

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Майкопский государственный технологический университет»

**СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕПРИЯТИЙ**

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов очной и заочной
форм обучения по направлению подготовки бакалавров 21.03.01
Нефтегазовое дело

Майкоп – 2019

УДК 621.31(07)

ББК 31.2

С 40

СОСТАВИТЕЛЬ: Старков Н.Н., кандидат технических наук, доцент
Учебно-методическое пособие предназначено для студентов очной и заочной
форм обучения по направлению подготовки бакалавров 21.03.01 Нефтегазовое
дело

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ТЕМА 1: ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ.....	5
2. 1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ.....	5
3. 1.2. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ.....	6
4. 1.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ.....	7
5. 1.4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	8
6. ТЕМА 2: КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	10
7. 2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	10
8. 2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ.....	11
9. 2.3. ВЫБОР ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ.....	12
10. 2.4. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К ИСТОЧНИКАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	12
11. ТЕМА 3: СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	15
12. 3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	15
13. 3.2. Канализация электроэнергии	15
14. 3.2.1. ВНУТРИПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ	16
15. ТЕМА 4: ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	20
16. 4. 1. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК.....	20
17. 4. 2. ГРУППОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК.....	21
18. 4.2.1. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК.....	21
19. 4.2.2. ГРУППОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК.....	24
20. ТЕМА 5. РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК ПО УРОВНЯМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	35
21. ТЕМА 6: КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	46
22. 6.1. Коэффициент мощности.....	46
23. ТЕМА 7: ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	49
24. 7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫБОРЕ МЕСТА ПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.....	49
25. 7.2. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК.....	49
26. 7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	50
27. Тема 8. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ	

КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	52
28. Тема 9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ	
КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	52
29. Тема 10. ЗАЗЕМЛЕНИЕ.....	54
30. Тема 11. Электрический баланс предприятия.....	59
31. Библиографический список источников информации.....	60

ТЕМА 1: ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Системой электроснабжения называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

В системе электроснабжения объектов можно выделить три вида электроустановок:

- по производству электрической энергии - электрические станции (на предприятиях со значительной тепловой нагрузкой);
- по передаче, преобразованию и распределению электроэнергии - электрические сети и подстанции;
- по потреблению электрической энергии в производственных и бытовых нуждах - приемники электрической энергии.

Электрической станцией называют предприятие или электроустановку, предназначенную для производства электрической энергии. На электростанциях различные виды энергии (энергия топлива, падающей воды, ветра и др.) с помощью электрических машин, называемых генераторами, преобразуются в электрическую энергию.

В зависимости от используемого вида первичной энергии электрические станции можно разделить на следующие основные группы: тепловые, атомные, гидравлические, ветряные и альтернативных источников энергии.

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

По технологическому назначению электроприемники классифицируют в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию: электродвигатели приводов машин и механизмов; электротермические установки; электрохимические установки; установки электроосвещения; установки электростатического и электромагнитного поля; установки искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий.

Электроустановки характеризуются номинальными параметрами: напряжением, током, мощностью и др.

Совокупность электроприемников объединенных технологическим процессом в цеха, корпуса, предприятия, присоединенных с помощью электрических сетей к общему пункту электропитания, называют **потребителем** электрической энергии (электропотребителем).

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций и

распределительных устройств, и соединяющих их линий электропередачи (воздушные, кабельные линии и токопроводы) работающих на определенной территории.

Электрической подстанцией называют электроустановку, предназначенную для приема, преобразования и распределения электроэнергии и состоящей из трансформаторов или других преобразователей энергии, устройств управления, защиты, измерения и вспомогательных устройств.

Распределение поступающей электроэнергии без ее преобразования или трансформации выполняется на **распределительных подстанциях и распределительных устройствах**.

Электрические сети выполняют в основном по системе трехфазного переменного тока. Принятая частота переменного тока равна 50Гц.

По характеру электропотребления и территориальному размещению электроприемников объектов различают системы электроснабжения промышленных предприятий, городов, агропромышленного комплекса и электрифицированного транспорта.

1.2. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ

В настоящее время широко используется централизованное электроснабжение объектов. Централизованным электроснабжением называют обеспечение потребителей электрической энергией от энергосистемы.

Энергетической системой называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, объединенных общим и непрерывным процессом выработки, преобразования и распределения тепловой и электрической энергии.

Электроснабжение потребителей от объединенных энергетических систем вызвано огромными преимуществами по сравнению с электроснабжением от отдельных электрических станций.

При создании объединенных энергетических систем можно уменьшить суммарную установленную мощность электростанций.

Установленная мощность электростанций в системе должна быть достаточна для покрытия максимальных нагрузок и потерь мощности в электрических сетях.

Объединение нескольких электростанций различных видов позволяет повысить экономичность выработки электроэнергии.

Энергетические системы дают возможность согласованно работать тепловым электростанциям (ТЭС) и гидроэлектростанциям (ГЭС). В период недостатка воды на ГЭС (зимой) выработка электроэнергии на них снижается. Потребители обеспечиваются электроэнергией в большей мере от ТЭС. Наоборот, летом при большом притоке воды ГЭС работают на полную мощность, а выработка электроэнергии в ТЭС снижается. Это обеспечивает экономию топлива и, следовательно, уменьшает себестоимость электроэнергии.

Создание объединенных энергосистем позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей. Отдельные элементы системы (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и др.) в результате аварии могут выходить из строя. В этих случаях часть потребителей может потерять питание. Многократное резервирование, использование устройств релейной защиты и автоматики энергосистем позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей. Устройства релейной защиты производят отключение поврежденных элементов или частей системы и локализуют аварию. Устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения (ввода) резерва (АВР) позволяют восстановить питание отключенных потребителей. Устройства АПВ предназначены для ликвидации так называемых неустойчивых повреждений ВЛ. При быстром отключении линии 60-75% повреждений самоустраниются. При повторном включении линия остается в работе и электроснабжение потребителей не нарушается. Автоматическое включение резерва подключает потребители в случае нарушения электроснабжения от основного источника питания к резервному источнику.

1.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ

Взаимоотношения между энергосистемой и потребителями регламентированы правилами пользования электрической энергией. Их в определенной мере можно разделить на юридически-правовые, технико-экономические и оперативно-диспетчерские.

К юридическо-правовым вопросам относят:

- регламентация порядка присоединения электроустановок потребителей к энергосистеме;
- разграничение балансовой принадлежности оборудования и сетей, эксплуатационной ответственности между потребителем и энергосистемой;
- выбор соответствующих тарифов и системы расчета за электроэнергию.

Технико-экономические вопросы взаимоотношений между энергосистемой и потребителем связаны с разработкой и выполнением:

- технических условий на присоединение электроустановок потребителей к энергосистеме;
- схем размещения приборов учета и контроля качества электроэнергии; нормативов по компенсации реактивной мощности и оптимальных режимов работы компенсирующих устройств;
- правил и норма по надежной и экономичной эксплуатации электроустановок потребителей.

Оперативно-диспетчерские взаимоотношения определяют необходимостью обеспечения:

- электроснабжение потребителей в соответствии с выбранным уровнем надежности схемы внешнего электроснабжения;
- нормальных условий эксплуатации и ремонта электрооборудования, сетей, приборов энергосистемы и потребителей;
- установленных стандартом норм качества электроэнергии;
- разгрузки энергосистемы для сохранения устойчивости ее режима при возникновении временных аварийных дефицитов мощности.

1.4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Система электроснабжения завода состоит из питающих, распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных сетей и токопроводов высокого и низкого напряжения.

Система электроснабжения строится таким образом, чтобы она была надежна, удобна и безопасна в обслуживании и обеспечивала необходимое качество энергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. В то же время система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования.

Для правильного решения вопросов надежности электроснабжения необходимо четко определить режимы, возникающие во время аварии и в периоды, непосредственно следующие после аварии. Необходимо четко различать режимы: аварийный и послеаварийный. Под аварийным режимом подразумевается кратковременный переходный режим, вызванный нарушением нормального режима работы системы электроснабжения или ее отдельных звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия релейной защиты, автоматики и телеуправления.

Под послеаварийным режимом следует понимать режим, возникающий после отключения упомянутых поврежденных элементов системы электроснабжения, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается впредь до восстановления нормальных условий работы, т.е. нормального режима. При послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение подаваемой мощности; возможны кратковременные перерывы питания электроприемников третьей и частично второй категории на время вышеупомянутых переключений и пересоединений; а также позволены отступления от нормальных уровней, отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах допусков, регламентированных ГОСТ на нормы качества электрической энергии.

Требования, предъявляемые к электроснабжению предприятий, зависят также от их величины и потребляемой ими мощности.

С этой точки зрения предприятия можно условно подразделить на крупные, средние и небольшие. К крупным относятся предприятия с установленной мощностью электроприемников порядка 75-100 МВт и более. К числу таких предприятий можно, например, отнести заводы черной и цветной металлургии, химии, искусственного волокна, тяжелого машиностроения и т. п. К средним предприятиям можно причислить большинство машиностроительных заводов, деревообделочных комбинатов, текстильных фабрик, где установленная мощность электроприемников не превышает 75—100 МВт, а нижний предел составляет около 5-7,5 МВт.

К небольшим предприятиям относится большинство предприятий легкой пищевой промышленности и другие мелкие предприятия, на которых установленная мощность электроприемников находится в пределах 2-5 МВт.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что называется электроснабжением?
2. Что понимается под системой электроснабжения?
3. Перечислите положительные стороны энергосистемы
4. Назовите известные Вам энергосистемы.
5. Нарисуйте часть энергосистемы
6. Что такое электроприёмник, потребитель электроэнергии?
7. Что такое подстанция, ТП, КТП, РУ, РП, ЦРП, ГРУ, ОРУ, ЗРУ, КРУ, ЩСУ, ШР, ГПП, ПГВ?

ТЕМА 2: КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЕМНИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Электроприемники промышленных предприятий можно классифицировать по *технологическому назначению, режиму работы, по роду тока, установленной (номинальной) мощности и номинальному напряжению*.

По технологическому назначению электроприемники классифицируют в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию:

1. электродвигатели приводов машин и механизмов;
2. электротермические установки;
3. электрохимические установки;
4. установки электроосвещения;
5. установки электростатического и электромагнитного поля;
6. установки искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий.

