данных о стоимости капитальных затрат годовых потерь сравниваемых вариантов определяют годовые затраты и строят зависимости $З = f(s)$, по которым выбирают сечение s с минимумом годовых затрат.

Ход работы

- 1) Прочитать теоретическое обоснование.
- 2) Решить задачу № 1 и 2 согласно своему варианту.
- 3) Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

Определить по экономической плотности тока сечение воздушной линии напряжением $U_{\text{н}}$, кВ при питании предприятия первой категории надежности с максимальной нагрузкой $S_{\text{мах}}$, КВА и временем ее использования t часов. Проверить выбранное сечение проводника по допустимому нагреву и на потерю напряжения. Данные взять из таблицы 10.1.

Таблица 10.1 – Исходные данные

Вариант	Напряжение, U_n , кВ	Нагрузка $S_{\max}$, кВА	t часов	$\cos \varphi$	Длина линии L , км
1	6	700	3500	0,80	10
2	10	800	5200	0,85	8
3	35	10000	1250	0,88	12
4	110	25000	5800	0,90	35
5	6	600	2800	0,82	4
6	10	680	2900	0,84	8
7	35	11450	3200	0,79	36
8	110	16250	8700	0,85	78
9	6	1500	1100	0,89	5
10	10	685	2300	0,87	18

Задача 2

Определить по экономической плотности тока сечение и выбрать марку кабеля напряжением U_n , кВ при питании высоковольтного электродвигателя мощностью P_n , кВт и временем работы t часов. Проверить выбранное сечение кабеля по допустимому нагреву и на потерю напряжения. Данные взять из таблицы 10.2.

Таблица 10.2 – Исходные данные

Вариант	Напряжение, U_n , кВ	Нагрузка $P_{\text{ном}}$, кВт	t часов	$\cos \varphi$	Длина линии L , км
1	6	800	3500	0,89	1,1
2	10	1000	5200	0,87	0,8
3	6	1250	1250	0,88	1,2
4	10	1600	2800	0,89	2,8
5	6	2000	2900	0,84	2,3
6	10	2500	3200	0,82	5,6
7	6	315	1100	0,90	1,5
8	10	4000	2300	0,89	1,8
9	6	500	1200	0,78	0,7
10	10	630	2000	0,85	0,5

Контрольные вопросы

- 1) Как зависят потери энергии от сечения провода, почему?
- 2) Что допускается для устранения несоответствия выбора сечения по техническим требованиям и экономической плотности?
- 3) Какие потери напряжения допускаются в питающих и распределительных шинопроводах?
- 4) Какие линии не выбираются по экономической плотности тока?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Данные к задачам.
- 3) Решение задач с пояснениями.
- 4) Ответы к решению задач.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 11

«Определение центра электрических нагрузок, построение картограммы нагрузок»

Цель практического блока:

Научиться определять центр электрических нагрузок, строить картограмму нагрузок и определять месторасположения подстанций.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- расчет электрических нагрузок методом удельной плотности нагрузок;
- выбор количества и месторасположения подстанций;

уметь:

- определять центр электрических нагрузок;
- строить картограмму нагрузок.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Картограмма нагрузок. Для построения рациональной СЭС промышленного предприятия важное значение имеет правильное размещение трансформаторных подстанций. Подстанции всех мощностей, напряжения и тока должны быть максимально приближены к центрам подключенных к ним нагрузок (ЦЭН). Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели СЭС по расходу электроэнергии и дефицитных проводниковых материалов, т. е. минимум приведенных затрат. При проектировании СЭС предприятий различных отраслей промышленности разрабатывается генеральный план объекта, на который наносятся все производственные цехи и отдельные крупные ЭП, расположенные на территории предприятия. На генеральном плане указываются расчетные мощности цехов и всего предприятия. Для того чтобы найти наиболее выгодный вариант расположения понижающих подстанций и источников питания, составляют картограмму нагрузок.

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане площади, ограниченные кругами, которые в выбранном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Центр каждого круга цеха должен совпадать с центром нагрузок этого цеха.

ЦЭН предприятия (цеха) является символическим центром потребления электроэнергии предприятием (цехом). Картограмма нагрузок позволяет уста-

новить наиболее выгодное месторасположение распределительных или цеховых ТП и максимально сократить протяженность распределительных сетей.

Расчетная максимальная нагрузка i -го цеха P_i , кВт,

$$P_i = \pi r_i^2 m \quad (11.1)$$

где m - масштаб для определения площади круга;

r_i - радиус круга, равный

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}} \quad (11.2)$$

Обычно при построении принимают масштаб $m = 1 \text{ кВА/мм}^2$

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Центр круга выше 1000 В несколько смещен относительно центра нагрузок до 1000 В.

Осветительная нагрузка изображается в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из соотношения полных расчетных нагрузок и расчетных осветительных нагрузок цехов

$$\alpha_i = 360^\circ \frac{P_{p.o.i}}{S_{pi}} \quad (11.3)$$

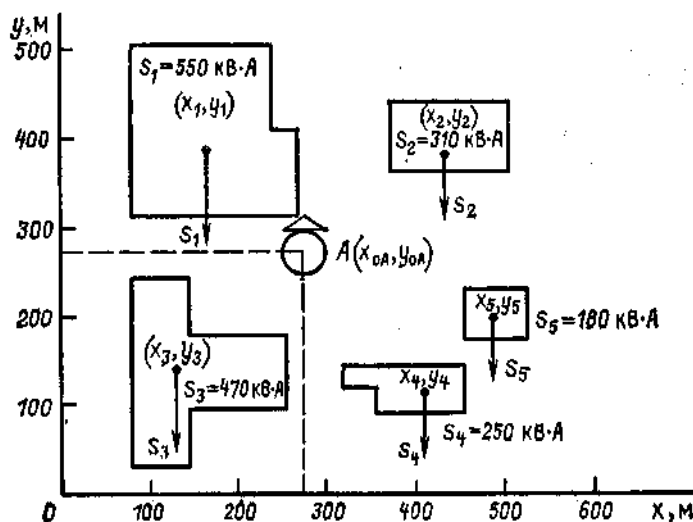


Рисунок 11.1 – Картограмма электрических нагрузок

На рисунке 11.1 представлена в качестве примера картограмма нагрузок среднего по мощности промышленного предприятия. Месторасположение ЦЭН (предварительное) можно определить по методу нахождения геометрического центра тяжести плоской фигуры, которой в данном случае является изображение цеха в плане. Если считать электрические нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха, то ЦЭН цеха будет совпадать с его геометри-

ческим центром тяжести. Проведя аналогий между массами и электрическими нагрузками, определяют координаты ЦЭН предприятия:

$$x_0 = \sum S_i x_i / \sum S_i \quad (11.3)$$

$$y_0 = \sum S_i y_i / \sum S_i \quad (11.4)$$

где S_i - полная расчетная мощность, создаваемая i -м потребителем, кВА;

x_i и y_i - соответственно абсцисса и ордината точек приложения отдельных нагрузок i -го цеха в осях координат x и y .

Погрешности расчета ЦЭН по указанному методу находятся в пределах 5...10 %. Для более точного определения местонахождения ЦЭН применяют ЭВМ и методы математического программирования.

Этим способом определения ЦЭН по картограмме нагрузок пользуются для нахождения месторасположения ГПП предприятия. Для выбора места расположения подстанций глубокого ввода следует предварительно определить группы потребителей, питающихся от каждой ПГВ, и выбор места ПГВ производить с учетом ЦЭН соответствующей группы потребителей. Рациональное расположение нескольких ПГВ или ЦРП 6-10 кВ на территории предприятия находится на прямой линии, соединяющей ЦЭН предприятия с источником питания - энергосистемой.

На практике часто выбор месторасположения ТП зависит от местных условий, так как возможны неблагоприятные условия среды, наличие производственных загрязнений, вредно воздействующих на изоляцию электрооборудования. Бывают случаи, когда площадка предприятия стеснена различными коммуникациями, сооружениями. Поэтому при выборе места, типа и схемы ПГВ 35-220 кВ определяющими могут оказаться условия, зависящие от технологического процесса. К таким производствам относятся коксохимические заводы, заводы огнеупоров, мартеновские цехи и др. На каменных карьерах производственный процесс связан со взрывами, поэтому ГПП и ПГВ в этом случае должны сооружаться вне зоны взрывов с той целью, чтобы действие взрывной волны не отражалось на нормальной работе электрооборудования. Подстанции в загрязненных зонах нужно располагать таким образом, чтобы они не попадали в факел загрязнений или в полосу уносов промышленных выбросов ветром.

Радикальным решением вопроса надежной работы подстанции в сложных условиях окружающей среды является проведение природоохранных мероприятий, а также применение простейших конструктивных решений подстанций с минимальным количеством коммутационных аппаратов.

Распределительные устройства (РП, ЦРП) и другие узлы, на которых электроэнергия не вырабатывается, наоборот, целесообразно располагать не в ЦЭН, а на границе питаемых ими участков сети. Это требование необходимо во избежание возвратного движения (обратных потоков) электроэнергии одного и того же напряжения, приводящего к перерасходу проводникового материала и к увеличению потерь мощности.

После выбора места расположения ТП определяются и ориентировочные размеры и схемные решения. Для рационального размещения ТП необходимо взаимное согласование с технологической, строительной и другими смежными службами предприятия. Если предприятие проектируемое, то необходимо согласование электротехнической части со всеми основными производственными отделами проектной организации.

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Решить задачу № 1 и 2 согласно своему варианту.
- 3) Выполнить методические указания к решению задач.
- 4) Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

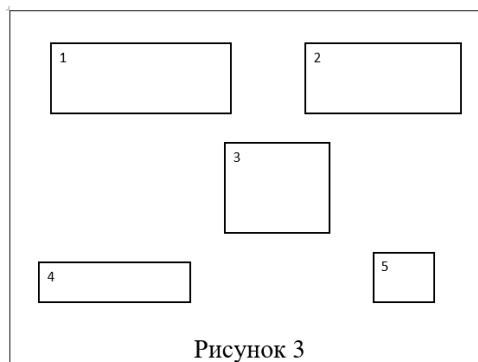
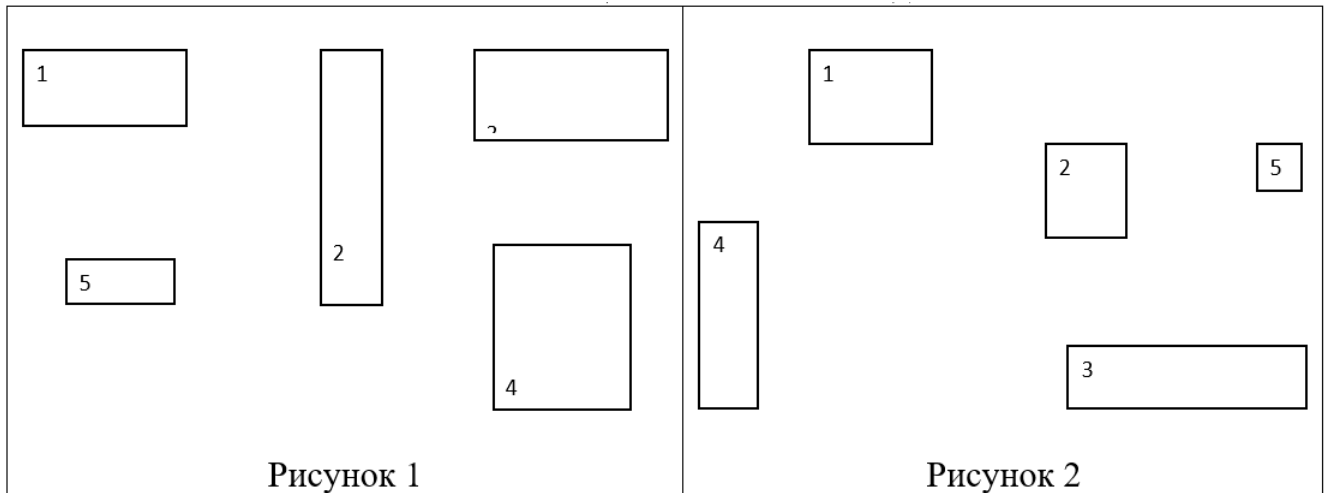
Машиностроительный завод имеет 5 цехов: литейный, сборочный, механический, инструментальный и вспомогательный.

Определить общую расчетную нагрузку по отдельным цехам и заводу, используя метод удельных плотностей нагрузок, а также местоположение подстанции, данные взять из таблицы 11.1.