По режиму работы приемники электрической энергии промышленных предприятий можно разделить на три группы:

1. приемники, работающие в продолжительном режиме с неизменной или мало изменяющейся нагрузкой;
2. приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки;
3. приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки.

По роду тока электроприемники группируют на электроприемники, работающие от сети:

1. переменного тока промышленной частоты 50Гц;
2. переменного тока с частотой отличной от промышленной частоты;
3. постоянного тока.

Приемники переменного тока делят на *однофазные и трехфазные*.

В настоящее время электроснабжение предприятий ведется на переменном трехфазном токе частотой 50Гц. Для питания электроприемников постоянного тока и переменного тока повышенной или пониженной частоты на промышленных предприятиях сооружают преобразовательные установки.

Установленная мощность электроприемников, используемых на предприятиях, варьируется от сотен ватт до сотни мегаватт в единице. Ряды номинальных напряжений и мощностей регламентируются государственными стандартами.

2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАНИЯ ЭЛЕКТРОПРЕМНИКОВ

Электрической нагрузкой называют мощность, потребляемую электроустановкой в установленный момент времени.

Электрические нагрузки в системах электроснабжения могут быть во времени *неизменными и переменными*. Для большого числа электроприемников проявляется периодичность изменения нагрузки во времени, совпадающая с периодом производственного процесса. Изменения нагрузки во время такого периода изображаются при помощи графиков нагрузки, которые могут составляться на технологический цикл, на смену, на сутки, на год или на другие промежутки времени.

Пропускную способность элементов электроснабжения и номинальную мощность источников электроэнергии выбирают по максимальному или некоторому среднему за определенный промежуток времени значению нагрузки, которое называют расчетной нагрузкой.

Для расчета электрических нагрузок необходимо знать **номинальные параметры** питаемых установок. Рассмотрим основные из них:

1. По **роду тока** различают электроприемники переменного, постоянного импульсного тока (к установкам импульсного тока относятся, например, сварочные трансформаторы).
2. **Число фаз** электроприемников переменного тока составляет чаще всего 3 или 1 (трех- и однофазные электроприемники).
3. По **частоте переменного тока** различают электроприемники промышленной, повышенной и пониженной частоты.
4. Одним из наиболее важных показателей электроприемника является **установленная мощность**, обозначенная на заводской табличке или в его паспортных данных.
5. По **номинальному напряжению** электроприемников выбирают напряжение питающей сети.
6. **Пусковые токи** электроприемников и длительность этих токов необходимо знать для правильного выбора пропускной способности элементов системы электроснабжения и для расчета колебаний напряжения в сети при пуске электроприемников.
7. **Режим работы** электроприемников может быть длительным, кратковременным, повторно-кратковременным или более сложным.
8. По **подвижности** различают стационарные и нестационарные (подвижные, переносные и т.п.) электроприемники.
9. По **надежности** электроприемники разделяют на I, II и III категорию.

2.3. ВЫБОР ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Электроприемники промышленных предприятий условно можно объединить в группы *общепромышленных и специализированных технологических установок*.

Отличительной особенностью электроприемников *общепромышленных установок* является то, что мы можем заменить каждый электроприемник из этой группы на электроприемник другого типа или мощности без потери выполняемых технологических функций.

Специализированные технологические установки выпускаются промышленностью в единичных экземплярах по индивидуальному заказу.

К общепромышленным установкам можно отнести: электродвигатели, которые предназначены для привода агрегатов и механизмов промышленных предприятий; осветительные установки, а также некоторые установки других технологических групп электроприемников.

2.4. КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К ИСТОЧНИКАМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяют на следующие три категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов народного хозяйства. Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Примерами таких электроприемников являются электродвигатели задвижек и запорной арматуры, приводы вентиляторов компрессоров центробежных насосов, а также аварийное освещение в некоторых видах химического производства. В некоторых производствах прекращение вентиляции может вызвать опасную концентрацию горючих или токсических газов, а остановка насосов - пожар или взрыв.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям оборудования, рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Вторая категория самая распространенная. К ней относятся электрооборудование основных производств текстильных фабрик, прокатных цехов, горных разработок (кроме водоотлива и подъема),

почти все механизмы целлюлозно-бумажной промышленности, компрессорные, ряд электроустановок цветной металлургии и др.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники не входящие в I и II группу. Например, электроприемники, вспомогательных цехов, цехов несерийного производства, неответственных складов и т. п., отнесены к третьей категории и допускают перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения продолжительностью до одних суток. На этих и других предприятиях следует применять такие способы прокладки проводов и кабелей и такое размещение трансформаторов, которые обеспечивают быстрый их ремонт или иметь на складе находящиеся в исправности замену. Весьма важно для этого резервные трансформаторы. Для правильного решения вопросов надежности электроснабжения необходимо четко определить режимы, возникающие во время аварии и в периоды, непосредственно следующие после аварии.

Электроснабжение электроприемников I категории должно обеспечиваться от двух независимых источников электроснабжения.

При нарушении питания приемников I категории от одного источника питания перерыв в электроснабжении допускается на время автоматического подключения к другому независимому источнику питания.

Для электроснабжения электроприемников особой группы должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого, взаимно резервирующего источника. Приемники особой категории подключают к секции шин третьего независимого источника. Одними из требуемых источников питания могут быть местные электростанции (ТЭС и ТЭЦ предприятия), шины генераторного напряжения энергосистем, аккумуляторные батареи, специальные агрегаты бесперебойного питания и другие источники.

Питание электроприемников II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников электроснабжения. Допускается питание от одного источника. Как правило, для промышленных предприятий II категории надежности электроснабжения электроприемников при трех сменной работе от питание обеспечивается от двух независимых источников, а при двух сменной работе питание обеспечивается от одного источника. Считается, что массовый недовыпуск продукции из-за нарушения электроснабжения при двухсменной работе может быть скомпенсирован работой в третью смену.

Электроснабжение электроприемников III категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

Категорийность электроприёмников по надёжности электроснабжения определяет проектная организация.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Классификация электроприёмников по режиму работы.
2. Какие потребители относятся к первой категории по надёжности электроснабжения? Приведите примеры.
3. Какие потребители относятся ко второй категории по надёжности электроснабжения? Приведите примеры.
4. Кто определяет категоричность электроприёмников?

ТЕМА 3: СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Система электроснабжения промышленного предприятия состоит из *источников питания и линий электропередачи*, осуществляющих подачу и электроэнергию к предприятию, понизительных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их воздушных, кабельных линий и токопроводов, обеспечивающих на требуемом напряжении подвод электроэнергии к ее потребителям.

Различают схемы *первичных и вторичных электрических соединений электроустановок*.

К первичным цепям относят главные цепи электроустановок, по которым электрическая энергия передается потребителям.

К вторичным цепям относят цепи, служащие для соединения вторичного электрооборудования - измерительных приборов, приборов и аппаратов управления и сигнализации, устройств релейной защиты и автоматики.

Рассмотрим схемы электрических соединений первичных цепей.

3.2. СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ

Для промышленных предприятий наиболее экономичной и надежной является централизованная система электроснабжения с применением глубоких вводов.

Электроснабжение промышленного предприятия от энергосистемы осуществляется воздушными линиями (35—220 кВ) или кабельными линиями (35-110кВ). Прием электроэнергии производится на главных понизительных подстанциях (ГПП) или на узловых распределительных подстанциях (УРП)

Главной понизительной подстанцией называется подстанция, получающая питание от энергосистемы, преобразующая и распределяющая электроэнергию на низком напряжении (6-10кВ) по предприятию или его отдельным районам.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) называется центральная подстанция предприятия, получающая электроэнергию от энергосистемы и распределяющая ее на том же напряжении по подстанциям глубоких вводов (ПГВ) на территории предприятия.

Подстанцией глубоких вводов называется подстанция, выполненная по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающая электроэнергию от УРП или непосредственно от энергосистемы,

преобразующая и распределяющая электроэнергию на низком напряжении (6-10кВ) по отдельным районам предприятия.

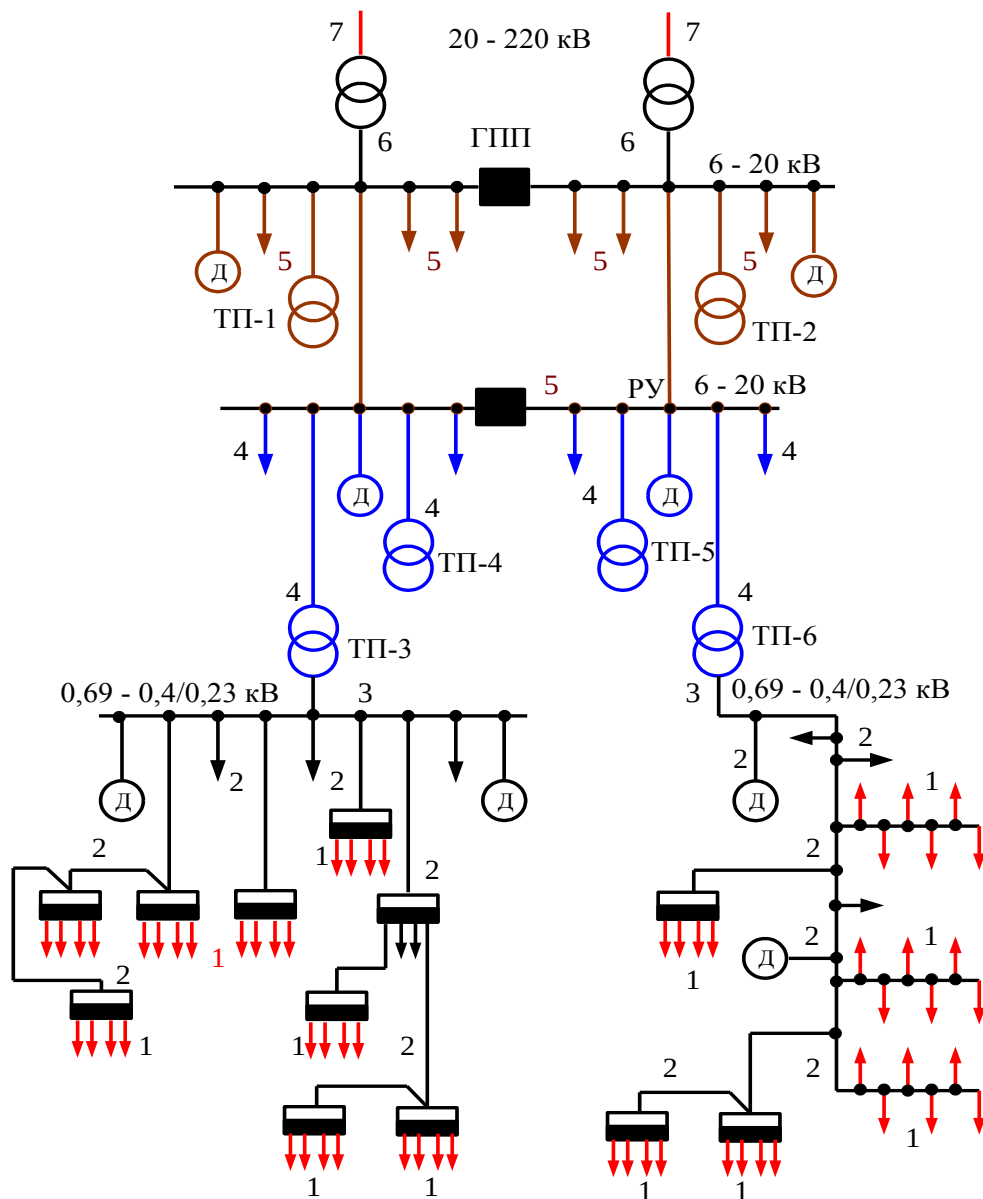


Рис 3.1 – Схема электроснабжения внутри завода

Где ГПП – главная понизительная подстанция, ТП – трансформаторная подстанция, РУ – распределительное устройство, Д – двигатель.

При построении схемы электроснабжения следует, как правило, исходить из раздельной работы линий и трансформаторов, при этом снижаются уровни токов короткого замыкания, упрощаются схемы коммутации и релейной защиты.

3.2.1. ВНУТРИПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

Распределение электрической энергии во внутрипромышленных электрических сетях выполняется по радиальным, магистральным или

Радиальные схемы распределения применяют в тех случаях, когда нагрузки рассредоточены по предприятию.



Магистральные схемы применяют при распределении нагрузок в территориальном направлении.



17

При наличии особых групп электроприемников первой категории предусматривают третий источник, который имеет минимальную мощность для безаварийного останова производства. Во избежание перегрузки третьего источника питание приемников особой группы должно выделяться на отдельную секцию шин, автоматически подключаемую к этому источнику. Для обеспечения постоянной готовности аварийного источника к немедленному включению предусматривается его перевод в режим "горячего" резерва (включение на холостой ход дизельной электростанции) сразу после отключения по какой-либо причине одного из двух основных источников.

Радиальную схему питания применяют для достаточно мощных приемников электрической энергии. Магистральная схема питания имеет преимущественное применение для равномерно распределенной нагрузки в цехах, когда приемники расположены близко друг к другу.

К достоинствам радиальных схем относят повышенную надежность электроснабжения, гибкость сети в отношении расширения, приспособленность к организации систем управления. Недостатками радиальных схем являются большие затраты на сооружение сети, из-за большого числа отходящих линий.

К достоинствам магистральных схем относят низкие затраты на сооружение сети, удобство монтажа сети шинопроводами. Недостатками магистральных схем являются пониженная надежность, трудности применения дистанционного управления.

Осветительные нагрузки цехов питаются отдельными линиями, обычно от щитков рабочего и аварийного освещения. Такая схема позволяет отключать силовую сеть для ремонтов не отключая освещения. При питании осветительной нагрузки совместно с силовой необходимо учитывать возможное ухудшение качества электроэнергии.

і. Канализация электроэнергии

Это передача электроэнергии с помощью воздушных линий, кабельных линий и токопроводов. В сетях выше 1 кВ промышленных предприятий при передаче электроэнергии от ГПП до РП и ТП, как правило, используются кабельные и воздушные линии.

Воздушные линии (ВЛ) выполняются из неизолированных проводов, расположенных на открытом воздухе и прикрепляемых к опорам с помощью изоляторов и арматуры. На предприятиях ВЛ применяют крайне редко из-за большой зоны отчуждения ВЛ. Обычно ВЛ используют на предприятиях малой мощности, либо для питания удаленных объектов, например насосных станций. Для сооружения ВЛ применяют опоры из дерева, железобетона, стальные. По своему назначению и месту установки опоры делятся на промежуточные, угловые, концевые, анкерные. Провода ВЛ выполняют сталеалюминевыми, алюминиевыми и редко медными проводами. Линии

электро передач поднимаются очень высоко над землей и в качестве изоляционного материала используется воздух.



Кабельной линией (КЛ) называют устройство, состоящее из кабеля, концевых муфт и конструкций для прокладки кабеля. Для электроснабжения предприятий кабели могут прокладываться в земле в кабельных траншеях, в кабельных каналах и туннелях, а также по эстакадам и галереям над поверхностью земли. В последнее время получил распространение самонесущий провод (СИП), который подвешивается на уже существующие опоры, но имеет внешнюю изоляцию. Вследствие этого, линия является полностью безопасна для персонала. Преимущество кабельной линии перед ВЛ заключается в меньшей зоне отчуждения поверхности земли, безопасности персонала. Насыщенность территории предприятия подземными коммуникациями, агрессивные среды создают дополнительные расходы на монтаж и обслуживание КЛ, но КЛ на большинстве предприятий является единственно возможным средством канализации электроэнергии.



Токопроводы напряжением 6-35 кВ применяют для магистрального питания потребителей предприятий с высокими токами нагрузки (2-6 кА) при длине передачи до 2 км. В зависимости от вида проводников Токопроводы разделяют на жесткие и гибкие. Токопроводы, выполненные из шин (обычно до 1 кВ) называют шинопроводами. Токопроводы вместо большого количества ВЛ и КЛ позволяют повысить надежность электроснабжения, упростить обслуживание, обеспечить экономию материалов. Токопроводы обладают большой перегрузочной способностью. Из недостатков следует отметить большие потери мощности при передаче электроэнергии, зона отчуждения выше чем у ВЛ, большой расход материалов для опор.



ТЕМА 4: ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Электрическая нагрузка - величина, характеризующая потребление мощности отдельными приемниками или потребителями электроэнергии.

Одной из основополагающих частей проекта электроснабжения промышленных предприятий является определение ожидаемых электрических нагрузок на всех ступенях электрической сети. Электрические нагрузки являются исходными данными для решения ряда задач электроснабжения: выбора аппаратов и токоведущих элементов электроснабжения, выбора числа и мощности силовых трансформаторов, определения потерь электрической энергии, расхода энергии и других расчетов. Преувеличение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании по сравнению с реально возникающими нагрузками при эксплуатации приводит перерасходу проводников и неоправданному капиталовложению в избыточную мощность электрооборудования.

Преуменьшение - к излишним потерям мощности в сетях, перегреву, повышенному износу и сокращению срока службы электрооборудования.

Правильное определение электрических нагрузок обеспечивает правильный выбор средств компенсации реактивной мощности, устройств регулирования напряжения, а также релейной защиты и автоматики электрических сетей.

По указанным причинам ожидаемые электрические нагрузки необходимо определять при проектировании по возможности точнее. Однако вследствие недостаточной полноты, точности и достоверности исходной информации обо всех многочисленных случайных факторах, формирующих нагрузки, последние не могут быть определены с высокой точностью. Обычно, при определении электрических нагрузок считаются допустимыми ошибки в $\pm 10\%$.

4.2. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При решении задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок: активная мощность, реактивная мощность и ток.

Кривая изменения активной, реактивной или токовой нагрузки называется *графиком нагрузки* соответственной по активной, реактивной мощности или току. В условиях эксплуатации графики нагрузки строят по показаниям измерительных приборов, снятым через определенные равные интервалы времени.

Графики нагрузок подразделяют на *индивидуальные и групповые*. Индивидуальные графики нагрузки строят для отдельных электроприемников. Групповые графики нагрузок относятся к группе электроприемников, объединенных одной питающей линией.

Индивидуальные и групповые графики нагрузок обладают определенной регулярностью в той или иной степени, предопределяемой рядом закономерностей, которые можно объединить в группы: часовые, суточные, сезонные, периодичные, нециклические и т.д.

4.2.1. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК

Для силовых электроприемников различают три режима работы: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный.

При работе электроприемника в длительном режиме достигается тепловое равновесие и устанавливается определенная температура электроприемника.

Кратковременный режим характеризуется тем, что после кратковременного включения и нагревания электроприемника его температура за период последующей паузы понижается до температуры окружающей среды.

Повторно-кратковременный режим, в ходе которого период включения электроприемника $t_в$ чередуется с паузой продолжительностью $t_н$, который приводит к постепенному нагреванию, сменяющимся охлаждением электроприемника. Нагревание электроприемника в период включения по сравнению с длительным режимом работы при той же нагрузке снижается. Температура охлаждения в период выключения электроприемника не достигает температуры окружающей среды.

Величиной, характеризующей повторно-кратковременный режим работы, является продолжительность включения (ПВ):

$$ПВ = \frac{t_в}{t_в + t_н}$$

Часто ПВ определяют в процентах:

$$ПВ\% = ПВ \cdot 100\%.$$

Установлены четыре стандартных значения ПВ, на которых выпускается электрооборудование: 15, 25, 40, 60%. Длительность цикла при повторно-кратковременном режиме не должна превышать 10 мин.

Второй тип отвечает случаю не автоматизированного, но цикличного производства. Периодичность производства нарушена в основном из-за непостоянства длительностей пауз отдельных циклов, а продолжительность рабочих интервалов остается практически неизменной. Нециклический тип длительности режимов отвечает случаю, когда выполняемые агрегатом повторяющиеся операции строго нерегламентированны. Технологический процесс имеет неустановившийся характер.

4.2.2. ГРУППОВЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК

Групповой график представляет собой результат суммирования графиков отдельных электроприемников, входящих в группу. По степени регулярности графики нагрузки подразделяют на периодические и нерегулярные.

Длительные наблюдения за действующими объектами позволили составить характерные суточные и годовые графики для различных отраслей промышленного и сельскохозяйственного производства, а так же для городов и поселков. Графики, как правило, строят в относительных единицах, выражая нагрузки в различные часы суток в процентах от максимальной нагрузки, принимаемой за 100%.

Располагая ординаты суточного группового графика в порядке убывания и откладывая по оси абсцисс продолжительность работы при различных нагрузках, получим так называемую упорядоченную диаграмму графика.