Таблица 11.1 – Исходные данные

Варианты	Площадь литейного цеха, тыс. м ²	Площадь сборочного цеха, тыс. м ²	Площадь механического цеха, тыс. м ²	Площадь инструментального цеха, тыс. м ²	Площадь вспомогательного цеха, тыс. м ²	Коэффициент мощности	№ рисунка
1	4×5	2×5	5×6	5×5	3×5	0,8	1
2	4×4	3×4	3×10	3×6	3×3	0,8	2
3	2×2	4×5	5×6	4×10	7×7	0,78	3
4	2×5	3×5	4×5	5×5	3×10	0,78	1
5	5×5	3×3	4×5	5×6	4×10	0,88	2
6	2×5	3×5	5×5	3×5	6×6	0,88	3
7	3×4	2×7	3×6	4×4	4×5	0,82	1
8	3×3	3×4	2×8	2×10	5×5	0,82	2
9	3×6	4×6	4×4	2×10	3×3	0,85	3
10	3×10	2×10	3×6	5×6	3×5	0,85	1

Расположение цехов на плане завода



Задача 2

Рассмотреть определение и построение угла сектора α для указанного цеха на генплане завода, если расчетная осветительная нагрузка составляет $P_{p.o.}$. Данные взять в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Исходные данные

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номер цеха на плане	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
$P_{p.o.}$ кВт	12,7	127	15	20	26	180	23	56	84	18

Методические указания к решению задач

1) Расчетная средняя нагрузка по цеху определяется по формуле:

$$P_p = P_{cp} = p_0 F, \quad (11.5)$$

где p_0 – удельная плотность нагрузки на единицу площади, Вт/м²;
 F – производственная площадь, м².

- 2) Выбирается масштаб, в выбранном масштабе строится план цеха.
- 3) Определяются радиусы и строятся окружности, центр каждого круга цеха должен совпадать с центром нагрузок этого цеха.

- 4) Проводится произвольно ось координат, измеряются координаты (x и y) ЦЭН цехов, определяются координаты местонахождения подстанции.
- 5) В соответствии с полученными координатами x_{0A} и y_{0A} на заданной картограмме нагрузок в полученной точку A размещается трансформаторная подстанция.

Контрольные вопросы

- 1) С какой целью строится картограмма нагрузок?
- 2) Как изображаются силовые нагрузки до и выше 1000 В и осветительная нагрузка?
- 3) Сколько процентов составляют погрешности расчета ЦЭН по картограмме?
- 4) Как зависит выбор местоположения ТП от местных условий?

Содержание отчета

1. Номер, тема и цель работы.
2. Данные к задачам.
3. Решение задач с пояснениями.
4. Картограмма нагрузок в масштабе и объяснение ее построения.
5. Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 12

«Определение типа, числа и мощности трансформаторов на подстанции»

Цель практического блока:

Научится по заданным условиям определять число и мощность силовых трансформаторов на подстанции

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- условия выбора числа силовых трансформаторов на подстанции;
- условия параллельной работы трансформатора;
- допустимые перегрузки силовых трансформаторов;

уметь:

- определять количество трансформаторов на подстанции в зависимости от категории потребителей;
- определять мощность и выбирать марку трансформаторов;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий является одним из основных вопросов рационального построения СЭС. В нормальных условиях силовые трансформаторы должны обеспечивать питание всех ЭП предприятия. Как правило трансформаторов на подстанциях должно быть не более двух. Наиболее экономичны однотрансформаторные подстанции, которые при наличии централизованного (складского) резерва или связей по вторичному напряжению могут обеспечить надежное питание потребителей II и III категорий.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при значительном числе потребителей I и II категорий, при сосредоточенных нагрузках на данном участке, с высокой удельной плотностью ($0,5 \dots 0,7 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2$), а также если имеются ЭП особой группы. Кроме того, двухтрансформаторные подстанции; целесообразны при неравномерном суточном и годовом графиках нагрузки предприятия, при сезонном режиме работы одно- или двухсменных предприятий со значительной разницей загрузки смен. В этих случаях в режимах минимальных нагрузок целесообразно отключать один из двух трансформаторов подстанции, что определяется условиями оплаты за электроэнергию по двухставочному тарифу.

На крупных трансформаторных подстанциях (ГПП и ПГВ), как правило, число трансформаторов не более двух. Это обеспечивает надежное питание потребителей всех категорий. Однотрансформаторные ПГВ допускается применять при обеспечении послеаварийного питания нагрузок по связям вторичного напряжения с соседними ПГВ, с ТЭЦ или другими ИП, а также при отсутствии ударных нагрузок, создаваемых электропечами, прокатными станами. При магистральном питании однотрансформаторных ПГВ по линиям 35...220 кВ ближайшие подстанции рекомендуется присоединять к разным линиям или цепям с последующим использованием в послеаварийных режимах связей на вторичном напряжении.

Для уменьшения токов КЗ работа трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях в сетях промышленных предприятий, как правило, предусматривается раздельной. В ряде случаев бывает необходима параллельная работа трансформаторов.

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки объекта электроснабжения, числа часов использования максимума нагрузки $T_{\max}$, темпов роста нагрузок, стоимости электроэнергии, допустимой перегрузки трансформаторов и их экономической загрузки. Для выбора мощности цеховых ТП необходимо знать среднюю расчетную мощность за максимально загруженную смену $P_{\text{см}}$.

Если к моменту проектирования указанные факторы еще не известны в полном объеме, то мощность трансформаторов выбирается так, чтобы в нормальных условиях окружающей среды при подключении всех расчетных нагрузок предприятия их коэффициент загрузки β_t не превышал 0,7...0,75.

На двухтрансформаторных подстанциях следует стремиться применять однотипные трансформаторы одинаковой мощности для упрощения замены в случае выхода одного трансформатора из строя, а также для сокращения номенклатуры складского резерва.

ГОСТ 14209 - 85 рекомендованы допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки силовых масляных трансформаторов общего назначения мощностью до 100 МВ·А включительно с видами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц с учетом температуры охлаждающей среды $\theta_{\text{охл}}$.

Совокупность допустимых нагрузок, систематических и аварийных перегрузок определяет нагрузочную способность трансформаторов, в основу расчета которой положен тепловой износ изоляции трансформаторам. Если не учитывать нагрузочную способность трансформаторов, то можно необоснованно завысить выбираемую установленную мощность $S_{\text{ном.т}}$, что экономически нецелесообразно. Исследования различных режимов работы трансформаторов показали, что максимальные допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки не приводят к заметному старению изоляции и существенному сокращению нормальных (20...25 лет) сроков их службы. Это вызвано тем, что при работе трансформаторов с повышенными нагрузками ускоренный износ изоляции компенсируется недоиспользованием ее в часы работы с нагрузками

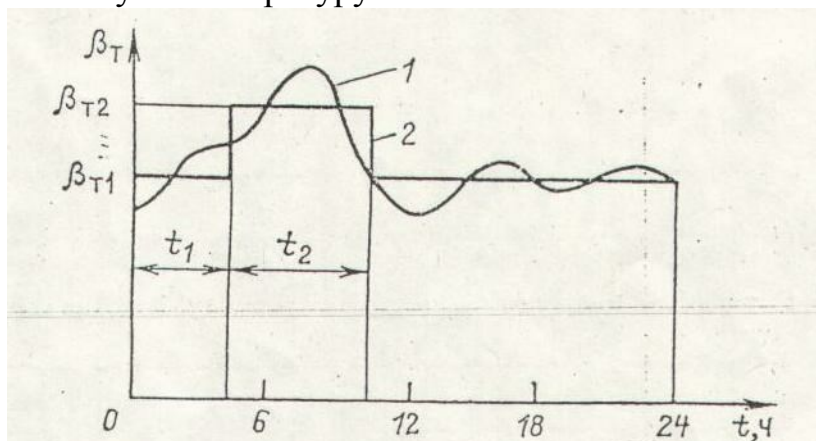
ниже номинальных. В эксплуатации трансформаторы, как правило, недогружаются в ночные часы и летние месяцы года.

Если известны расчетная максимальная мощность объекта S_p и коэффициент допустимой перегрузки $k_{н.доп}$, то номинальная мощность трансформатора, кВ·А,

$$S_{ном.т} = S_p / k_{н.доп} \quad (12.1)$$

Нагрузка трансформаторов мощностью выше номинальной допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора (вентиляторы дутья, резервные охладители и т.п.).

При определении допустимых систематических нагрузок температуру охлаждающей среды следует принимать равной среднему значению для данной местности, если при этом температура положительна и ее изменение не превышает 12°C . При изменении температуры охлаждающей среды свыше 12°C или при отрицательных значениях температуры охлаждающего воздуха необходимо определить эквивалентную температуру в соответствии с ГОСТ 14209 - 85.



1 - действительный; 2 - преобразованный двухступенчатый
Рисунок 12.1- Суточный график нагрузки

Для выбора мощности трансформатора с учетом допустимых нагрузок и перегрузок удобно пользоваться суточным двухступенчатым прямоугольным графиком нагрузок цеха, участка, предприятия. Если график нагрузки многоступенчатый, то его следует разбить на участки с двух- или одноступенчатой нагрузкой. Расчет в этом случае проводится последовательно для каждого участка, и каждая предыдущая нагрузка является начальной для следующего участка графика. На рисунке 12.1 в качестве примера приведено изменение во времени коэффициента загрузки трансформатора предприятия, у которого t_1 - время предшествующей нагрузки, t_2 - длительность перегрузки.

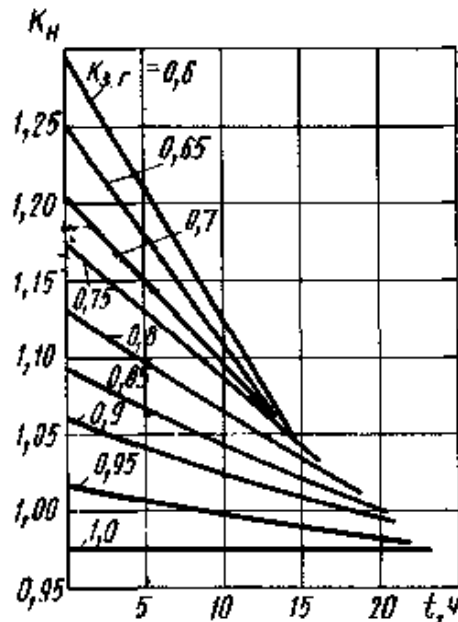


Рисунок 12.2 - Кривые кратностей допустимых нагрузок трансформаторов

Расчет максимально допустимых нагрузок и перегрузок проводится с целью проверки допустимости существующего графика нагрузки цеха, участка, предприятия, а также с целью определения возможных вариантов двухступенчатых суточных графиков нагрузки с максимальным значением k_{n2} при различных значениях k_{n1} и t_2 (таблица 2. Приложение 6), k_{n1} - коэффициент загрузки в начальный момент режима перегрузки трансформатора; k_{n2} - коэффициент загрузки трансформатора в режиме перегрузки).

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Выписать данные для своего варианта.
- 3) Решить задачи № 1 и 2 согласно своему варианту.
- 4) Выполнить методические указания к решению задач.

Задача 1

Выбрать число и мощность трансформаторов на ГПП. Средняя мощность предприятия за максимально загруженную смену $P_{см}$, МВт; максимальная расчётная мощность завода P_p , МВт.

Электроприёмники I и II категории потребляют β_T мощности предприятия. Суммарное время максимальной расчётной нагрузки t_2 . Температура охлаждающей среды - $\theta_{охл} = 10^0$ С. Исходные данные принять по таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Исходные данные для решения задачи 1

№ варианта	Средняя мощность предприятия, $P_{см}$, МВт	Коэффициент мощности, $\cos\varphi$	Максимальная расчетная мощность, P_p , МВт	Доля потребителей I и II категорий, β_t , %	Время максимальной расчетной нагрузки, t_2 , час
1	25,0	0,8	30,0	45	1
2	13,5	0,88	15,0	40	2
3	44,0	0,89	62,5	78	3
4	57,2	0,9	65,2	75	5
5	32,5	0,91	40,5	56	7
6	54,3	0,92	56,8	78	9
7	45,8	0,93	52,8	85	10
8	16,5	0,82	20,0	45	8
9	18,5	0,78	25,0	50	6
10	68,0	0,84	72,4	86	4

Методические указания к решению задачи 1

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ГПП

- 1) Если преобладание потребителей I и II категорий составляет более 50 %, то выбирается на подстанции 2 трансформатора.
- 2) Коэффициент нагрузки k_n принимается по таблице 1 (Приложение 6).
- 3) Расчетная мощность трансформатора определяются по формуле:

$$S_{ном.расч} = \frac{P_{см}}{n \cos \varphi k_n} \quad (12.2)$$

4) По справочнику выбирается ближайшая номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$ и выписываются его технические характеристики.

5) Расчетная максимальная мощность трансформатора в период нагрузки определяется по формуле:

$$S_{max} = \frac{P_p}{n \cos \varphi k_n} \quad (12.3)$$

6) Мощность электроприемников I и II категории

$$P_{см} (I, II) = \beta_t P_{см} \quad (12.4)$$

$$P_p (I, II) = \beta_t P_p \quad (12.5)$$

7) По таблице 2 (Приложение 6) при t_2 определяем максимальную систематическую нагрузку $k_{н2}$ (значение в числителе).

8) Загрузка трансформатора расчетной максимальной мощностью в нормальном режиме определяется по формуле

$$k_{н.норм} = S_{ном}/S_{ном,р} \leq k_{н2} \quad (12.6)$$

9) При аварийном выходе из строя одного из трансформаторов и при отключении нагрузок III категории коэффициент загрузки трансформатора определяется по формуле

$$k_{н.ав} = P_p(I, II)/\cos\varphi S_{ном} \quad (12.7)$$

10) При выполнении условия (значение $k_{н2}$ в знаменателе)

$$k_{н.2} \geq k_{н.ав} \quad (12.8)$$

мощность трансформатора выбрана правильно.