1.5. Графики электрических нагрузок.

Правильное определение электрических нагрузок является основой рационального построения и эксплуатации системы электроснабжения предприятия.

Нагрузка любых потребителей электроэнергии колеблется в течение суток, месяца, года, в зависимости от мощности подключенных электроприемников, технологического режима. Графики нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию во времени (рис. 1.3).

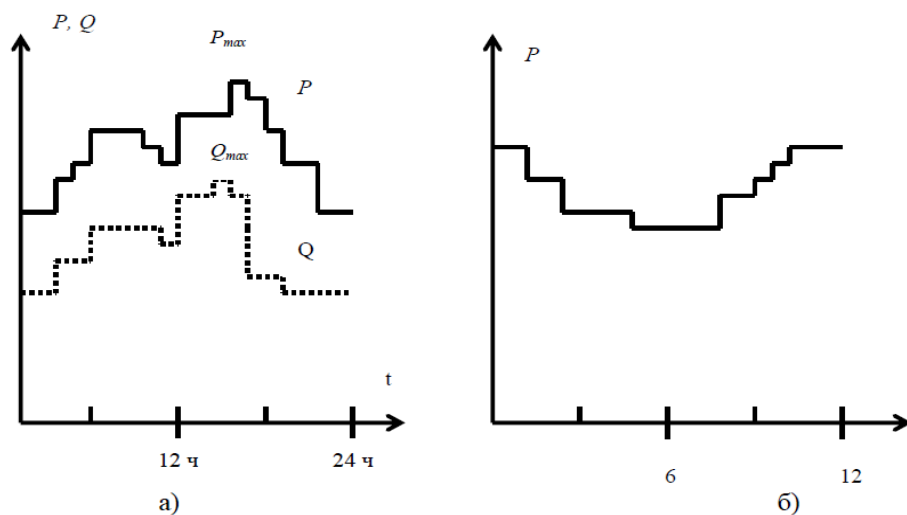


Рис. 1.3 Характерные суточные (а) и годовые (б) графики нагрузки.

Суммарная нагрузка отдельных потребителей электроэнергии изменяется во времени под воздействием большого числа факторов. Эти колебания могут быть регулярные и случайные. На суточных графиках нагрузки выделяют максимумы и минимумы, обычно нагрузка имеет минимум в ночные часы, а максимум – в утренние и вечерние часы. При построении недельного графика нагрузки минимальные значения имеют выходные дни. При рассмотрении годового графика нагрузки имеет место регулярное снижение нагрузки в летний период.

Такого рода колебания определяются циклами природных явлений (ночь, лето), технологическими особенностями энергопотребления, количеством смен и т. п.

На вышеуказанные регулярные и предсказуемые колебания нагрузок накладываются нерегулярные, которые вызываются случайными изменениями электрических нагрузок. Эти колебания, не изменяя общего характера регулярного режима электропотребления, приводят к дополнительной изменчивости потребительской нагрузки, к случайным набросам и сбросам нагрузки по отношению к регулярной нагрузке.

Оперировать графиками нагрузок для анализа электроснабжения предприятия удобнее с помощью коэффициентов. Рассмотрим основные из них.

Коэффициент использования.

Данный коэффициент является основным показателем для расчета нагрузки. Коэффициентом использования мощности активной мощности приемника $k_{и.а}$ называется отношение средней активной мощности этого приемника к ее номинальному значению:

$$k_{и.а} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} \quad (1.2)$$

Коэффициент использования определяется для суток, недели, месяца, года, тогда этот коэффициент называется плотностью графика электропотребления.

Показателем режима электропотребления за год в целом является продолжительность использования оборудования при его загрузке максимальной мощностью:

$$T_{\max} = \frac{A_z}{P_{\max}} \quad (1.3)$$

где A_z – электроэнергия, потребляемая за год.

Аналогично определяются коэффициенты использования по реактивной мощности и току:

$$k_{u.p} = \frac{q_{cp}}{q_{ном}} \quad (1.4)$$

$$k_{u.i} = \frac{i_{cp}}{i_{ном}} \quad (1.5)$$

Коэффициент включения.

Это отношение продолжительности включения электроприемника в цикле t_{ϵ} ко всей продолжительности цикла t_{ψ} . Причем время включения в цикл складывается из времени работы t_p и времени холостого хода t_x :

$$k_{\epsilon} = \frac{t_{\epsilon}}{t_{\psi}} = \frac{t_p + t_x}{t_{\psi}} \quad (1.6)$$

Приблизленно значение k_{ϵ} определяется в эксплуатации с помощью электрического счетчика времени.

Коэффициент суточной неравномерности электропотребления.

Это отношение минимальной потребляемой активной мощности $P_{\min}$ к максимальной $P_{\max}$ за сутки:

$$k_{\text{нер}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} \quad (1.7)$$

С помощью этого коэффициента можно оценить ресурс электрооборудования.

Коэффициент загрузки.

Коэффициентом загрузки $k_{з,a}$ активной мощности оборудования называется отношение фактически потребляемой им средней мощности $P_{ср.в}$ к его номинальной мощности за время включения:

$$k_{з,a} = \frac{P_{ср.в}}{P_{ном}} = \frac{k_{и,a}}{k_в}. \quad (1.8)$$

Аналогично находится коэффициент загрузки для реактивной мощности.

Коэффициент загрузки и коэффициент включения связаны непосредственно с технологическим процессом и изменяется с изменением режима электроприемника.

Коэффициент формы графика нагрузок.

Это отношение среднеквадратичного значения мощности $S_{ск}(i_{ск})$ или тока приемника за определенный период времени к среднему значению $S_{ср}(i_{ср})$ его за тот же период:

$$k_{\phi} = \frac{S_{ск}}{S_{ср}} = \frac{i_{ск}}{i_{ср}}. \quad (1.9)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика нагрузок во времени, и свое наименьшее значение, равное единице, он принимает при нагрузке, неизменной во времени.

31. Определение приведенного числа приемников.

Большинство коэффициентов, описывающих графики нагрузок применимы как для отдельных электроприемников, так и для групп электроприемников. В случаях, когда потребляемая мощность электроприемников в группе равна, то расчет затруднений не вызывает. Когда мощность приемников различна, следует привести все электроприемники в группе к одинаковой мощности.

Под приведенным (эффективным) числом приемников группы $n_{п}$, различных по номинальным мощностям и режиму работы понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обуславливает ту же расчетную нагрузку, что и данная рассматриваемая группа различных по мощности и режиму работы электроприемников:

$$n_{п} = \frac{P_{ном}^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном,i}^2}. \quad (1.10)$$

Согласно формуле, если все приемники в группе имеют одинаковую мощность, то $n_{п}=n$, а если различную, то $n_{п}<n$.

5. Определение средних нагрузок.

Важное значение при расчете электропотребления и оценки потерь

электроэнергии имеют средняя мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ и среднегодовая мощность $P_{сг}$, $Q_{сг}$. Величины $P_{см}$, $Q_{см}$ находят исходя из удельных расходов электроэнергии, которые известны для большинства производств.

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$ определяется путем умножения суммарной номинальной мощности группы электроприемников на их групповой коэффициент использования:

$$P_{см} = k_{и,а} P_{ном} \quad (1.11)$$

Средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см}$ может определяться:

1) путем умножения суммарной номинальной реактивной мощности группы приемников на их групповой коэффициент использования:

$$Q_{см} = k_{и,р} Q_{ном} \quad (1.12)$$

2) путем умножения средней активной мощности $P_{см}$ на $tg\varphi$,
и групповому коэффициенту мощности $cos\varphi$:

$$Q_{см} = k_{и,р} Q_{ном}$$

$$Q_{см} = P_{см} tg\varphi, \quad (1.13)$$

Среднегодовая мощность, потребляемая предприятием находится из соотношения:

$$P_{сг} = \frac{A_{а.г}}{T_г}, \quad (1.14)$$

$$Q_{сг} = \frac{A_{р.г}}{T_г}, \quad (1.15)$$

где $A_{а.г}$, $A_{р.г}$ – активная и реактивная потребляемая электроэнергия за год, $T_г$ – годовой фонд рабочего времени.

Годовое число часов работы:

$$T_г = (365 - m)nT_{см}K_p - T_{пр},$$

где $T_{см}$ – продолжительность смены;
 $T_{пр}$ – годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные дни;
 m – число нерабочих дней в году;
 n – число смен в году;
 K_p – коэффициент учитывающий время ремонта и простои, принимаемые равным 0,96...0,98

6. Определение расхода электроэнергии.

В зависимости от цели расчета расход электроэнергии определяется за год, за месяц и за наиболее загруженную смену. Годовой расход активной электроэнергии может быть найден из соотношения:

$$A_{a,э} = P_{сз} T_{э} = k_{с,а} P_{см} T_{э}. \quad (1.16)$$

Годовой фонд рабочего времени зависит от характера производства, сменности, продолжительности смены и других факторов, и определяется конкретно для каждого случая.

Сезонные изменения нагрузки при определении расхода электроэнергии следует учитывать поправочным коэффициентом.

7. Определение расчетных электрических нагрузок.

Одним из основополагающим этапом при проектировании системы электроснабжения предприятия является определение расчетных нагрузок, а не простое суммирование установленных мощностей. Расчетная максимальная мощность, потребляемая электроприемниками предприятия, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приемников. Это объясняется неполной загрузкой мощностей электроприемников, разновременностью их работы, обеспечением условий труда обслуживающего персонала. От правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок зависит степень капиталовложений при организации электроснабжения. Завышение ожидаемых нагрузок ведет к удорожанию строительства, перерасходу материалов, неоправданному увеличению питающих мощностей. Занижение нагрузок, либо проектирование электроснабжения без учета перспективного роста мощности производства может привести к дополнительным потерям мощности, перегрузке оборудования, либо к необходимости кардинальной перестройке системы электроснабжения.