Задача 2

Максимальная нагрузка на шинах цеховой подстанции составляет S_{max} при времени максимума t_2 . Среднесуточная нагрузка $S_{ср}$, КВА. Потребители I и II категории составляют β , % от максимальной нагрузки. Выбрать число и мощность трансформаторов. Исходные данные принять по таблице 12.2.

Таблица 2 - Исходные данные для решения задачи № 2

№ варианта	Максимальная нагрузка цеха, S_{max} , МВа	Среднесуточная нагрузка, $S_{ср}$, МВа	доля потребителей I и II категорий, β , %	время максимальной расчетной нагрузки, t_2 , час
1	5	4	68	4
2	10	6	70	6
3	15	8	72	5
4	16	10	74	8
5	18	12	76	10
6	8	5	79	12
7	20	16	80	7
8	24	20	82	9
9	32	29	84	15
10	44	40	86	14

Методические указания к решению задачи 2

Выбор числа и мощности трансформаторов на цеховой подстанции

- 1) Учитывая наличие потребителей I и II категории, устанавливаем 2 трансформатора.
- 2) Коэффициент заполнения графика определяется по формуле

$$K_{зг} = S_{ср}/S_{max} \quad (12.9)$$

3) По величине $K_{зг}$ и времени максимума t_2 находится коэффициент допустимой нагрузки k_n по рисунку 12.2.

4) Определяется мощность трансформаторов:

$$S_{ном.р} = S_{max}/n k_n \quad (12.10)$$

5) По справочнику выбирается мощность трансформаторов $S_{ном}$ и выписываются его технические характеристики.

6) Определяется действительный коэффициент нагрузки k_n для выбранного трансформатора

$$k_n = S_{max}/(n S_{ном}) \leq 0,75 \quad (12.11)$$

7) Проверяется установленная мощность трансформатора в аварийном режиме при отключении одного трансформатора и необходимости обеспечить электроснабжение I и II категории в период максимума с допускаемой нагрузкой, равной 140% по условию

$$1,4 S_{ном} \geq 0,75 S_{max} \quad (12.12)$$

Если условие выполняется, то мощности трансформаторов выбраны правильно.

Контрольные вопросы

- 1) В каких случаях применяются двух трансформаторные подстанции?
- 2) Что определяет нагрузочную способность трансформаторов, и что положено в основу расчёта?
- 3) Почему аварийные перегрузки трансформаторов не приводят к износу изоляции?
- 4) Что называется коэффициентом загрузки трансформатора?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Данные к задачам.
- 3) Решение задач с пояснениями.
- 4) Ответы к решению задач.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 13

«Расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических линиях и трансформаторах»

Цель практического блока:

Приобрести навыки расчета потерь мощности и электроэнергии в электрических линиях и трансформаторах

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- структуру потерь мощности и электроэнергии;
- методы расчета потерь мощности и электроэнергии;
- мероприятия по снижению потерь электроэнергии;

уметь:

- определять потери мощности электроэнергии в электрических линиях и трансформаторах;
- пользоваться справочной литературой.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Передача электрической энергии от источников питания к потребителям связана с потерей части мощности и энергии в системе электроснабжения (трансформаторах, линиях, реакторах). Эти потери определяются током, протекающим по линии, и величиной передаваемого напряжения.

Рассмотрим методы определения потерь мощности и электроэнергии в отдельных звеньях системы электроснабжения.

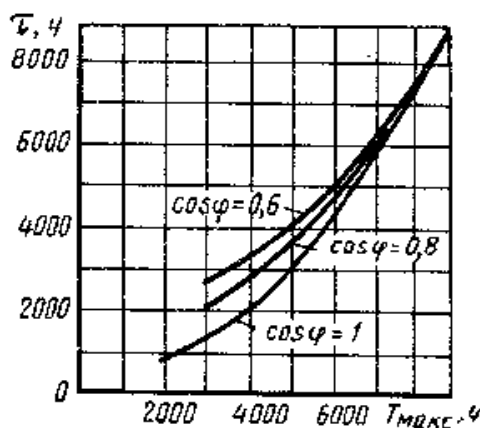


Рисунок 13.1 – График для определения времени потерь

Потери мощности и электроэнергии в воздушных и кабельных линиях. Электрическая нагрузка имеет переменный характер, поэтому потери мощности и электроэнергии в линиях зависят от изменения нагрузки. Потери мощности и электроэнергии по проектируемому объекту можно рассчитывать или по величине среднеквадратичного тока I_{cp} с учетом времени включения линии T_v , или максимальному току $I_{макс}$ при времени потерь τ .

Среднеквадратичный ток представляет собой эквивалентный ток, который, проходя по линии за время T_v , вызывает те же потери мощности и электроэнергии, что и действительный, изменяющийся за то же время ток.

Время потерь τ - это расчетное время, в течение которого линия, работая с неизменной максимальной нагрузкой $I_{макс}$, имела бы те же потери мощности и электроэнергии, что и при работе по действительному переменному графику нагрузки (рисунок 13.1).

Среднеквадратичный ток находят по среднему току I_{cp} и коэффициенту формы графика нагрузки κ_ϕ :

$$I_{ск} = \kappa_\phi I_{cp} \quad (13.1)$$

где

$$I_{cp} = \frac{W}{T_v \sqrt{3} \cos \varphi_{срв}} \quad (13.2)$$

Здесь W - расход активной электроэнергии (кВт·ч) за время T_v (сутки, год);

$\cos \varphi_{срв}$ - средневзвешенный коэффициент мощности.

С достаточной для практических расчетов точностью по данным проектных организаций при любом числе (более двух) токоприемников с длительным режимом работы и числом токоприемников более двадцати с повторно-кратковременным режимом коэффициент формы $\kappa_\phi = 1,05 \dots 1,1$.

Потери активной мощности (кВт) и электроэнергии (кВт·ч) по среднеквадратичному току определяют по формулам:

$$\Delta P = 3 I_{ск}^2 R \cdot 10^{-3}; \quad \Delta W = \Delta P T_v \quad (13.3)$$

Потери реактивной мощности (квар) и реактивной энергии (квар·ч) составят:

$$\Delta Q = 3 I_{ск}^2 X \cdot 10^{-3}; \quad \Delta V = \Delta Q T_v \quad (13.4)$$

Если известны расход электроэнергии W , учтенный за определенное время (сутки, год), а также максимальная мощность нагрузки $P_{макс}$, то можно найти время $T_{макс}$, в течение которого данная линия могла бы передать эту электроэнергию:

$$T_{\text{макс}} = \frac{W}{P_{\text{макс}}} \quad (13.5)$$

Время использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}}$ определяется характером производства и сменностью работы потребителя и составляет в среднем в год (ч): для осветительных нагрузок – 1500...2000; для односменных предприятий – 1800...2500; для двухсменных – 3500...4500; для трехсменных – 5000...7000.

По величинам W и $T_{\text{макс}}$ можно определить максимальный ток за рассматриваемый промежуток времени (сутки, год):

$$I_{\text{макс}} = \frac{W}{T_{\text{макс}} \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{срв}}} \quad (13.6)$$

При расчете потери мощности и электроэнергии по максимальному току вводится понятие времени потерь τ , которое зависит от времени использования максимума $T_{\text{макс}}$ и коэффициента мощности $\cos \varphi$. Зная эти величины, по кривым зависимости $\tau = f(T_{\text{макс}}, \cos \varphi)$ (рисунок 13.1) находят время потерь, а затем определяют активные и реактивные потери электроэнергии:

$$\Delta W = 3 I_{\text{макс}}^2 R \tau; \quad \Delta V = 3 I_{\text{макс}}^2 X \tau \quad (13.7)$$

Зная потери электроэнергии, можно найти соответствующие им потери мощности:

$$\Delta P = \frac{\Delta W}{\tau}; \quad \Delta Q = \frac{\Delta V}{\tau} \quad (13.8)$$

Потери мощности и электроэнергии в трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторах состоят из потерь активной ΔP_m и потерь реактивной ΔQ_T мощности.

Потери активной мощности. Они состоят из двух составляющих: потерь, идущих на нагревание обмоток трансформатора ΔP , зависящих от тока нагрузки, и потерь, идущих на нагревание стали $\Delta P_{\text{ст}}$, не зависящих от тока нагрузки. Потери мощности, идущие на нагревание обмоток трансформатора,

$$\Delta P = 3 I^2 R_T \left(\frac{S}{\sqrt{3} U} \right)^2 R_T = \frac{S^2}{U^2} R_T = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_T \quad (13.9)$$

При этом полные активные потери

$$\Delta P_T = \Delta P + \Delta P_{\text{cm}} = \frac{(P^2 + Q^2) R_T}{U^2 + \Delta P_{\text{cm}}} \quad (13.10)$$

где R_T - активное сопротивление (Ом) обмоток трансформатора, определяемое по величине потерь в меди ΔP_M (кВт), мощности трансформатора $S = S_{ном}$ (кВА), номинальному напряжению $U_{ном}$ (кВ) обмотки трансформатора, присоединенной к рассчитываемой линии:

$$R_T = \frac{\Delta P_M U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \quad (13.11)$$

Потери реактивной мощности. Они состоят из двух составляющих: потерь, вызванных рассеянием магнитного потока в трансформаторе ΔQ , зависящих от квадрата тока нагрузки, и потерь, идущих на намагничивание трансформатора ΔQ_μ , не зависящих от тока нагрузки, которые определяются током х.х. (i_{xx} или i_0).

Потери мощности, вызванные рассеянием магнитного потока,

$$\Delta Q = 3I^2 x_T = \frac{(P^2 + Q^2) x_T}{U^2} \quad (13.12)$$

При этом полные реактивные потери

$$\Delta Q_T = \Delta Q + \Delta Q_\mu = \frac{(P^2 + Q^2) x_T}{U^2 + \Delta Q_\mu} \quad (13.13)$$

где x_T - реактивное сопротивление обмоток трансформатора, определяемое напряжением короткого замыкания u_K и сопротивлением R_T ; $\Delta Q_\mu = \Delta Q_{x.x}$ - потери холостого хода.

С помощью каталожных данных потери мощности в трансформаторах можно определить иначе. Если даны потери короткого замыкания $\Delta P_{м.ном}$, соответствующие потерям в меди при номинальной нагрузке трансформатора $S_{ном}$, и известна его фактическая загрузка S , то активные потери

$$\Delta P_T = \Delta P_M + \Delta P_{см} = \Delta P_{м.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_{см} = \kappa_3^2 \Delta P_{м.ном} + \Delta P_{см} \quad (13.14)$$

где $\kappa_3 = \beta$ - коэффициент загрузки трансформатора.

Сопротивление (Ом) и реактивные потери (квар) трансформатора могут быть определены также по каталожным данным:

$$x_T = \frac{u_K U_{ном}^2}{100 S_{ном}}; \quad \Delta Q_\mu = \frac{i_{x.x} S_{ном}}{100} \quad (13.15)$$

$$\Delta Q_T = 3I^2 x_T + \Delta Q_\mu = 3I^2 \frac{u_K U_{ном}^2}{100 S_{ном}} + \Delta Q_\mu = \frac{u_K S^2}{100 S_{ном}} + \frac{i_{x.x} S_{ном}}{100} = \frac{S_{ном}}{100} (u_K \kappa_3^2 + i_{x.x}) \quad (13.16)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания, %;

i_{xx} (или i_0) - ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{ном}$ - номинальная мощность, кВА;

$\kappa_3 = \beta = S/S_{ном}$ - отношение действительной нагрузки трансформатора к его номинальной мощности.

Если учесть при определении потерь экономический эквивалент реактивной мощности $\kappa_{эк}$, представляющий собой потерю активной мощности при передаче реактивной, то приведенные потери активной мощности при холостом ходе трансформатора $\Delta P_0^1 = \Delta P_{ст} + \kappa_{эк} \Delta Q_m$; приведенные потери активной мощности при коротком замыкании трансформатора $\Delta P_k^1 = \Delta P_m + \kappa_{эк} \Delta Q_m$.

Потери электроэнергии в меди. Их можно определить по потерям мощности меди $\Delta P_{м.ном}$, максимальной нагрузке $S_{макс}$ и времени потерь τ , найденным по кривой зависимости $\tau = f(T_{из}, \cos \phi)$, где $\cos \phi$ принимают неизменным за определенное время (сутки, год и т. д.):

$$\Delta W_m = \Delta P_{м.ном} \left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}} \right)^2 \tau \quad (13.17)$$

Потери электроэнергии в стали. Их определяют потерями мощности при холостом ходе ($\Delta P_{ст} = \Delta P_{х.х.}$) и временем включения трансформатора T_v :

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{ст} T_v \quad (13.18)$$

Суммарные активные потери электроэнергии

$$\Delta W_m = \Delta P_{м.ном} \left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}} \right)^2 \tau + \Delta P_{ст} T_v = \Delta P_{м.ном} \kappa_3^2 \tau + \Delta P_{ст} T_v \quad (13.19)$$

Суммарные реактивные потери электроэнергии. Эти потери определяют по реактивным потерям мощности ΔQ_t учетом времени потерь τ и времени включения трансформатора T_v :

$$\Delta V = \Delta Q \tau + \Delta Q_{\mu} T_v = \frac{u_k \kappa_3^2 S_{ном}}{100} \tau + \frac{i_{х.х.} S_{ном}}{100} T_v = \frac{S_{ном}}{100} T_v = \frac{S_{ном}}{100} (u_k \kappa_3^2 + I_{х.х.} T_v) \quad (13.20)$$

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Выписать данные для своего варианта.
- 3) Решить задачи № 1 и 2 согласно своему варианту.
- 4) Выполнить методические указания к решению задач.
- 5) Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

Определить потери электроэнергии за год в трехфазной воздушной линии напряжением U_L , кВ, длиной l , км, сечением провода s , мм², питающей про-

мышленное предприятие с трехсменной работой. Годовой расход электроэнергии W , кВт·ч при максимальной токовой нагрузке $I_{\text{макс}}$, А и коэффициенте мощности $\cos\varphi$. Исходные данные принять по таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Исходные данные для решения задачи 1

№ варианта	Напряжение линии, $U_{\text{л}}$, кВт	Длина линии, l , км	Сечение провода s , мм ²	Годовой расход электроэнергии W , МВт·ч	Максимальная токовая нагрузка $I_{\text{макс}}$, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$
1	10	5,5	35	2380	50	0,6
2	6	6,8	50	3245	55	1,0
3	10	10,0	70	3750	62	0,9
4	6	25,0	120	5520	74	0,7
5	10	8,2	95	4980	100	0,8
6	6	27,0	150	5240	120	0,6
7	10	40,0	35	2500	60	0,7
8	6	15,5	70	3500	120	0,9
9	10	12,4	70	3470	45	1,0
10	6	7,8	95	5210	84	0,6

Методические указания к решению задачи 1

1) Находим по справочнику для сечения s , мм² сопротивление провода r_0 , Ом/км. Общее активное сопротивление линии $R = r_0 l$, Ом.

2) Определяем максимальную мощность нагрузки по формуле:

$$P_{\text{макс}} = \sqrt{3} U_{\text{л}} I_{\text{макс}} \cos\varphi \quad (13.21)$$

3) Определяем время использования максимума по формуле (13.5).

4) По графику, представленному на рисунке 13.1 для $T_{\text{макс}}$ и $\cos\varphi$, находим время потерь τ , ч.

5) Определяем потери электроэнергии по формуле (13.7).

6) Потери активной электроэнергии в процентах составляют:

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100 \quad (13.22)$$

Задача 2

Определить годовые потери электроэнергии в трансформаторе мощностью $S_{\text{ном}}$, кВА, напряжением 10/0,4 кВ. Максимальная нагрузка на трансформаторе $S_{\text{макс}}$, кВА при среднем коэффициенте мощности $\cos\varphi$ и числе часов использования максимума $T_{\text{макс}}$, ч. Исходные данные принять по таблице 13.2.

Таблица 13.2 - Исходные данные для решения задачи 2

№ варианта	Мощность трансформатора, $S_{\text{ном}}$, кВА,	Максимальная нагрузка на трансформаторе $S_{\text{макс}}$, кВА	Коэффициент мощности, $\cos\varphi$	Часы использования максимума, $T_{\text{макс}}$, ч
1	63	47	0,7	2500
2	100	75	0,8	2800
3	160	120	0,6	3000
4	250	187	0,7	3200
5	400	295	0,8	3500
6	630	472	1,0	3750
7	1000	780	0,6	3800
8	1600	1152	0,8	4000
9	2500	1875	1,0	4200
10	4000	3200	0,6	4500

Методические указания к решению задачи 2

1) Выписываем каталожные данные трансформатора: потери в меди $\Delta P_{\text{м.ном}}$, кВт, потери в стали $\Delta P_{\text{ст}}$, кВт. Напряжение короткого замыкания u_k , %; ток холостого хода i_0 , %.

2) Из графика, изображенного на рисунке 13.1 для $T_{\text{макс}}$, ч и $\cos\varphi$, находим время потерь τ , ч.

3) Определяем годовые потери электроэнергии в трансформаторе по формуле (13.20).

4) Определяем количество передаваемой электроэнергии за год по формуле:

$$W = S_{\text{макс}} \cos \varphi T_{\text{макс}} \quad (13.23)$$

5) Годовые потери электроэнергии

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{W_{\text{год}}} \cdot 100$$

Контрольные вопросы

- 1) Что представляет собой среднеквадратичный ток объекта?
- 2) Что такое время потерь и от чего зависит его величина?
- 3) На какие группы делятся мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии?
- 4) В каких случаях целесообразно на подстанциях отключать часть трансформаторов?
- 5) Как влияет на величину потерь мощности повышение напряжения в сети, а также перевод сети на более высокую ступень номинального напряжения?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Данные к задачам.
- 3) Решение задач с пояснениями.
- 4) Ответы к решению задач.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 14

«Расчет токов трехфазного короткого замыкания в сетях и установках до и выше 1000 В»

Цель практического блока:

Научиться рассчитывать токи короткого замыкания в системе электроснабжения и пользоваться справочной литературой.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- виды короткого замыкания и причины их возникновения;
- методы расчета короткого замыкания в сетях и установках до и выше 1000 В;

уметь:

- составлять расчетные схемы;
- определять сопротивление элементов цепи короткого замыкания;
- использовать справочные материалы.

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

В системах электроснабжения промышленных предприятий могут возникать короткие замыкания (КЗ), приводящие к резкому увеличению токов. Поэтому все основное электрооборудование системы электроснабжения должно быть выбрано с учетом действия таких токов.

Различают следующие виды коротких замыканий:

Трехфазное, или симметричное, - три фазы соединены между собой;

двухфазное - две фазы соединяются между собой без соединения с землей;

однофазное - одна фаза соединяется с нейтралью источника через землю;

двойное замыкание на землю - две фазы соединяются между собой и землей.

Основными причинами КЗ являются нарушения изоляции отдельных частей электроустановок, неправильные действия персонала, перекрытия изоляции из-за перенапряжений в системе. Замыкания нарушают электроснабжение потребителей, в том числе и неповрежденных, подключенных к поврежденным участкам сети, вследствие понижения на них напряжения и нарушения работы

энергосистемы. Поэтому КЗ должны ликвидироваться устройствами защиты в возможно короткие сроки.

Ударный ток, соответствующий времени 0,01 с, т.е. через полпериода после возникновения короткого замыкания определяется:

$$i_y = \kappa_y \sqrt{2} I_{no} \quad (14.1)$$

где κ_y - ударный коэффициент;

I_{no} - начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ.

Если ЭДС источника неизменна (например, при питании от сети неограниченной мощности), то и периодическая составляющая тока короткого замыкания будет неизменна:

$$I'' = I_{п.о} = I_k$$

Наибольшее действующее значение полного тока короткого замыкания в течение первого периода короткого замыкания равно:

$$I_y = I_k \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)} \quad (14.2)$$

Величина ударного коэффициента i_y зависит от T_a и, следовательно, от соотношения активного и реактивного сопротивлений контура повреждения. Значения коэффициентов κ_y и q в зависимости от места короткого замыкания приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Значения коэффициента κ_y

Место короткого замыкания	Значение κ_y
Выводы явнополюсного гидрогенератора без успокоительной обмотки	1,95
То же, с успокоительной обмоткой	1,93
Выводы турбогенератора	1,91
Высоковольтная сеть без учета активного сопротивления	1,8
На стороне обмотки низшего напряжения силового трансформатора (кВА):	
2500-1600	1,4
1000-630	1,3
100-400	1,2
Удаленные точки с учетом активного сопротивления	1,0 по рис 14.2 при $r_\Sigma > x_\Sigma/3$

Определение параметров цепи короткого замыкания. Для вычисления токов короткого замыкания составляют расчетную схему, соответствующую нормальному режиму работы системы электроснабжения, считая (для повыше-

ния надежности), что все источники питания включены параллельно. В расчетной схеме учитывают сопротивления питающих генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий (воздушных и кабельных), реакторов. По расчетной схеме составляют схему замещения, в которой указывают сопротивления источников и потребителей и намечают точки для расчета токов короткого замыкания.

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий и коротких участков распределительной сети обычно учитывают только индуктивные сопротивления. При значительной протяженности сети (кабельной и воздушной) учитывают также их активные сопротивления, так как в удаленных точках короткого замыкания сказывается снижение ударного коэффициента. Целесообразно учитывать активное сопротивление, если $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$, где r_{Σ} , x_{Σ} - суммарные активные и реактивные сопротивления до места короткого замыкания.

В схеме замещения все указанные сопротивления выражают в именованных (Ом) или в относительных единицах (обозначают «*» в индексе).

Система относительных единиц. На практике расчет ТКЗ в сетях высокого напряжения наиболее часто ведут в относительных единицах. При этом все расчетные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности.

За базисное напряжение принимают среднономинальные напряжения $U_n = 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 20; 37; 115; 230$ кВ. За базисную мощность S_{δ} принимают (исходя из условий) мощность системы, суммарную номинальную мощность генераторов электростанций или удобное число, кратное ста (100, 200... 1000 МВА). Базисный ток определяется:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} \quad (14.3)$$

Реактивное и активное сопротивления в относительных единицах (обозначаемые звездочками в индексах) представляют собой отношение падения напряжения на данном сопротивлении при номинальном токе к номинальному напряжению:

$$x_* = \frac{\sqrt{3}I_n x}{U_n} = \frac{x S_n}{U_n^2} \quad (14.4)$$

$$r_* = \frac{\sqrt{3}I_n r}{U_n} = \frac{r S_n}{U_n^2} \quad (14.5)$$

Сопротивление элементов системы электроснабжения дано в относительных единицах.

1) Относительное сопротивление источника:

$$x_{*\delta} = \frac{x_c S_{\delta}}{S_n} \quad (14.6)$$

2) Относительное сопротивление питающей линии

$$x_{*б} = \frac{x_0 l S_{б}}{U_{ср.н}^2} \quad (14.7)$$

где $U_{ср.н}$ - среднее номинальное напряжение линии;

x_0, l - соответственно удельное сопротивление и длина линии.

2) Относительное сопротивление трансформатора

$$x_{*б.тр} = 0,01 u_k \% \frac{S_{б}}{S_{н.тр}} \quad (14.8)$$

$$r_{*б.тр} = P_{кз} \frac{S_{б}}{S_{н.тр}} \quad (14.9)$$

где $S_{н.тр}$ - номинальная мощность трансформатора;

$P_{кз}$ - потери меди трансформатора, т. е. мощность короткого замыкания, кВт.

3) Относительное сопротивление реактора

$$x_{*б.р} = 0,01 x_p \frac{I_{б}}{I_{н.р}} \cdot \frac{U_{н}}{U_{б}}, \quad (14.10)$$

где $I_{н.р}$ - номинальный ток реактора.

Расчет токов короткого замыкания в системах электроснабжения напряжением до 1000 В. Расчет токов короткого замыкания в системах электроснабжения напряжением до 1000 В требуется для проверки работы электроаппаратов и проводников в режиме сверхтоков, а также для проверки автоматического отключения линий в сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью при возникновении замыканий на корпус.

В соответствии с ПУЭ по режиму к. з. в электроустановках напряжением до 1000 В проверяются только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы. Стойкими при токах к. з. являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия этих токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям. Для проверки коммутационной способности автоматов и предохранителей используется начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания $I_{н0}$, кА:

$$I_{н0} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (14.11)$$

где $U_{ср.н}$ - среднее номинальное напряжение ступени, на которой находится точка короткого замыкания ($U_{ср.н} = 690, 525, 400, 230, 127$ В);

r_{Σ} , x_{Σ} - суммарное активное и индуктивное сопротивления цепи короткого замыкания, мОм.

Активные и индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи определяются следующим образом:

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{T.T} + r_{K.B} + r_{Ш} + r_K + r_{каб} \quad (14.12)$$

$$x_{\Sigma} = x_T + x_{T.T} + x_{K.B} + x_{Ш} + x_{каб} + x_c, \quad (14.13)$$

где r_T , x_T - активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора;

$r_{T.T}$, $x_{T.T}$ - активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока;

$r_{K.B}$, $x_{K.B}$ - активное и индуктивное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей;

$r_{Ш}$, $x_{Ш}$ - активное и индуктивное сопротивления шинопроводов;

r_K - суммарное сопротивление различных контактных соединений;

$r_{каб}$, $x_{каб}$ - активное и индуктивное сопротивления кабелей.

Индуктивное сопротивление внешней системы до понижающего трансформатора, приведенное к ступени низшего напряжения, равно

$$x_c = x_c \frac{U_{cp.n}^2}{U_{cp.в}^2} \quad (14.14)$$

Здесь $U_{cp.в}^2$ - среднее номинальное напряжение ступени, соответствующей обмотке высшего напряжения трансформатора:

$$x_c = \frac{U_{cp.в}^2}{S_{н.о}} \quad (14.15)$$

где $S_{н.о}$ - номинальная мощность отключения выключателя, установленного в сети питания понижающего трансформатора.