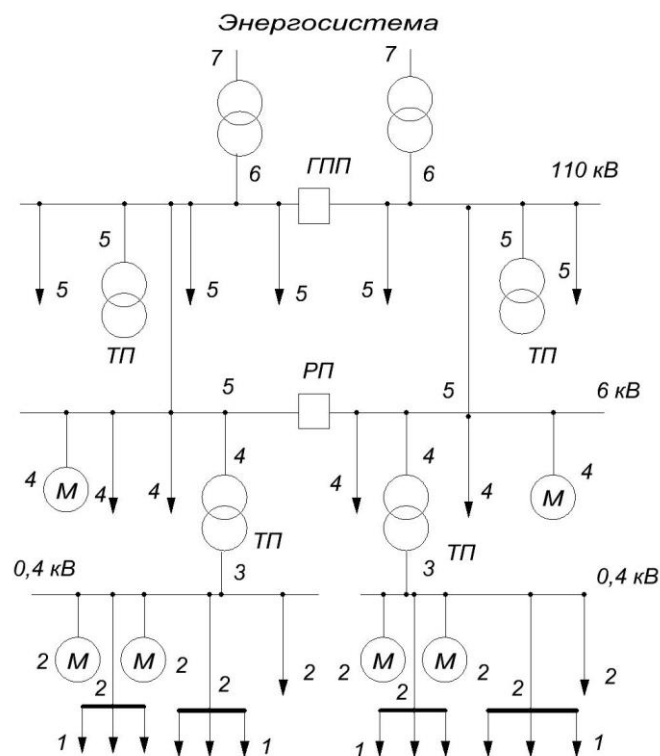


Рис. 1.4 Схема характерных мест определения расчетных нагрузок в системе электроснабжения предприятия.

Рассмотрим характерные места нагрузок на схеме (рис.1.4).

1. Определение расчетной нагрузки, создаваемым одним приемником напряжением до 1000 В (нагрузка 1). Определение этой нагрузки необходимо для выбора сечения питающего ее кабеля, и аппарата, при помощи которого производится присоединение приемника к распределительной линии.

2. Определение расчетной нагрузки, создаваемой группой приемников, напряжением до 1000 В (нагрузка 2). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии, питающей данную группу приемников, и аппарата, присоединяющего данную группу к распределительному шкафу.

3. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах напряжения до 1000 В цеховой подстанции (нагрузка 3). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий цеховой ТП и питающих указанные приемники, и аппарата присоединения отходящих линий.

4. Определение общей расчетной нагрузки отдельной группы электроприемников на стороне 6 кВ (нагрузка 4). Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, сечения шин цеховой ТП, сечения проводов отходящих линий, а так же коммутационных аппаратов.

5. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах 6 кВ распределительных пунктов РП отдельными приемниками (нагрузка 5), либо отдельными цеховыми трансформаторами с учетом потерь в трансформаторах. Определение данной нагрузки необходимо для выбора

сечений проводов линий, отходящих от шин главной понизительной подстанции (ГПП) и питающих цеховые трансформаторы, либо отдельные приемники на напряжение 6 кВ, а так же коммутационной аппаратуры на отходящих линиях.

6. Определение общей расчетной нагрузки на шинах 6 кВ каждой секции ГПП (нагрузка 6). Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности главных питающих трансформаторов, выбора сечения шин ГПП, а так же коммутационной аппаратуры.

7. Определения расчетной нагрузки на стороне высшего напряжения 110 кВ с учетом потерь в главных трансформаторах. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечений линий, питающих предприятие и аппаратов присоединения питающих линий.

При определении расчетных нагрузок должны учитываться ряд положений:

- графики нагрузок предприятия изменяются во времени: растут в связи с расширением производства и уменьшаются с повышением производительности труда, применением передовых технологий,
- предприятие рассчитывается функционировать определенное время, после которого необходимо либо реконструировать предприятие, либо его ликвидировать.

Рассмотрим основные методы определения расчетных нагрузок.

Метод упорядоченных диаграмм.

Метод применим, когда известны номинальные данные всех электроприемников предприятия с учетом их размещения на территории предприятия.

Определяют среднюю нагрузку групп приемников за максимально загруженную смену $P_{см}$ и расчетный получасовой максимум P_p :

$$P_{см} = k_u P_{ном}. \quad (1.17)$$

Расчетная максимальная нагрузка:

$$P_p = k_m P_{см}, \quad (1.18)$$

где k_m – коэффициент максимума, в данном случае активной мощности, принимаемой по графикам, в зависимости от коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. Коэффициент максимума характеризует превышение максимальной нагрузки над средней за максимально загруженную смену. Величина, обратная коэффициенту максимума называется коэффициентом заполнения графика нагрузки $k_{зан}$:

$$k_m = \frac{P_p}{P_{см}} = \frac{1}{k_{зан}}. \quad (1.19)$$

Расчеты нагрузок проводят для активных и для реактивных мощностей.
Недостаток метода упорядоченных диаграмм в том, что он не содержит элемента прогнозирования нагрузок.

Порядок расчета:

1) все электроприемники разбиваются на однородные по режиму работы группы с одинаковыми значениями коэффициентов использования и коэффициентов мощности,

2) в каждой группе электроприемников и по узлу в целом находят пределы их номинальных мощностей и приведенное число приемников, при этом все электроприемники приводятся к ПВ=100%,

3) подсчитывают номинальную мощность узла,

4) определяют для групп электроприемников коэффициент использования и коэффициент мощности $\cos\varphi$ по справочным таблицам и по характеристикам оборудования,

5) определяют активную (по 1.17) и реактивную потребляемую мощность за наиболее загруженную смену:

$$Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.20)$$

6) определяют суммарную активную и реактивную нагрузку для узла для разнородных групп электроприемников,

7) определяют средневзвешенное значение коэффициента использования узла и коэффициента мощности по $\operatorname{tg} \varphi_{уз}$:

$$k_{и.уз} = \frac{P_{см.уз}}{\sum_1^n P_{ном}}, \quad (1.21)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{см.уз}}{P_{см.уз}}, \quad (1.22)$$

8) определяют эффективное приведенное число электроприемников $n_{п}$,

9) с учетом коэффициента максимума определяют расчетную максимальную нагрузку,

10) определяют полную мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (1.23)$$

и расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad (1.24)$$

Метод расчета нагрузок по удельному потреблению электроэнергии на единицу продукции.

Определяется годовой расход активной электроэнергии:

$$W_a = \omega_0 M, \quad (1.25)$$

а по нему рассчитывают нагрузку:

$$P_p = \frac{W_a}{T_2}, \quad (1.26)$$

где M – годовое число единиц продукции, ω_0 – удельный расход электроэнергии на единицу продукции, T_2 – годовой фонд рабочего времени.

Удельный расход электроэнергии на единицу продукции определяют на основе анализа данных о расходе энергии на аналогичных предприятиях.

Метод определения расчетной нагрузки по коэффициенту формы.

Расчетная нагрузка определяется из следующих выражений:

$$P_p = k_{\phi.a} P_{cm}, \quad (1.27)$$

$$Q_p = k_{\phi.a} Q_{cm}, \quad (1.28)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.29)$$

В условиях эксплуатации среднюю мощность можно определить по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии и сопоставить со средней нагрузкой, определенной расчетным путем.

Существуют и другие методы расчета нагрузки предприятия: метод удельной плотности электрической нагрузки на единицу производственной площади, метод по установленной мощности и др.

Вопросы для самопроверки.

3.3. Указать категории приемников электрической энергии и их режимы работы.

3.4. Что такое «график электрической нагрузки»? Для чего он строится?

3.5. Указать основные параметры графика электрических нагрузок. Пояснить их физический смысл.

3.6. Какие методы существуют для определения электропотребления предприятия? Указать порядок расчёта электрических нагрузок.

Основные показатели графиков нагрузки

Наименование	Обозначение	Расчетная формула	Единицы измерения
максимальная мощность	$P_{\max}$	По графику нагрузки	кВт
минимальная мощность	$P_{\min}$	По графику нагрузки	кВт
номинальная мощность	$P_{\text{ном}}$	$P_{\text{н}} = \sum_1^n p_{\text{н}}$	кВт
средняя мощность	$P_{\text{с}}$	$P_{\text{с}} = \frac{W_{\text{а}}}{T_{\text{в}}}$	кВт
эффективное число электроприемников	$n_{\text{э}}$	$n_{\text{э}} = \left(\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i} \right)^2 / \left(\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i}^2 \right)$	шт.
коэффициент включения	$K_{\text{в}}$	$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{в } i} p_{\text{н о м } i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i}}$	
коэффициент использования	$K_{\text{и}}$	$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и } i} p_{\text{н о м } i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н о м } i}}$	-
коэффициент максимума	$K_{\text{м}}$	$K_{\text{м}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{с}}}$	-
коэффициент расчетной активной мощности	$K_{\text{р}}$	$K_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{с}}}$	-
коэффициент заполнения	$K_{\text{зп}}$	$K_{\text{зп}} = \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{м}}} = \frac{1}{K_{\text{м}}}$	-
коэффициент спроса	$K_{\text{с}}$	$K_{\text{с}} = \frac{P_{\text{м}}}{P_{\text{н о м}}}$	-
коэффициент одновременности	$K_{\text{о}}$	$K_{\text{о}} = \frac{P_{\text{р}\Sigma(\text{ПП})}}{\sum P_{\text{р}}}$	-
эффективная нагрузка	$P_{\text{э}}$	$P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \int_0^{T_{\text{н}}} p^2(t) dt}$	кВт
коэффициент формы	$K_{\text{ф}}$	$K_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{э}}}{P_{\text{с}}}$	-
число часов использования максимума	$T_{\text{м}}$	$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{а}}}{P_{\text{м}}}$	ч

Тема 5. РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК ПО УРОВНЯМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При определении максимальной нагрузки в системе электроснабжения рассматривают шесть основных уровней или ступеней,

различающихся характером электропотребления и, как следствие способом расчета электрических нагрузок:

I уровень электроснабжения - линии электрической сети, связывающие отдельные электроприемники с распределительным пунктом, к которому они подключены;

II уровень электроснабжения - линии распределительной сети напряжением до 1кВ, обеспечивающие связь силовых распределительных пунктов, щитов, шкафов, а также магистральных шинопроводы;

III уровень электроснабжения - низковольтные шины цеховой трансформаторной подстанции;

IV уровень электроснабжения - шины распределительных пунктов и линий, подходящих к ним;

V уровень электроснабжения - шины низшего напряжения ГГШ, НТВ, ЦРП.

VI уровень электроснабжения - граница раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и промышленного предприятия.

Последовательность расчета максимальных электрических нагрузок по расчетной активной мощности.

Расчетная *активная* и *реактивная* нагрузки линий I уровня электроснабжения равны фактически потребляемой мощности:

$$P_{\text{мI}} = P_{\text{ф}} = k_{\text{з}} P_{\text{ном}}$$

$$Q_{\text{мI}} = P_{\text{мI}} \tan \varphi,$$

где $\tan \varphi$ - среднесменный коэффициент мощности.