Значения r_T и x_T , мОм, принимаются по таблицам или определяются по формулам:

$$r_m = \frac{\Delta P_K U_H^2}{S_H^2}; \quad x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}; \quad z_m = \frac{u_K U_H^2}{S_H}, \quad (10.16)$$

где S_H - номинальная мощность трансформатора, кВА;

U_H - номинальное напряжение обмотки низшего напряжения, В;

ΔP_K - потери короткого замыкания, кВт;

u_K - напряжение короткого замыкания, %;

Суммарное сопротивление различных контактных соединений r_K носит выраженный вероятностный характер и зависит от таких факторов, как состоя-

ние контактных поверхностей, степени затяжки болтов, силы сжатия пружины и др. При этом сопротивление контактных соединений может существенно влиять на ток трехфазного к.з., снижая его на 50 % и более.

Суммарное сопротивление контактов (активное) в соответствии с ПУЭ можно принимать:

для распределительных щитов на подстанциях - 15 мОм;

для первичных цеховых распределительных щитков и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов трансформаторных подстанций или от магистралей, - 20 мОм;

для вторичных цеховых распределительных пунктов и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, - 25 мОм;

для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электрической энергии, получающих питание от вторичных распределительных пунктов, - 30 мОм.

При проектировании системы электроснабжения промышленных предприятий для проверки быстрого и надежного отключения однофазных к. з. в сети напряжением до 1000В с глухозаземленной нейтралью (сеть 380/220 В) необходимо уметь рассчитывать минимальное значение тока однофазного к.з. I_{n01} . Очевидно, что при этом расчетная точка к. з. должна выбираться в конце каждого участка сети, защищаемого автоматом или предохранителем. В принятой проектной практике расчет однофазных к. з. для проверки их автоматического отключения упрощается. В частности, ток однофазного к. з., кА, определяется лишь с учетом сопротивлений силового трансформатора и линий по формуле:

$$I_{n01} = \frac{U_{cp.n}}{\sqrt{3}(z_T/3 + z_n)}, \quad (14.17)$$

где $z_T/3$ - сопротивление фазы трансформатора, мОм;

z_n - полное сопротивление петли фаза-нуль линии от шин низшего напряжения трансформатора до точки к. з.

Для трансформаторов мощностью более 630 кВА сопротивление фазы трансформатора можно принять равным нулю.

Сопротивление, мОм, петли фаза-нуль состоит из ряда последовательно включенных сопротивлений и равно:

$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_0)^2 + (x_\phi + x_0 + x_n)^2} \quad (14.18)$$

где r_ϕ, r_0 - активные сопротивления фазного и нулевого защитного проводов, мОм;

x_ϕ, x_0 - индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводов, мОм;

x_n - сопротивление взаимной индукции петли фаза-нуль, мОм.

Активные и индуктивные сопротивления на единицу длины можно определять по таблицам.

Индуктивные сопротивления медных и алюминиевых проводов малы и ими можно пренебречь.

На основании расчета токов короткого замыкания проверяются предохранители и автоматические выключатели по предельно отключаемому току; шины примеряются на динамическую и термическую стойкость, если по причине наличия у автомата выдержки времени могут оказаться под действием тока к. з. более одной секунды; трансформаторы тока напряжением до 1000 В на динамическую и термическую стойкость не проверяются при присоединении их к сетям, питаемым от трансформатора мощностью 1000 кВА.

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Решить задачу № 1 и 2 согласно своему варианту.
- 3) Выполнить методические указания к решению задач.
- 4) Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

Рассчитать значения токов короткого трехфазного замыкания на шинах высокого U_1 и низкого U_2 (U_3) напряжения силового трансформатора и в точке, указанной в таблице 14.2. Расчетная схема приведена на рисунке 14.1.

Таблица 14.2 – Исходные данные

Варианты	1	2	3	4	5
Расчетная точка	к-1	к-2	к-3	к-4	к-5

Исходные данные

Мощность питающей системы $S_{нс} = 1000$ МВА.

Сопротивление питающей системы $x_c = 1,5$.

Питающие воздушные линии Л1 и Л2:

Номинальное напряжение $U_{нл} = 110$ кВ

Длина линии Л₁ = 50 км

Длина линии Л₂ = 40 км

Удельное сопротивление $x_0 = 0,4$ Ом/км

Силовые трансформаторы Т₁ и Т₂:

Тип Т₁ - ТРДН-25000/110/10; Т₂ - ТДН-10000/110/6;

Напряжения короткого замыкания $u_k = 10,5$ %.

Реакторы Р₁ и Р₂: Тип РБА, сопротивление $x_p = 4\%$,

номинальное напряжение $U_{нр} = 10$ кВ, номинальный ток $I_{нр} = 200$ А.

Кабельные линии Л₃, Л₄, Л₅, Л₆, Л₇: Напряжение $U_{нл3} = U_{нл4} = 10$ кВ;

$U_{нл5} = U_{нл6} = U_{нл7} = 6$ кВ

Длины линий $l_3 = 0,6$ км; $l_4 = 0,7$ км; $l_5 = 0,8$ км; $l_6 = 0,75$ км; $l_7 = 0,5$ км.

Индуктивное удельное сопротивление $x_0 = 0,06$ Ом/км

Активное удельное сопротивление: $r_{0л3} = 0,668 \text{ Ом/км}$; $r_{0л4} = 1,335 \text{ Ом/км}$; $r_{0л5} = 0,7 \text{ Ом/км}$; $r_{0л6} = 0,447 \text{ Ом/км}$; $r_{0л7} = 0,952 \text{ Ом/км}$.

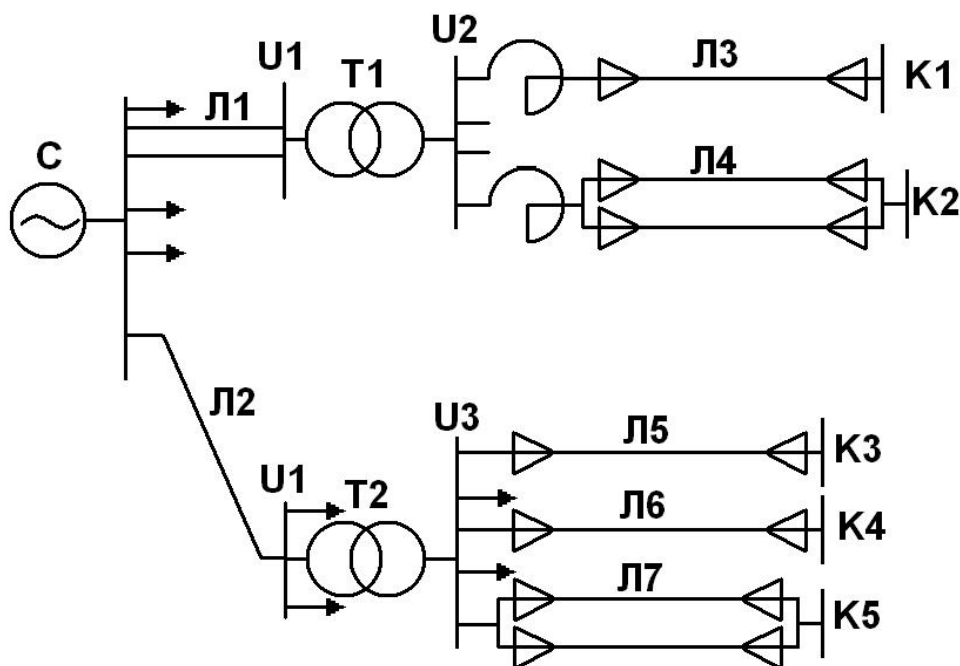


Рисунок 14.1 – Расчетная схема

Методические указания к решению задачи 1

- 1) Вычерчиваем расчетную схему и выписываем исходные данные своего варианта.
- 2) Составляем схему замещения, намечаем точки короткого замыкания: K_1 – на шинах 110 кВ U_1 ; K_2 – на шинах низкого напряжения (6 кВ или 10 кВ в зависимости от варианта); K_3 – в конце рассматриваемого участка.
- 3) Задаемся базисной мощностью и базисными напряжениями.
- 4) Определяем базисные токи на стороне высокого и низкого напряжения трансформатора по формуле 14.3.
- 5) Подсчитываем сопротивления схемы замещения, приведенные к базисным условиям (значение мощности – в МВА, напряжения – в кВ) по формулам 14.6...14.10.
- 6) Полное результирующее сопротивление до шин высокого и низкого напряжения силового трансформатора и до точки, указанной в таблице 14.2 по формуле:

$$z_{рез} = \sqrt{x_{рез}^2 + r_{рез}^2} \quad (14.19)$$

в последнем случае необходимо учитывать активное сопротивление кабельной линии r , т.к. $r > x_{рез}/3$.

- 7) Определяем значение токов короткого замыкания на шинах высокого, низко-

го напряжения силового трансформатора и в точке, указанной в таблице 14.2. по формуле:

$$I_k = I_6 / z_{рез} \quad (14.20)$$

- 8) Определяем ударные токи на шинах высокого, низкого напряжения силового трансформатора и в точке, указанной в таблице 14.2 по формуле 14.1, где k_y определяем по рисунку 14.2 при $x_{рез} / r_{рез}$.

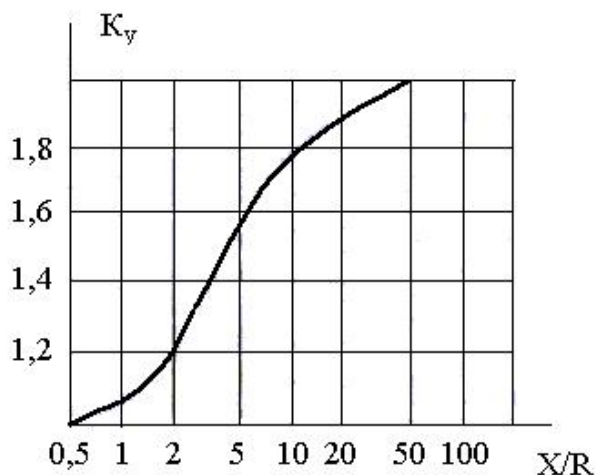


Рисунок 14.2 – Кривая для определения ударного коэффициента k_y

- 9) Определяем значения I_y по формуле 14.2.

Задача 2

Требуется рассчитать ток трехфазного короткого замыкания в точке K_1 и однофазного короткого замыкания в точке K_2 . Расчетная схема на рисунке 14.3. Исходные данные принять по таблице 14.3.

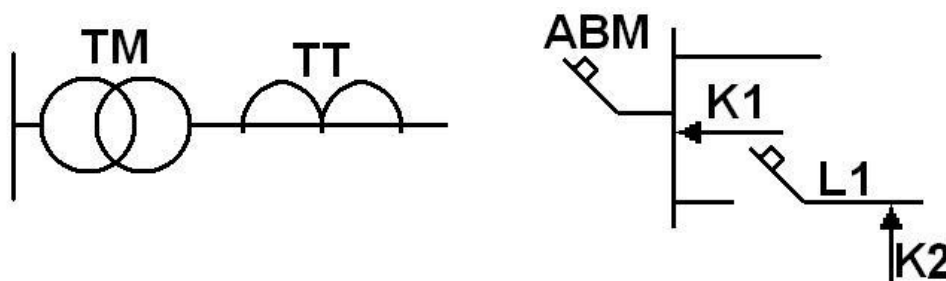


Рисунок 14.3 - Расчетная схема

Таблица 14.3 – Исходные данные

Варианты	Мощность трансформатора S_T , кВА	Напряжение $U_{ном}$, кВ	Длина шин $L_{ш}$, м	Длина линии $L_{л}$, м
1	1000	10/0,4	1,2	20
2	630	10/0,4	1,0	24
3	400	10/0,4	0,8	12
4	250	10/0,4	0,6	14
5	160	10/0,4	0,5	16
6	1600	10/0,4	1,4	18
7	160	6/0,4	1,2	22
8	1000	6/0,4	1,2	26
9	630	6/0,4	1,0	30
10	250	6/0,4	1,1	26

Методические указания к решению задачи 2

1) Определяем расчетный ток на шинах 0,4 кВ силового трансформатора по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (14.21)$$

2) Выбираем номинальный ток автоматического выключателя по условию $I_{н.а} \geq I_{max}$; коэффициент трансформации трансформатора тока по условию $I_{1.т.т} \geq I_{max}$; размеры шин по таблице 1 Приложения 7 из условия $I_{доп} \geq I_{max}$.

3) Для расчета тока трехфазного к. з. в точке K_1 (за автоматом АВМ) составляем схему замещения.

4) Определяем сопротивления расчетной схемы для трансформатора по формулам (14.16). Технические данные силовых трансформаторов принимаем по таблице 2 Приложения 7.

5) Сопротивления трансформатора тока принимаем по таблице 3 Приложения 7.

6) Для автоматического выключателя АВ активное сопротивление и индуктивное сопротивление принимаем по таблице 4.

7) Для алюминиевых плоских шин сечением от трансформатора до РУ-0,4 кВ удельные сопротивления по таблице 5.

$$r_{ш} = r'_{ш} l_{ш} \quad (14.22)$$

$$x_{ш} = x'_{ш} l_{ш} \quad (14.23)$$

8) В соответствии с ПУЭ суммарное сопротивление контактов при к.з. около распределительного щита цеховой подстанции следует принять $r_k = 15$ мОм.

9) Ток трехфазного короткого замыкания определяем по формуле 14.11.

10) Расчет тока однофазного короткого замыкания в точке K_2 по формуле 14.17.

Контрольные вопросы

- 1) Какие виды короткого замыкания различают в электрических сетях?
- 2) Перечислите основные причины возникновения короткого замыкания.
- 3) Как определяются сопротивления элементов системы электроснабжения в относительных единицах?
- 4) Каковы особенности расчета токов КЗ в электрических сетях напряжением до 1 кВ?
- 5) Каким можно принять суммарное сопротивление различных контактов в соответствии с ПУЭ?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Расчетная схема и схема замещения системы электроснабжения.
- 3) Исходные данные для своего варианта.
- 4) Решение задач с пояснением.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Практический блок № 15

«Выбор высоковольтных аппаратов и проводников с учетом действия токов короткого замыкания»

Цель практического блока:

Научиться выбирать и проверять высоковольтные аппараты и проводники на действие токов короткого замыкания.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

знать:

- термическое и электродинамическое действие токов короткого замыкания;
- условия выбора высоковольтных аппаратов и проводников;

уметь:

- выбирать и проверять высоковольтные аппараты и проводники на действие токов короткого замыкания;
- использовать справочные материалы

Учебная литература по практическому блоку:

Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Методические рекомендации по выполнению заданий

Токоведущие части (шины, кабели) и все виды аппаратов (выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы для электроустановок) должны выбираться в соответствии с вычисленными максимальными расчетными величинами (токами, напряжениями, мощностями отключения) для нормального режима и короткого замыкания. Для их выбора сравнивают указанные расчетные величины с допускаемыми значениями для токоведущих частей и высоковольтного оборудования. Составляют таблицу сравнения указанных расчетных и допустимых величин. При этом для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых.

Выбор жестких шин. Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мах}} \quad (15.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\vartheta_{\text{о.н.о.м}} = 25^\circ\text{C}$).

Шины распределительных устройств выбирают по номинальным параметрам, соответствующим нормальному режиму и условиям окружающей среды, и проверяют на режим короткого замыкания.

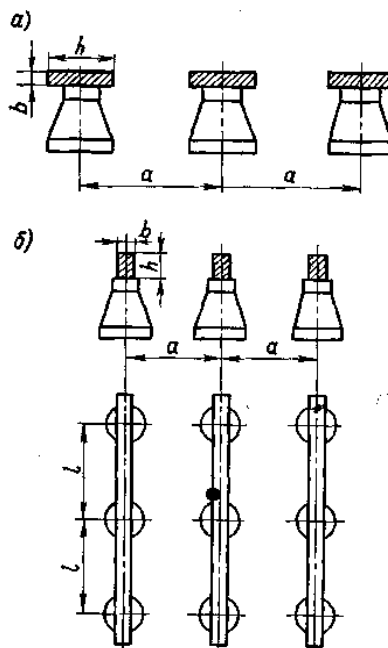
Наибольшее допустимое при изгибе напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ для различных шин (МПа):

Медные МГМ	170 при $t = 300^\circ\text{C}$
Алюминиевые АІ	80 при $t = 200^\circ\text{C}$
Стальные	190 при $t = 400^\circ\text{C}$

Расчетное напряжение в металле шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{i_y^2 l^2}{W a} \quad (15.2)$$

где l – расстояние между опорными изоляторами, см;
 a – расстояние между осями шин смежных фаз, см;
 W – момент сопротивления, см^3 .



а - плашмя; б – ребро

Рисунок 15.1 – Расположение шин на изоляторах

Момент сопротивления шин при установке их плашмя (рисунок 15.1,а):

$$W = \frac{bh^2}{6} \quad (15.3)$$

При расположении на ребро (рисунок 14.1,б) :

$$W = \frac{hb^2}{6} \quad (15.4)$$

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч} \quad (15.5)$$

где $\sigma_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq s \quad (15.6)$$

где s_{min} - минимальное сечение по термической стойкости;

s - выбранное сечение.

C – функция, значения которой приведены в таблице 2 Приложения 8.

Выбор гибких шин и токопроводов. В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6...10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка - сталеалюминевые - несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода - алюминиевые - являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), так как это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Провода линий электропередач напряжением более 35 кВ, провода длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ, гибкие токопроводы генераторного напряжения проверяются по экономической плотности тока

$$S_{эк} = \frac{I_{норм}}{j_{эк}} \quad (15.7)$$

где $I_{норм}$ - ток нормального режима (без перегрузок);

$j_{эк}$ - нормированная плотность тока, А/мм² (таблица 6.3).

Сечение, найденное по (15.7), округляется до ближайшего стандартного значения.

Таблица 15.1 – Экономическая плотность тока

Проводник	При $T_{\max}, ^\circ\text{C}$		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по (15.1).

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по (15.6).

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\kappa}^{(3)} \geq 20$ кА и провода ВЛ при $i_y > 50$ кА.

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Выбор кабелей. Кабели, как и шины, выбирают по номинальным параметрам (току, напряжению) и проверяют на термическую устойчивость при коротких замыканиях.

Максимально допустимыми кратковременными превышениями температуры $\tau_{\text{доп}}$ при коротких замыканиях считаются: для силовых кабелей до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией - 200°C , на 20 - 35 кВ с медными жилами - 220°C .

Сечение кабеля на термическую устойчивость к токам короткого замыкания проверяют по формуле:

$$S_{\min} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C} \quad (15.8)$$

где $C = A_{\kappa} - A_{\text{нач}}$ – коэффициент, соответствующий разности выделенной теплоты в проводнике после и до короткого замыкания (для кабелей напряжением 6-10 кВ с медными жилами $C = 141$; с алюминиевыми жилами $C = 85$; для алюминиевых шин $C = 88$; для медных шин $C = 714$ для стальных шин $C = 60$);

$t_{\text{пр}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{выкл}}$ – действительное время протекания ТКЗ.

Выбор высоковольтных выключателей напряжением более 1000В.

Такие выключатели выбирают по номинальным напряжению и току, конструктивному выполнению и месту установки, отключаемому току и мощности.

Высоковольтные аппараты выбирают на основании сравнения каталожных данных с соответствующими расчетными данными.

Условие устойчивости к токам короткого замыкания проверяют сравнением величины отключаемого выключателем тока $I_{откл}$ при данном напряжении с действующим током короткого замыкания I_t , для времени t , равного сумме времени срабатывания релейной защиты $t_{защ}$ и собственного времени действия выключателя $t_{выкл}$.

На термическую устойчивость высоковольтные аппараты проверяются по условию:

$$I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{np} \quad (15.9)$$

где I_t – ток термической устойчивости, допускаемый заводом изготовителем, в течение t , с.

Выбор разъединителей. Разъединители служат для отключения и включения отдельных участков высоковольтной электроустановки при отсутствии в них нагрузочных токов, а также для создания видимого разрыва электрической цепи.

Выбор разъединителей производится:

по напряжению $U_y \leq U_{ном}$;

току $I_{макс} \leq I_{ном}$;

конструкции, роду установки;

электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$;

термической стойкости $B_k = I_k^2 t_{пр} \leq I_t^2 t_{тер}$

Ход работы

- 1) Изучить теоретическое обоснование.
- 2) Выписать данные для своего варианта.
- 3) Решить задачи № 1 и 2 согласно своему варианту.
- 4) Выполнить методические указания к решению задач.
- 5) Ответить на контрольные вопросы.

Задача 1

По полученным данным задачи 1 в практической работе № 14 выбрать гибкие шины на стороне высокого напряжения, и жесткие шины на стороне низкого напряжения, проверить шины на динамическую устойчивость к токам короткого замыкания при условии, что жесткие шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между фазами, a , мм, расстояние между изоляторами в пролете L , мм. Выбрать коммутационную аппаратуру на стороне низкого напряжения силового трансформатора. Значения a и L в таблице 15.2.

Таблица 15.2 – Исходные данные

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
a , см	30	35	50	40	25	32	60	55	35	30
L , см	130	120	200	180	100	130	180	160	150	150

Методические указания к решению задачи 1

1) Определяем расчетные токи продолжительных режимов на стороне высокого и низкого напряжения силового трансформатора по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (15.10)$$

2) Выбираем гибкие шины на стороне высокого напряжения трансформатора по экономической плотности тока по формуле (15.7). Сечение, найденное по (15.7), округляется до ближайшего стандартного значения. Проверяем по допустимому току по условию (15.1). Основные характеристики проводов в таблице 3 Приложения 8.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\kappa}^{(3)} \geq 20$ кА.

3) Выбранное сечение проверяем на термическое действие тока КЗ по (15.6).

4) Т.к. шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции, выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения по таблице 1 Приложения 8 по условию (15.1).

5) Определяем момент сопротивления шин при установке их плашмя (рисунк 15.1, а) по формуле (15.3).

6) Определяем расчетное напряжение в металле шин формуле (15.2) и проверяем по условию $\sigma_d > \sigma_{расч}$.

7) Проверяем шины на термическую стойкость. Тепловой импульс тока КЗ

$$B_{\kappa} = I_{n.0}^2 t_{отк} \quad (15.11)$$

действующие нормативы рекомендуют принимать время $t_{отк} = 4$ с, т.е. по времени резервной защиты.

8) Определяем минимальное сечение шин по условию термической стойкости по формуле (15.6). Шины сечением s будут термически стойкими, если выполняется условие $s \geq s_{min}$.

9) При выборе высоковольтного выключателя должны выполняться следующие условия:

$$\begin{aligned} U_y &\leq U_{ном} \\ I_{макс} &\leq I_{ном} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_y &\leq i_{\text{дин}} \\
 I_k &\leq I_{\text{откл}} \\
 B_k &= I_k^2 t_{\text{пр}} \leq I_t^2 t_{\text{тер}} \\
 S_k &= \sqrt{3} U I_k \geq S_{\text{откл}}
 \end{aligned}
 \tag{15.12}$$

5. При выборе разъединителя должны выполняться условия:

$$\begin{aligned}
 U_y &\leq U_{\text{ном}} \\
 I_{\text{макс}} &\leq I_{\text{ном}} \\
 i_y &\leq i_{\text{дин}} \\
 B_k &= I_k^2 t_{\text{пр}} \leq I_t^2 t_{\text{тер}}
 \end{aligned}
 \tag{15.13}$$

Марки выключателя принять по приложению 8 таблица 4, разъединителей таблица 5.

Задача 2

Определить по экономической плотности тока сечение и выбрать марку кабеля напряжением U_n , кВ при питании высоковольтного электродвигателя мощностью P_n , кВт и временем работы t часов. Проверить выбранное сечение кабеля по допустимому нагреву и по термической стойкости. Ток КЗ принять по результатам расчета задачи № 1 в практической работе № 14. Данные взять из таблицы 15.3

Таблица 15.3 – Исходные данные

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагрузка $P_{\text{ном}}$, кВт	800	1000	1250	1600	2000	2500	315	4000	500	630
t , часов	3500	5200	6000	2800	2900	3200	1100	6500	5500	2300
$\cos \varphi$	0,89	0,87	0,88	0,89	0,84	0,82	0,90	0,89	0,78	0,80

Методические указания к решению задачи 2

1) Определяем расчетный ток линии по формуле:

$$I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi}
 \tag{15.14}$$

2) Выбираем марку кабеля и определяем экономическое сечение по (15.7); принимаем ближайшее стандартное значение с $I_{\text{доп}}$, А (Таблицы 6 и 7).

3) Проверяем по допустимому току по условию (15.1).

4) Проверяем по термической стойкости по формуле (15.8), при выполнении условия $s \geq s_{\text{мин}}$, кабель считается термически устойчивым.

Контрольные вопросы

- 1) Электродинамические действия токов короткого замыкания.
- 2) Термические действия токов короткого замыкания.
- 3) Перечислите конструкции жестких шин и где они применяются.
- 4) В какой цвет окрашивают шины и почему.
- 5) По каким параметрам выбираются кабели и шины?
- 6) По каким параметрам выбираются высоковольтные выключатели напряжением более 1000 В?

Содержание отчета

- 1) Номер, тема и цель работы.
- 2) Расчетная схема и схема замещения системы электроснабжения.
- 3) Исходные данные для своего варианта.
- 4) Решение задач с пояснением.
- 5) Ответы на контрольные вопросы.