На II уровне электроснабжения расчетная нагрузка определяется по методу упорядоченных диаграмм. Расчетная активная мощность II уровня электроснабжения:

$$P_{\text{мII}} = k_{\text{н}} P_{\text{снII}}$$

Значения коэффициента максимума находится в зависимости от значения группового коэффициента использования за наиболее загруженную смену и эффективного числа электроприемников в группе по специальным кривым, которые можно найти во многих справочниках по электроснабжению.

Зависимость коэффициента максимума K_m от эффективного числа приёмников n_z при различных коэффициентах использования $K_{и}$:

Эффективное число электроприемников n_z	$K_{и}$				
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
2	8	4	2	1,33	1,0
4	3,42	2,0	1,3	1,14	1,0
6	2,64	1,62	1,14	1,06	1,0
8	2,37	1,48	1,1	1,02	1,0
10	2,18	1,39	1,06	1,0	1,0
15	1,9	1,25	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,1	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0

Под **эффективным числом электроприемников** понимается такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает то же значение расчетного максимума, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников.

Эффективное число электроприемников достаточно точно определяется по формуле:

$$n_z = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}^2}.$$

Эффективное число электроприемников всегда меньше реального числа электроприемников в группе. Агрегаты с многодвигательным приводом рассматриваются как один электроприемник.

Для электроприемников в длительном режиме работы практически с постоянным графиком нагрузки, коэффициент максимума принимают равным единице. К таким приемникам относят электродвигатели насосов, вентиляторов, компрессоров, шаровых мельниц и другие электроприемники. Расчетная мощность для этих групп определяется выражением:

$$P_{мп} = P_{смп}.$$

При определении расчетных нагрузок на втором этапе, после выбора цеховых трансформаторов и компенсирующих устройств, следует уточнять коэффициент максимума по фактической постоянной времени. Для этого определяется коэффициент максимума для постоянной времени $T_{ф0} = 10 \text{ мин.}$, определяется максимальная нагрузка и сечения проводников и кабелей по условию допустимого нагрева. После этого находят фактические значения $T_{ф0}$ и при $T_{ф0} > 10 \text{ мин.}$ пересчитывают K_m на $K_{мт}$.

Определяют уточненное значение максимальной нагрузки и выбирают сечения. Осредненные постоянные нагрева приведены в справочниках.

Максимальная реактивная нагрузка определяется по выражению:

$$Q_{\text{мII}} = K_{\text{м}} Q_{\text{сн}},$$

где $K_{\text{м}}$ - коэффициент, в зависимости от числа эффективных электроприемников, принимают равным $n_{\text{э}} > 10, K_{\text{м}} = 1$ в противном случае $K_{\text{м}} = 1,1$.

Определение электрических нагрузок III уровня электроснабжения:

$$P_{\text{мIII}} = \gamma \sum_{i=1}^n K_{\text{ui}} P_{\text{ном}i},$$

$$Q_{\text{мIII}} = \gamma \sum_{i=1}^n K_{\text{ui}} P_{\text{ном}i} \tan \varphi,$$

где γ - корректирующий коэффициент.

При проектировании предприятий и цехов предусматривают избыток оборудования и его мощностей по отношению к числу и мощности оборудования, необходимого для предусмотренного планового выпуска продукции. По этому на III уровне электроснабжения следует вводить дополнительный коэффициент γ , корректирующий расчетную нагрузку и определяемый выражением:

$$\gamma = (1 - K_{\text{н}}) \frac{K_{\text{инт}}}{K_{\text{н}}},$$

где $K_{\text{инт}}$ - коэффициент интенсивности использования основного оборудования, равен отношению расчетного числа единиц оборудования к числу единиц фактически принятых в проекте;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент потерь номинального фонда времени, обусловленных простоями оборудования при планово-предупредительных ремонтах;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент неравномерности потребления и производства.

Исходные данные для определения γ получают из норм технологического проектирования соответствующих производств, для различных отраслей промышленности.

На IV электроснабжения максимальные нагрузки определяют в соответствии с выражением:

$$P_{\text{мIV}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ui}} P_{\text{ном}i} + \sum_{i=1}^m P_{\text{мIII}i}.$$

$$Q_{MIV} = \sum_{i=1}^n K_{ul} P_{номi} \tan \varphi + \sum_{i=1}^m Q_{MIII}$$

где n - число электроприемников непосредственно подключенных к этому уровню электроснабжения (без учета потребителей с резкопеременной нагрузкой);

m - число цеховых трансформаторных подстанций, электроснабжение которых осуществляется от данного уровня.

Для потребителей с резкопеременной нагрузкой определение нагрузок производится на основе исследования графиков нагрузок.

На V уровне электроснабжения расчетные активные и реактивные нагрузки определяются по выражениям:

$$P_{MV} = K_{pm} (\sum_{i=1}^n K_{ul} P_{номi} + \sum_{i=1}^m P_{MIVI}),$$

$$Q_{MV} = Q_{\Sigma} - \Delta Q_T.$$

где K_{pm} - коэффициент разновременности максимума нагрузки,

Q_{Σ} - реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы в часы максимума нагрузки,

ΔQ_T - потери реактивной мощности в трансформаторах.

Исходя из раздельной работы трансформаторов на предприятии потери реактивной мощности при двух трансформаторной подстанции:

$$\Delta Q_T \approx 2 \left(\frac{I_{x\%} S_{ном}}{100} + \frac{1}{2} * \frac{U_{k\%}}{100} S_{ном} \right),$$

где $S_{ном}$, $I_{x\%}$, $U_{k\%}$ - номинальная мощность, ток холостого хода в процентах, напряжение короткого замыкания в процентах планируемых к установке трансформаторов

На VI уровне электроснабжения нагрузка выражается как:

$$P_{MVI} = P_{MV} + \Delta P_T.$$

$$Q_{MVI} = Q_{\Sigma}.$$

где ΔP_T - потери мощности в трансформаторах.

Для двух раздельно работающих трансформаторов потери мощности:

$$\Delta P_T = 2 \left(\Delta P_x + \frac{\Delta P_k}{S_{ном}^2} * \frac{P_{MV}^2 + Q_{MV}^2}{4} \right),$$

где ΔP_x , ΔP_k - потери холостого хода и короткого замыкания соответственно.

Деление системы электроснабжения по напряжению до 1 кВ и выше традиционно. Теоретически и практически следует различать следующие уровни (ступени) системы электроснабжения:

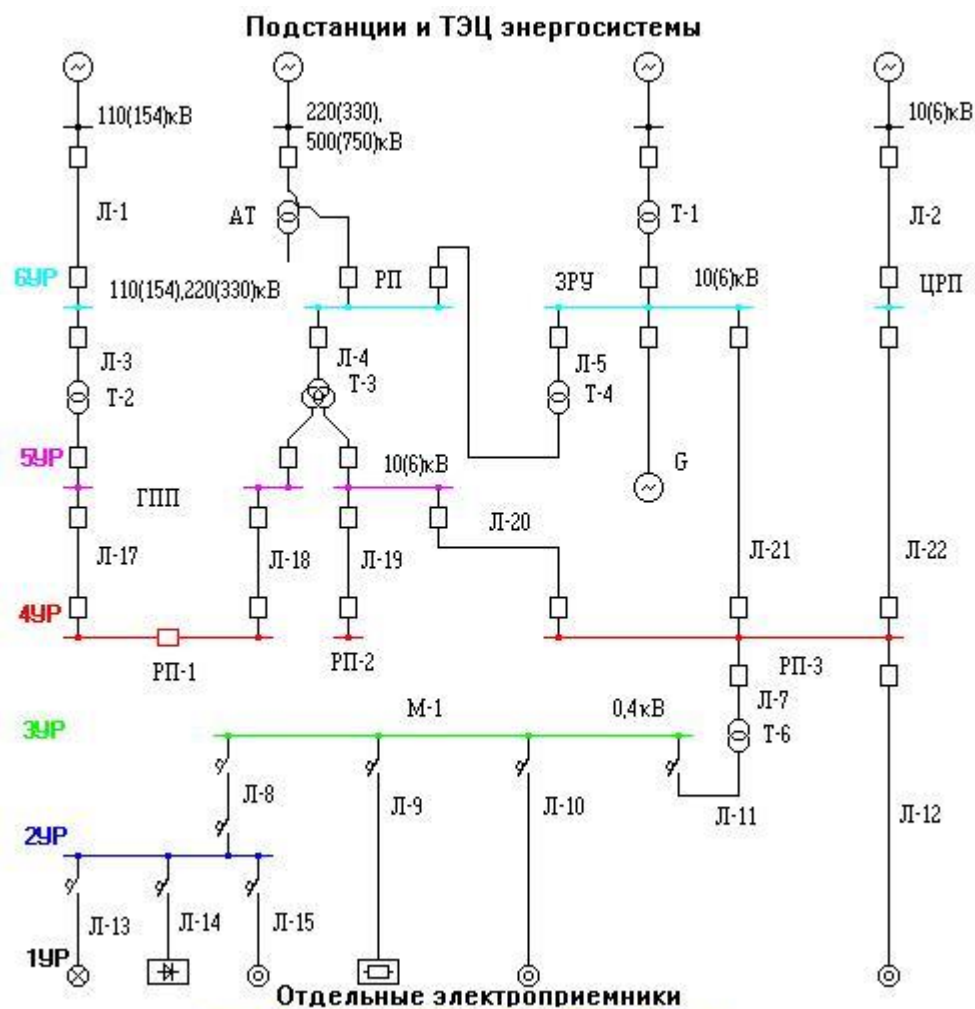
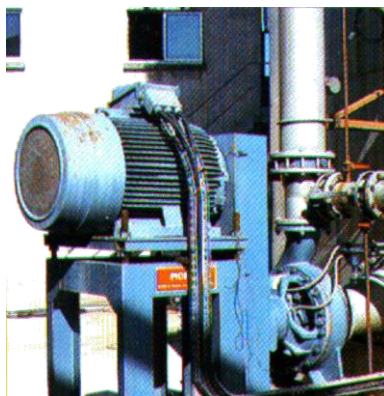