Список рекомендуемых источников

1. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. для студ. вузов, обуч. по курсу "Электроснабжение промышлен. предприятий" / Б. И. Кудрин. - Москва : Интермет Инжиниринг, 2005. - 671 с.
2. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов ; под ред. Ю. В. Шарова. - Москва : МЭИ, 2006. - 319 с.
3. Абрамова, Е.Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий [Электронный ресурс] : учебное пособие / Е.Я. Абрамова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Оренбургский государственный университет». - 2-е изд. перераб. и доп. - Оренбург : ОГУ, 2017. - 122 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).
4. Шлейников, В.Б. Электроснабжение промышленных предприятий : практикум [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет», Кафедра электроснабжения промышленных предприятий. - Оренбург : ОГУ, 2012. Ч. 1. - 99 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).
5. Шлейников, В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет», Кафедра электроснабжения промышленных предприятий. - Оренбург : ОГУ, 2012. - 110 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).
6. Сибикин, Ю.Д. Основы проектирования электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. - 357 с. (ЭБС «Университетская библиотека онлайн»).

Приложения

Приложение 1

Таблица 1 – Допустимые длительные токовые нагрузки для проводов с резиновой изоляцией или поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для проводов проложенных					
	открыто	В одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх од- ножильных	одного двухжильно- го	одного трехжильно- го
2,0	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3,0	27	24	22	21	22	18
4,0	32	28	28	23	25	21
5,0	36	32	30	27	28	24
6,0	39	36	32	30	31	38
8,0	46	43	40	37	38	32
10,0	60	50	47	39	42	38
16,0	75	60	60	55	60	55
25,0	105	85	80	70	75	65
35,0	130	100	95	85	95	75
50,0	165	140	130	120	125	105
70,0	210	175	165	140	150	135
95,0	255	215	200	175	190	165
120,0	295	245	220	200	230	190
150,0	340	275	255	-	-	-

Таблица 2 - Допустимые длительные токовые нагрузки для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А, для кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4,0	31	29	42	27	38
6,0	38	38	55	32	46
10,0	60	55	80	42	70
16,0	75	70	105	60	90
25,0	105	90	135	75	115
35,0	130	105	160	90	140
50,0	165	135	205	110	175
70,0	210	165	245	140	210
95,0	250	200	295	170	255
120,0	295	230	340	200	295
150,0	340	270	390	235	335
185,0	390	310	440	270	385

Таблица 3 - Допустимые длительные токовые нагрузки для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслосканифольной и нестекающей массами (в свинцовой или алюминиевой оболочке), прокладываемые в земле и воздухе

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильный до 1 кВ	двухжильный до 1 кВ	трехжильный напряжением, кВ			четырёхжильный до 1 кв
			до 3	6	10	
Проложенные в земле						
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
50	220	175	145	125	115	135
70	275	210	180	155	140	165
95	340	250	220	190	165	200
120	400	290	260	225	205	240
150	460	335	300	260	240	270
185	520	385	335	300	275	305
240	580	-	380	340	310	345
300	675	-	440	390	355	-
	770	-	-	-	-	-
Проложенные в воздухе						
6	-	42	35	-	-	-
10	75	55	46	42	-	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	-	290	250	235	260
240	470	-	330	290	270	-
300	555	-	-	-	-	-

Таблица 4 – Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах и без труб)

Расстояние в свету, мм	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица 5 - Поправочные коэффициенты на температуру земли и воздуха для нагрузок кабелей, голых и изолированных проводов

Исходная температура, °С		Фактическая температура среды, °С											
Среда (расчетная)	Жил (допустимая)	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,01	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,07	1,03	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,05	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,07	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Приложение 2

Таблица 1 - Примерные коэффициенты для расчета электрических нагрузок силовых электроприемников

Наименование объекта электрификации	коэффициент спроса, K_c	коэффициент использования, $K_{и}$	$\cos\varphi$
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы - мелкие токарные, строгальные, долбежные, фрезерные, сверлильные, точильные и т.д.	0,14 - 0,16	0,12 - 0,14	0,4 - 0,5
То же при крупносерийном производстве	0,2	0,16	0,65
То же в тяжелом режиме работы: штамповочные прессы; автоматы; револьверные, обдирочные, зубофрезерные, строгальные, карусельные.	0,25	0,17	0,65
То же в особо тяжелом режиме работы: приводы молотов, ковочных машин, волочильных станков, очистных барабанов, бегунов и др.	0,35 - 0,4	0,2 - 0,24	0,65
Многошпиндельные автоматы для изготовления деталей из прутков	0,23	0,2	0,5 - 0,6
Переносной электроинструмент	0,1	0,06	0,5
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,65 - 0,7	0,6 - 0,65	0,8
Насосы, компрессоры, двигатель - генераторы	0,75	0,7	0,85
Краны, тельферы при ПВ = 25%	0,1	0,05	0,5
То же при ПВ = 40%	0,2	0,1	0,5
Элеваторы, транспортеры, линии, конвейеры: несблокированные	0,5	0,4	0,75
То же, но заблокированные.	0,65	0,55	0,75
Сварочные трансформаторы дуговой сварки	0,3	0,2	0,4
Однопостовые сварочные двигатель - генераторы	0,35	0,3	0,6
То же, но многопостовые	0,7	0,5	0,7
Сварочные шовные машины	-	0,2 - 0,5	0,7
То же, но стыковые и точечные	-	0,2 - 0,25	0,6
Сварочные дуговые автоматы типа АДС	0,5	0,35	0,5
Печи сопротивления с автоматической загрузкой, сушильные шкафы, нагревательные приборы.	0,75 - 0,9	0,75 - 0,8	0,95
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой	0,8	0,5	0,95
Индукционные печи низкой частоты	0,8	-	0,35
Двигатель - генераторы индукционных печей высокой частоты	0,8	-	0,8

Таблица 2 - Коэффициент максимума $K_{м.а}$ для различных коэффициентов использования $K_{и}$ в зависимости от эффективного числа электроприемников $n_{э}$

$n_{э}$	Коэффициент максимума $k_{макс}$ при $k_{и}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07
14	2,1	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,2	1,13	1,07
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07
18	1,91	1,7	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05
35	1,56	1,41	1,3	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,08	1,05
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,07	1,04
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,06	1,03
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,1	1,1	1,09	1,06	1,03
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,05	1,03
90	1,23	1,18	1,13	1,1	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,04	1,02
160	1,16	1,13	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02
180	1,16	1,12	1,1	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01

Таблица 3 – Относительное эффективное число электроприемников

$n^* = \frac{n_1}{n}$	$P^* = \Sigma P_{\text{НОМ1}} / \Sigma P_{\text{НОМ}}$																		
	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1
0,005	0,005	0,005	0,006	0,007	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,016	0,019	0,024	0,030	0,039	0,051	0,073	0,11	0,18	0,34
0,01	0,009	0,011	0,012	0,013	0,015	0,017	0,019	0,23	0,026	0,031	0,037	0,047	0,059	0,076	0,1	0,14	0,2	0,32	0,52
0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,14	0,19	0,26	0,36	0,51	0,71
0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,21	0,27	0,36	0,48	0,64	0,81
0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,15	0,18	0,22	0,27	0,34	0,44	0,57	0,72	0,86
0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,18	0,22	0,26	0,33	0,41	0,51	0,64	0,79	0,9
0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,38	0,47	0,58	0,70	0,83	0,92
0,08	0,08	0,08	0,09	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,20	0,24	0,28	0,33	0,40	0,48	0,57	0,68	0,79	0,89	0,94
0,10	0,09	0,10	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,22	0,25	0,29	0,34	0,40	0,47	0,56	0,66	0,76	0,85	0,92	0,95
0,15	0,14	0,16	0,17	0,20	0,23	0,25	0,28	0,32	0,37	0,42	0,48	0,56	0,67	0,72	0,80	0,88	0,93	0,95	
0,20	0,19	0,21	0,23	0,26	0,29	0,33	0,37	0,42	0,47	0,54	0,64	0,69	0,76	0,83	0,89	0,93	0,95		
0,25	0,24	0,26	0,29	0,32	0,36	0,41	0,45	0,51	0,57	0,64	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95			
0,30	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,48	0,53	0,60	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95				
0,35	0,33	0,37	0,41	0,45	0,50	0,56	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95					
0,40	0,38	0,42	0,47	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,86	0,91	0,93	0,95						
0,45	0,43	0,47	0,52	0,58	0,64	0,70	0,76	0,81	0,87	0,91	0,93	0,95							
0,50	0,48	0,53	0,58	0,64	0,70	0,76	0,82	0,89	0,91	0,94	0,95								
0,55	0,52	0,57	0,63	0,69	0,75	0,82	0,87	0,91	0,94	0,95									
0,60	0,57	0,63	0,69	0,75	0,81	0,87	0,91	0,94	0,95										
0,65	0,62	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,94	0,95											
0,70	0,66	0,73	0,80	0,86	0,90	0,94	0,95												
0,75	0,71	0,78	0,85	0,90	0,93	0,95													
0,80	0,76	0,83	0,89	0,94	0,95														
0,85	0,80	0,88	0,94	0,95															
0,90	0,85	0,92	0,95																
1,0	0,95																		

Приложение 3

Таблица 1 – Технические данные предохранителей

Тип предохранителя	Номинальный ток патрона $I_{ном}$, А	Номинальный ток плавкой вставки $I_{п.в.}$, А	Характеристика предохранителя
ПР-2	15	6,10,15	Трубчатый, с закрытым разборным патроном, без наполнителя, токоограничивающий
	60	15,20,25,35,45,60	
	100	60,80,100	
	200	100,125,160,200	
	350	200,225,260,300,350	
	600	350,430,500,600	
	1000	600,700,850,1000	
НПН-2	15	6,10,15	Трубчатый, с закрытым неразборным патроном, с наполнителем, безынерционный
	60	15,20,25,35,45,60	
ПН-2	100	30,40,50,60,80,100	Трубчатый, с закрытым разборным патроном, с наполнителем, безынерционный
	250	80,100,120,150,200,250	
	400	200,250,300,350,400	
	600	300,400,500,600	
	1000	500,600,750,800,1000	
ПНБ-3	100	63,100	Трубчатый, с закрытым патроном, с наполнителем, быстродействующий
	150	150	
	200	200	
	300	250,300	
	500	400,500	
ПНБ-5	100	40,63,100	
	250	160,250	
	400	315,400	
	630	500,630	

Таблица 2 – Технические данные автоматов

Серия автомата	Число полюсов	Номинальный ток автомата $I_{н.а}, A$	Номинальный ток теплового расцепителя $I_{y.т}, A$	Пределы тока мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечки) $I_{y.э}, A$
АП-50	2,3	50	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25; 40; 50	11-350
АЕ-1000	1	10	0,32; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4	$(12 \div 18) I_{y.т}$
		25	6; 10; 16; 25	
АЕ-2000	3	25	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	12 $I_{y.т}$
		63	10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	
		100	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	
А3160	1,2,3	50	15; 20; 25; 30; 40; 50	-
А3110	2,3	100	15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 80; 100	10 $I_{y.т}$
А3120	2,3	100	15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 80; 100	430-800
А3130	2,3	200	120; 140; 170; 200	840-1400
А3140	2,3	600	25; 300; 350; 400; 500; 600	1750-4200
А3710	2,3	160	20-160	400-1600
А3720	2,3	250	160-250	1600-2500
А3730	2,3	400	160-400	2500-4000
А3740	2,3	400	160-400	4000-6300
		630	250-630	
АВМ-10	3	750	500; 600; 750	4000-8000
АВМ-15	3	1500	1000; 1150; 1200; 1400; 1500	8000; 10000
АВМ-20	3	2000	1000; 1200; 1500; 1800; 2000	8000; 10000

Таблица 3 – Выбор диаметра проволоки для плавких вставок предохранителей ПР-2; ПН-2

Номинальный ток патрона, А	Номинальный ток плавкой вставки, А	Диаметр проволоки, мм	Число параллельно включенных проволок
15	6	0,25	1
	10	0,35	1
60	15	0,45	1
	20	0,55	1
	25	0,6	1
	35	0,75	1
	45	0,9	1
	60	1	1
	80	0,8	2
100	100	1	2
	125	1,1	2
200	160	0,9	3
	200	1,15	3
350	300	1,2	4
	350	1,3	4

Примечание. В качестве плавких вставок применяют луженую медную проволоку. Если пользуются несколькими параллельно включенными проволоками, скручивать их нельзя.

Таблица 4 – Выбор диаметра проволоки для плавких предохранителей пробочного типа*

Номинальный ток, А	Свинец		Медь	
	Число проволок	Диаметр проволоки, мм	Число проволок	Диаметр проволоки, мм
4	1	0,6	1	0,1
6	1	0,9	1	0,15
10	1	0,2	1	0,2
15	1	1,6	1	0,3
20	1	1,8	2	0,2
25	1	2,2	2	0,3
35	2	2,2	3	0,3
50	-	-	5	0,3
60	-	-	7	0,3
-	-	-	-	-

Активная длина вставок около 60 мм.