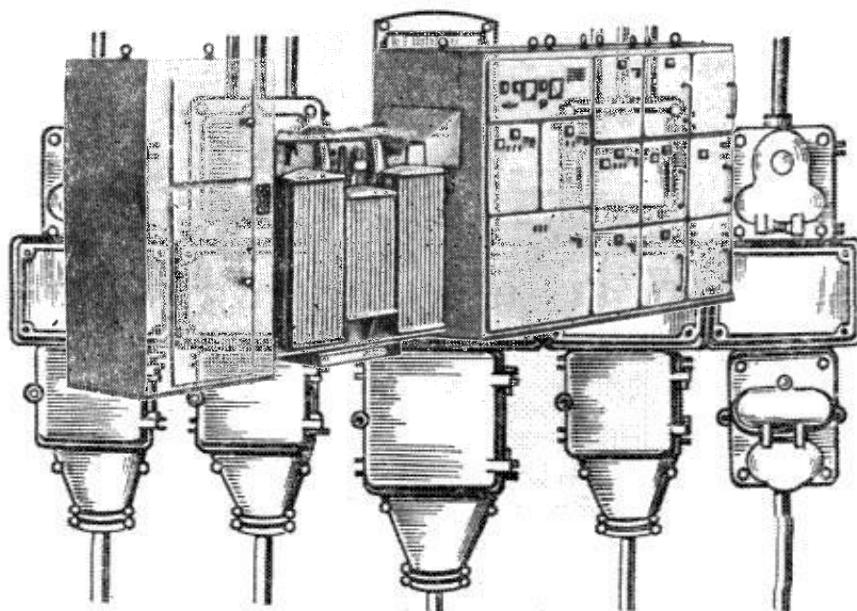
Рис. 1.1. Уровни системы электроснабжения

Отдельный электроприемник



Агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующ

их единое изделие с определенной (документально обозначенной заводом-изготовителем) паспортной мощностью - **первый уровень, 1УР**

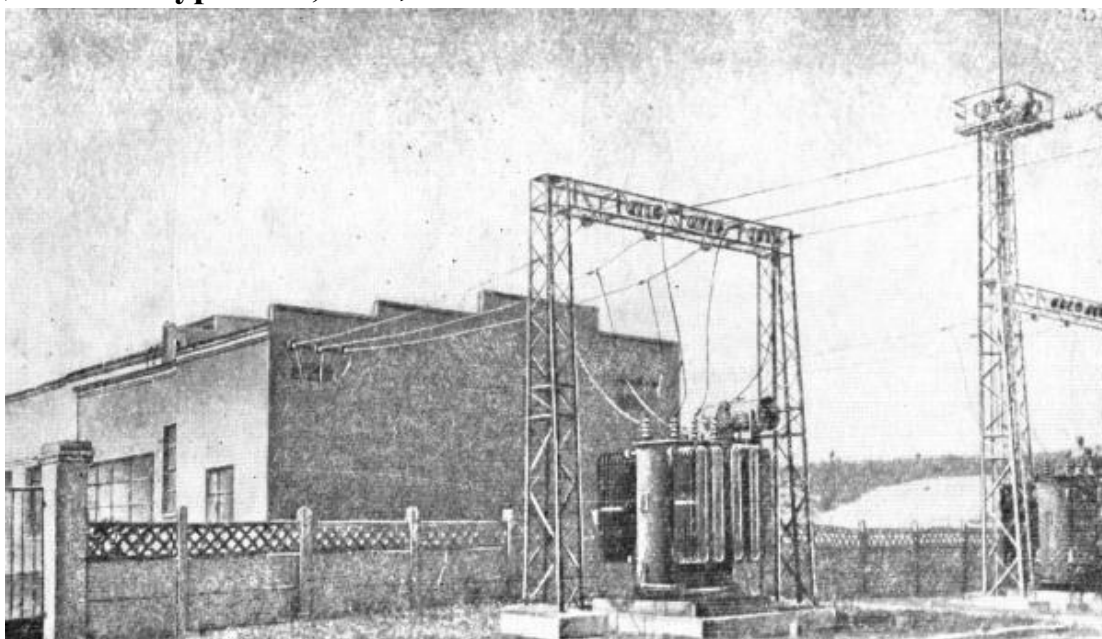


Щиты распределительные напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока, щиты управления, шкафы силовые, вводно-распределительные, шинные выводы, сборки, магистрали - **второй уровень, 2УР**;

Щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ или сам трансформатор (при рассмотрении следующего уровня - загрузка трансформатора с учетом потерь в нем) - **третий уровень, 3УР**;

Шины распределительные подстанции РП 10(6) кВ (при рассмотрении следующего уровня - загрузка РП в целом) - **четвертый уровень, 4УР**;

Шины главной понизительной подстанции, подстанции глубокого ввода - **пятый уровень, 5УР**;



Граница раздела предприятия и энергосистемы - шестой уровень, 6УР [заявляемый (договорной), лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень].

С системой внешнего электроснабжения 6УР связан линиями электропередачи, которые присоединены к источникам питания энергосистемы: районным и узловым подстанциям энергосистемы; ГРУ и РУ ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС, ГЭС, АЭС; ГПП энергосистем, находящимся на территории предприятия. Сейчас эти внешние источники питания имеют номинальное напряжение от 6 до 750 кВ.

Распределительные подстанции 4УР получают электроэнергию от ГПП или ТЭЦ на напряжении 10(6) кВ и предназначены для приема и распределения между цеховыми ТП и отдельными электроприемниками высокого напряжения (электродвигатели, преобразователи, электропечи).

5УР и 4УР относят к внецеховому электроснабжению, сети называют междцеховыми (магистральными), а напряжение - распределительным. От 5УР осуществляется электроснабжение крупного цеха или района (район конвертерного цеха, район ремонтных цехов и др.), от 4УР питаются цеха, отдельные здания и сооружения.

Цеховые ТП предназначены для преобразования электроэнергии напряжением 10(6) кВ в напряжение 220/380, 660 В и питания на этом напряжении цеховых электрических сетей. К цеховым электрическим сетям 220/380 и 660В присоединено большинство электроприемников промышленных предприятий.

3. Конструкция трансформаторных подстанций и распределительных устройств.

Трансформаторные подстанции (ТП) являются одним из основных элементов электроснабжения. Они служат для приёма, преобразования и распределения электроэнергии. ТП и РУ классифицируются:

- по назначению (главные, глубокого ввода и т.п.), по
- конструктивному исполнению (открытые, закрытые),
- по количеству трансформаторов, по расположению на
- территории предприятия.

Цеховые ТП делятся на внутрицеховые, встроенные, пристроенные и отдельно стоящие.

Внутрицеховые ТП располагаются внутри производственных зданий большой площади. При этом предусматривается возможность обслуживания ТП без нарушения технологического производственного процесса.

Встроенные ТП – это закрытые ТП, вписанные в контур основного здания. Такая установка ТП позволяет выкатывать трансформатор из камеры прямо за пределы цеха.

Пристроенные ТП – это подстанции, примыкающие непосредственно к стенам зданий. Они могут быть как закрытыми, так и открытыми.

Отдельно стоящие ТП расположены отдельно от зданий цеха. Такая установка ТП применяется, когда размещение встроенных, либо пристроенных ТП невозможно по условию технологического процесса.

Каждая подстанция имеет распределительное устройство (РУ), которое служит для приема и распределения электроэнергии. РУ содержит сборные и соединительные шины и коммутационные аппараты, а также аппараты защиты. РУ, где оборудование расположено на открытом воздухе называется открытым (ОРУ), а в закрытых РУ (ЗРУ) все оборудование размещено внутри здания. Для напряжений 35-220 кВ промышленных ГПП в большинстве случаев выполняются открытыми. Применение ОРУ уменьшает объем строительных работ, стоимость и срок монтажа. Но для ОРУ аппараты выполняются с более усиленной изоляцией, что удорожает оборудование.

Для удобства монтажа и унификации оборудования применяют комплектные распределительные устройства (КРУ) и комплектные трансформаторные пункты (КТП). Широкое применение нашли КТП с первичным напряжением 6-10 кВ, и с вторичным напряжением 0,4 кВ. Такие подстанции устанавливают в непосредственной близости от потребителей, что упрощает распределительную сеть.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

2. Выбор числа трансформаторов.

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий является одним из важных вопросов электроснабжений.

Число трансформаторов на подстанции определяется требованием надежности электроснабжения. С таким подходом наилучшим является вариант с установкой двух трансформаторов, обеспечивающий бесперебойное электроснабжение потребителей цеха любых категорий. Однако если в цехе установлены приемники только II и III категории, то более экономичными, обычно, являются однитрансформаторные подстанции. При проектировании внутризаводских сетей установка однитрансформаторных подстанций выполняется в том случае, когда обеспечивается резервирование потребителей по сети низкого напряжения, а также когда возможна замена поврежденного трансформатора в течение нормируемого времени.

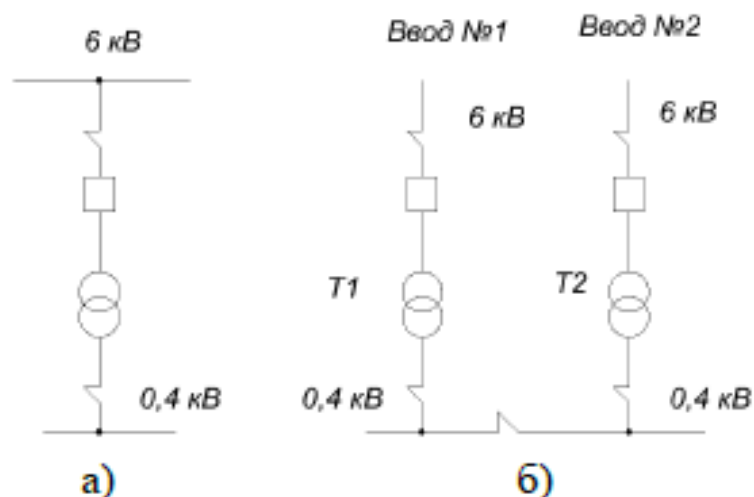


Рис. 6.1 Схемы электроснабжения цеха с одним (а), и двумя (б) трансформаторами

Двухтрансформаторные подстанции применяются при значительном потребителях II категории, либо при наличии потребителей I категории. Кроме того, двухтрансформаторные подстанции целесообразны при неравномерном суточном и годовом графике нагрузки предприятия, при сезонном режиме работы при значительной разнице нагрузке в сменах.

Тогда при снижении нагрузки один из трансформаторов отключается.