Таблица 1 - Технические данные конденсаторных установок

Типовое обозначение	Номинальная мощность
Для внутренней установки 0,4 кВ	
УК-0,38-75УЗ	75
УК-0,38-150УЗ	150
УБК-0,38-150УЗ	150
УКБ-0,38-300УЗ	300
УБК-0,38-50УЗ	50
УБКН-0,38-150УЗ	150
Для внутренней установки 6 кВ	
УК-6,3-450П(Л)УЗ	450
УК-10,5-450П(Л)УЗ	450
УК-6,3-900П(Л)УЗ	900
УК-10,5-900П(Л)УЗ	900
УК-6,3-1125П(Л)УЗ	1125
УК-10,5-1125П(Л)УЗ	1125

Таблица 1 – Экономическая плотность тока, А/мм²

Продолжительность использования максимума нагрузки в год, час	Экономическая плотность тока, А/мм ²					
	Для неизолированных проводов и шин		Для кабелей с бумажной изоляцией и проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией		Для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией	
	медных	алюминиевых	медных	алюминиевых	медных	алюминиевых
1000-3000	2,5	1,3	3,0	1,6	3,5	1,9
3000-5000	2,1	1,1	2,5	1,4	3,1	1,7
5000-8760	1,8	1,0	2,0	1,2	2,7	1,6

Приложение 6

Таблица 1 - Рекомендуемые коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанциях

Характер нагрузки и вид ТП	k_n
При преобладании нагрузок I категории на двухтрансформаторных ТП	0,65 - 0,7
При преобладании нагрузок II категории на однострансформаторных ТП и взаимном резервировании трансформаторов по связям вторичного напряжения	0,7 - 0,8
При преобладании нагрузок II категории и при наличии централизованного (складского) резерва трансформаторов, а также при нагрузке III категории	0,9 - 0,95
На ступенях высшего напряжения СЭС мощных промышленных предприятий (на ГПП, УРП, крупных ПГВ)	0,5 - 0,55*

* При такой загрузке обеспечивается 100%-й резерв питания нагрузок при выходе одного из двух трансформаторов подстанции.

Таблица 2 - Допустимые значения максимальных систематических нагрузок и аварийных перегрузок трансформаторов при температуре охлаждающей среды $\theta_{охл} = 10^\circ \text{C}$.

Время t_2 , час	Система охлаждения М и Д							
	$k_{н2}$ при значениях $k_{н1} = 0,25 - 1$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,5	+2	+2	+2	+2	+2	+2	+2	<u>1,84</u> /2,0
1	+2	+2	+2	2/2	<u>1,94</u> /2	<u>1,86</u> /2	<u>1,76</u> /2	<u>1,6</u> /1,9
2	<u>1,76</u> /1,9	<u>1,73</u> /1,9	<u>1,7</u> /1,9	<u>1,67</u> /1,9	<u>1,63</u> /1,8	<u>1,58</u> /1,8	<u>1,51</u> /1,8	1,4/1,7
4	1,46/1,6	1,44/1,6	1,43/1,6	1,41/1,6	1,39/1,6	1,36/1,6	1,32/1,5	1,25/1,5
6	1,33/1,5	1,32/1,5	1,31/1,5	1,3/1,5	1,29/1,5	1,27/1,5	1,24/1,4	1,2/1,4
8	1,26/1,4	1,26/1,4	1,25/1,4	1,24/1,4	1,23/1,4	1,22/1,4	1,2/1,4	1,17/1,4
12	1,19/1,4	1,19/1,4	1,18/1,4	1,18/1,4	1,17/1,4	1,16/1,4	1,15/1,4	1,13/1,4
24	1,08/1,4	1,08/1,4	1,08/1,4	1,08/1,4	1,08/1,4	1,08/1,4	1,08/1,4	1,08/1,4
Время t_2 , час	Система охлаждения ДЦ и Ц							
	$k_{н2}$ при значениях $k_{н1} = 0,25 - 1$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,5	<u>1,71</u> /1,8	<u>1,69</u> /1,8	<u>1,67</u> /1,8	<u>1,64</u> /1,8	<u>1,61</u> /1,7	<u>1,57</u> /1,7	<u>1,52</u> /1,7	<u>1,44</u> /1,6
1	<u>1,57</u> /1,7	<u>1,55</u> /1,7	<u>1,54</u> /1,7	<u>1,52</u> /1,6	1,49/1,6	1,46/1,6	1,42/1,6	1,35/1,6
2	1,41/1,6	1,40/1,5	1,39/1,5	1,38/1,5	1,36/1,5	1,34/1,5	1,31/1,5	1,26/1,5
4	1,28/1,4	1,27/1,4	1,27/1,4	1,26/1,4	1,26/1,4	1,24/1,4	1,22/1,4	1,19/1,4
6	1,21/1,4	1,21/1,4	1,21/1,4	1,2/1,4	1,2/1,4	1,19/1,4	1,18/1,4	1,15/1,4
8	1,18/1,4	1,18/1,4	1,17/1,4	1,17/1,4	1,17/1,4	1,16/1,4	1,15/1,4	1,13/1,4
12	1,14/1,4	1,14/1,4	1,14/1,4	1,13/1,4	1,13/1,4	1,13/1,4	1,12/1,4	1,11/1,4
24	1,07/1,4	1,07/1,4	1,07/1,4	1,07/1,4	1,07/1,4	1,07/1,4	1,07/1,4	1,07/1,4

Примечание: 1. Знак "+" и подчеркнутые значения указывают на то, что для данного режима нагрузки расчетное значение $k_{н2} > 2$, но допускается его любое значение в интервале $1,5 < k_{н2} \leq 2$ по согласованию с заводом изготовителем трансформатора. В числителе - нормы максимально допустимых систематических нагрузок, в знаменателе - нормы допустимых аварийных перегрузок трансформатора.

Приложение 7

Таблица 1 – Допустимые длительные токовые нагрузки (А) при переменном токе на голые медные/алюминиевые шины прямоугольного сечения

Размеры, мм		Число полос на фазу			
ширина	толщина	1	2	3	4
15	3	210/165	-	-	-
20	3	275/215	-	-	-
25	3	340/265	-	-	-
30	4	475/365	-	-	-
40	4	625/480	-	-	-
40	5	700/540	-	-	-
50	5	860/665	-	-	-
50	6	955/740	-	-	-
60	6	1125/870	1740/1350	2240/1720	-
80	6	1480/1150	2110/1630	2720/2100	-
100	6	1810/1425	2470/1935	3170/2500	-
60	8	1320/1025	2160/1680	2790/2180	-
80	8	1690/1320	2620/2040	3370/2620	-
100	8	2080/1625	3060/2390	3930/3050	-
120	8	2400/1900	3400/2650	4340/3380	-
60	10	1475/1155	2560/2010	3300/2650	-
80	10	1900/1480	3100/2410	3990/3100	-
100	10	2310/1820	3610/2860	4650/3650	5300/4150
120	10	2650/2070	4100/3200	5200/4100	5900/4650

Таблица 2 – Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов

Тип	Ном. мощность кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з., %	Ток х.х., % ном.
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТМ-25/6	25	6;6,3;10;10,	0,23;0,4	0,125	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/6	40	5	0,23;0,4	0,18	0,88	4,5	3
ТМ-63/6	63	6;6,3;10;10,	0,23;0,4	0,265	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/6	100	5	0,23;0,4	0,365	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/6	160	6;6,3;10;10,	0,23;0,4	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ-250/6	250	5	0,23;0,4	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ-400/6	400	6;10	0,23;0,4	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ-630/6	630	6;10	0,23;0,4	2,27	7,6	5,5	2
ТМ-1000/10	1000	6;10	0,4	3,8	12,7	5,5	3
ТМ-1600/10	1600	6;10	0,4;6,3	3,3	16,5	5,5	1,3
		6;10					
		6;10					
		6;10					

Таблица 3 – Активные и индуктивные сопротивления трансформаторов тока напряжением до 1000 В

Коэффициент трансформации т.т	Сопротивление, мОм, первичных обмоток катушечных трансформаторов тока классов точности			
	1		2	
	индуктивное	активное	индуктивное	активное
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	2,7	1,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,088
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

Приложение 8

Таблица 1 – Допустимые длительные токовые нагрузки (А) при переменном токе на голые медные/алюминиевые шины прямоугольного сечения

Размеры, мм		Число полос на фазу			
ширина	толщина	1	2	3	4
15	3	210/165	-	-	-
20	3	275/215	-	-	-
25	3	340/265	-	-	-
30	4	475/365	-	-	-
40	4	625/480	-	-	-
40	5	700/540	-	-	-
50	5	860/665	-	-	-
50	6	955/740	-	-	-
60	6	1125/870	1740/1350	2240/1720	-
80	6	1480/1150	2110/1630	2720/2100	-
100	6	1810/1425	2470/1935	3170/2500	-
60	8	1320/1025	2160/1680	2790/2180	-
80	8	1690/1320	2620/2040	3370/2620	-
100	8	2080/1625	3060/2390	3930/3050	-
120	8	2400/1900	3400/2650	4340/3380	-
60	10	1475/1155	2560/2010	3300/2650	-
80	10	1900/1480	3100/2410	3990/3100	-
100	10	2310/1820	3610/2860	4650/3650	5300/4150
120	10	2650/2070	4100/3200	5200/4100	5900/4650

Таблица 2 – Значение функции С

Проводник	Значение функции С, $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$	
Шины:	91 167	
Алюминиевые		
медные		
Кабель:	6 кВ	10 кВ
С алюминиевыми сплошными жилами и бумажной изоляцией	92	94
С алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной изоляцией	98	100
С медными сплошными жилами и бумажной изоляцией	140	413
С медными многопроволочными жилами и бумажной изоляцией	147	150
С алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией	75	78
С медными жилами и поливинилхлоридной изоляцией	114	118
С алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией	62	65
С медными жилами и полиэтиленовой изоляцией	94	98

Таблица 3 – Основные характеристики проводов

Марка провода	Наружный диаметр провода, мм	Токовая нагрузка, А	
		вне помещения	внутри помеще- ния
A 16	5,1	105	75
A 25	6,3	136	105
A 35	7,5	170	130
A 50	9	215	165
A 70	10,6	265	210
A 95	12,4	320	255
A 120	14	375	300
A 150	15,8	440	355
A 185	17,5	500	410
A 240	20,1	590	490
A 300	22,2	680	570
A 400	25,6	815	690
A 500	29,1	980	820
AC 10/1,8	4,5	84	53
AC 16/2,7	5,6	11,	79
AC 2,5/4,2	6,9	142	109
AC 35/602	8,4	175	135
AC 50/8,0	9,6	210	165
AC 70/11	11	265	210
AC 95/16	13,5	330	260
AC 120/19	15,2	390	313
CA 120/27	15,5	375	-
AC 150/19	16,8	450	365
AC 150/24	17,1	450	365
AC 150/34	17,5	450	365
AC 185/24	18,9	520	430
AC 185/29	18,8	510	425
AC 185/43	19,6	515	-
AC 240/32	21,6	605	505
AC 240/39	21,6	610	505
AC 240/56	22,4	610	-
AC 300/59	24	710	600
AC 300/48	24,1	690	585
AC 300/66	24,5	680	-
AC 400/22	26,6	830	713
AC 400/51	27,5	825	705
AC 500/27	29,4	960	830

Таблица 4 – Выключатели

Тип	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	Номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}}$, А	Параметры сквозного тока КЗ, кА			Время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}$, с	Полное время отключения $t_{\text{отк.в}}$, с
			$i_{\text{дин}}$	$I_{\text{дин}}$	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$		
Масляные – 35 кВ							
С-35М-630-10У1	630	10	26	10	10	4	0,08
С-35-3200-2000-50У1	3200,2000	50	127	50	50	4	0,08
МПК-35-1000-25	1000	25	64	25	25	4	0,08
МКП-110М-1000-20	1000	20	52	20	20	3	0,08
ВМУЭ-35Б-25	1000,1250	25	64	25	25	4	0,075
Масляные – 10 кВ							
ВММ-10-10	20...630	10	25	10	10	4	0,12
ВПМ-10-20	630,1000	20	52	20	20	4	0,12
ВМПП, ВМПЭ-20	630,1000,1600	20	52	20	20	4	0,12
ВМПП, ВМПЭ-31,5	630...3200	31,5	80	31,5	31,5	4	0,12
ВК-10-20	630...1600	20	52	20	20	3	0,07
ВКЭ-10-31,5 ВК-10-31,5	630...3150	31,5	80	31,5	31,5	3	0,095
МГГ-10-45	3200...5000	45	120	45	45	4	0,16
МГГ-10-63	5000	63	150	64	64	4	0,13
Вакуумные – 10 кВ							
ВНВП-10/320	320	2	40	16	20	0,3	0,05
ВВТЭ-10/630	630	10	25	10	10	3	0,05
ВВТП-10/630-1600	1600	20	52	20	20	3	0,05

Таблица 5 – Разъединители

Типоразмер	Предельный сквозной ток (амплитуда), кА	Предельный ток термической стойкости, кА
Для внутренней установки		
РВ – 6/400	41	16/4
РВ – 6/630	52	20/4
РВ – 6/1000	100	40/4
РВ -10/400	41	16/4
РВ -10/630	52	20/4
РВ – 10/1000	100	40/4
РВР – 10/2000	85	31,5/4
РВР – 10/2500	125	45/4
РВР – 10/4000	180	71/4
РВК – 10/2000	85	31,5/4

Локальный электронный методический материал

Дарья Константиновна Кугучева

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Редактор И. Голубева

Локальное электронное издание

Уч.-изд. л. 7,9. Печ. л. 7,6

Издательство федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Калининградский государственный технический университет».
236022, Калининград, Советский проспект, 1