Задача выбора количества трансформаторов заключается в том, чтобы из двух вариантов (рис. 6.1 а и б) выбрать вариант с лучшими технико-экономическими показателями.

При сравнении вариантов немаловажную роль играет вопрос о перспективном развитии предприятия. Если планируется переоборудование производства, и в цехе появляются потребители первой категории, то необходимо, безусловно, выбирать вариант с двумя трансформаторами.

В основном, установка двух трансформаторов обеспечивает надежное питание потребителей. Это значит, что при повреждении одного трансформатора, второй, с учетом его перегрузочной способности, обеспечивает 100 % надежность питания в течении времени, необходимого для ремонта трансформатора.

Но, бывают случаи, когда мощность уже существующих двух трансформаторов становится недостаточной, для обеспечения питанием всех приемников, например, при установке более мощного оборудования, изменение режима работы электроприемников и т.п. Тогда рассматриваются варианты установки более мощных трансформаторов на подстанции, либо установки третьего трансформатора для покрытия возросшей мощности. Второй вариант кажется предпочтительней, поскольку увеличивается надежность подстанции, отпадает необходимость реализовывать старые трансформаторы и капитальные затраты на установку третьего трансформатора, как правило, значительно меньше, чем при

переоборудовании всей подстанции. Но такой вариант возможен не всегда, например, при плотной застройке территории предприятия для дополнительного трансформатора просто может не хватить места. Поэтому рассмотрение вариантов производится в каждом конкретном случае индивидуально.

3. Выбор номинальной мощности трансформаторов.

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки объекта электроснабжения, числа часов использования максимума нагрузки, темпов роста нагрузок, допустимой перегрузки трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать в нормальных условиях питание всех приемников электроэнергии. При выборе мощности трансформаторов следует добиваться наиболее целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформатора в нормальных условиях не должна вызывать сокращения естественного срока службы.

Надежность электроснабжения достигается установкой на подстанции двух трансформаторов, которые, как правило, работают отдельно.

Номинальной мощностью трансформатора называют мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего срока службы при нормальных температурных условиях окружающей среды.

- Шкала стандартных мощностей трансформаторов.

В нашей стране принята единая шкала мощностей трансформаторов. Выбор рациональной шкалы является одной из основных задач при оптимизации систем промышленного электроснабжения. На сегодняшний день существует две шкалы мощностей: то есть первая шкала включает мощности: 100, 135, 180, 240, 320, 420, 560 кВА и т. д., а вторая включает 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВА и т. д. трансформаторы первой шкалы мощностей в настоящее время не производятся и используются на уже существующих ТП, а для проектирования новых ТП применяется вторая шкала мощностей.

Следует отметить, что шкала с коэффициентом 1,35 более выгодна с точки зрения загрузки трансформаторов. Например, при работе двух трансформаторов с коэффициентом загрузки 0,7 при отключении одного трансформатора второй перегружается на 30 %. Такой режим работы соответствует требованиям условий работы трансформатора. Таким образом, мощность трансформатора может использоваться полностью.

При допустимой перегрузке в 40 % появляется недоиспользование установленной мощности трансформаторов со шкалой 1,6.

Допустим, два трансформатора на ТП работают отдельно и нагрузка каждого составляет 80 кВА, при отключении одного из них второму требуется обеспечить нагрузку 160 кВА. Вариант установки двух трансформаторов по 100 кВА не может быть принят, поскольку в этом случае

перегрузка составит 60 % при выводе из работы одного трансформатора. При установке же трансформаторов по 160 кВА ведёт к загрузке трансформаторов в нормальном режиме лишь на 50%.

При использовании шкалы с шагом 1,35 можно установить трансформаторы мощностью 135 кВА, тогда их загрузка в нормальном режиме составит 70 %, а в аварийном перегрузка составит не более 40%.

Исходя из этого примера видно, что шкала с шагом 1,35 более рациональна. А около 20% мощности выпускаемых трансформаторов не используется. Возможным решением этой проблемы является установка двух трансформаторов на ТП разной мощности. Однако это решение нельзя считать технически рациональным, поскольку при выводе из строя трансформатора большей мощности, оставшийся трансформатор не покрывает всю нагрузку цеха.

Встаёт закономерный вопрос: чем был обусловлен переход на новый ряд мощностей? Ответ, видимо, кроется в сокращении многообразия мощностей для унификации оборудования: не только трансформаторов, но и смежного с ним (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители и др.).

Исходя из всего сказанного, выбор числа и мощности трансформаторов для питания заводских подстанций производится следующим образом:

- 0 определяется число трансформаторов на ТП, исходя из обеспечения надёжности электроснабжения с учётом категории приёмников;
- 1 выбираются наиболее близкие варианты мощности выбираемых трансформаторов (не более трёх) с учётом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузке перегрузки в аварийном режиме;
- 2 определяется экономически целесообразное решение из намеченных вариантов, приемлемое для конкретных условий;
- 3 учитывается возможность расширения или развития ТП и решается вопрос о возможной установке более мощных трансформаторов на тех же фундаментах, либо предусматривается возможность расширения подстанции за счёт увеличения числа трансформаторов.

Вопросы для самопроверки.

- Сформулируйте общие положения по выбору числа трансформаторов на подстанции.
- По каким критериям выбирается мощность трансформаторов?
- Как производится проверка трансформатора с учётом его перегрузочной способности?
- Укажите порядок расчёта ТП.
- Чем обусловлен существующий ряд мощностей трансформаторов?

ТЕМА 6: КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1. Коэффициент мощности.

Промышленное предприятие является потребителем активной и реактивной энергии. Основными потребителями реактивной энергии являются асинхронные двигатели, которые составляют подавляющее большинство потребителей на предприятии. Потребителями реактивной мощности являются так же трансформаторы, ВЛ. Электроприемники, имеющие емкостной характер: статические конденсаторы, КЛ являются, в свою очередь, источниками реактивной энергии.

Отношение активной мощности P ко всей потребляемой мощности предприятия S называется коэффициентом мощности $\cos\varphi$:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (9.1)$$

Коэффициент мощности электротехнической установки без применения специальных средств к его повышению носит название естественного, и составляет для большинства предприятий 0,6-0,8.

Генераторы для обеспечения электроэнергией предприятия рассчитываются для работы с их номинальным коэффициентом мощности не ниже 0,8, при котором они способны выдавать номинальную активную мощность. Снижение коэффициента мощности у потребителей ниже этого значения может привести к тому, что выдаваемая генераторами мощность будет меньше номинальной при той же полной мощности. Поэтому, при низких коэффициентах мощности у потребителя для обеспечения передачи активной мощности необходимо сооружать либо более мощные электростанции, либо принимать меры для увеличения $\cos\varphi$.

Потери активной мощности:

$$\Delta P = \frac{P^2}{U_{\text{ном}}^2 \cos^2 \varphi} R \quad (9.2)$$

Для повышения напряжения у потребителя и уменьшения потерь следует стремиться к уменьшению передаваемой реактивной мощности. Это достигается повышением коэффициента мощности за счет:

- рационализации работы электрооборудования или естественная компенсация электроприемников;
- компенсация реактивной мощности.

2. Естественная компенсация реактивной мощности.

Естественная компенсация реактивной мощности не требует больших материальных затрат. Одним из основных условий рационального электроснабжения предприятия является соответствие мощностей электродвигателей и потребляемым мощностям механизмов, приводимых этими электродвигателями в движение.

К естественной компенсации реактивной мощности относятся:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к выравниванию графика нагрузок (равномерное распределение нагрузок по фазам, смещение обеденного времени для разных цехов и др.),
- создание рациональной системы электроснабжения за счёт уменьшения количества ступеней трансформации,
- замена трансформаторов старой конструкции на новую с меньшими потерями на перемагничивание,
- замена малозагруженных трансформаторов и двигателей трансформаторами и двигателями меньшей мощности и их полная загрузка,
- ограничение продолжительности режима холостого хода электродвигателей,
- отключение части силовых трансформаторов при малой загрузке (например, в выходные дни),
- замена асинхронных двигателей синхронными, поскольку синхронные двигатели при перевозбуждении могут работать с коэффициентом мощности, близким к единице, и даже выдавать реактивную мощность в сеть.

4.2.1. Компенсация реактивной мощности.

Благодаря естественной компенсации реактивной мощности можно лишь частично разгрузить систему электроснабжения от реактивной мощности. В большинстве случаев естественной компенсации реактивной мощности не достаточно для повышения коэффициента мощности до требуемого значения. Поэтому, для обеспечения работы генераторов с номинальными параметрами и для разгрузки сети от реактивной мощности целесообразно часть этой мощности генерировать на месте ее потребления. Такая компенсация называется «поперечной».

Основными источниками реактивной мощности, устанавливаемыми на месте потребления являются синхронные компенсаторы и конденсаторные батареи.

Достоинством синхронного компенсатора, как источника реактивной мощности является возможность плавного регулирования генерируемой реактивной мощности и высокая стойкость в режимах короткого замыкания и перенапряжения.

Широкое распространение конденсаторных батарей объясняется их преимуществами: незначительные удельные потери активной мощности, отсутствие вращающихся частей, простота монтажа, относительно невысокие массогабаритные и стоимостные показатели, отсутствие шума во время работы и др. Однако существуют и недостатки: пожароопасность, наличие остаточного заряда, который необходимо снимать, чувствительность к перенапряжениям, потребность в специальных условиях утилизации отработавших батарей.

ТЕМА 7: ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫБОРЕ МЕСТА ПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанции (ГПП, УРП, ПГВ, цеховые КТП) и распределительные устройства (РП, ЩСУ) являются одним из основных звеньев системы электроснабжения промышленного предприятия. Оптимальное размещение подстанций на территории промышленного предприятия и распределительных устройств в цехах является важнейшей задачей при построении рациональных систем электроснабжения.

При проектировании систем электроснабжения предприятия разрабатывается генеральный план проектируемого объекта, на который наносится производственные цехи. Расположение цехов определяется технологическим процессом производства. На генеральном плане указываются установленные или расчетные мощности всего предприятия. Размещение всех подстанций и распределительных устройств должно соответствовать наиболее рациональному сочетанию капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения и эксплуатационных расходов.

Для определения места положения подстанций при проектировании систем электроснабжения на генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок.

7.2. КАРТОГРАММА НАГРУЗОК

Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генеральному плану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха. Центр нагрузок цеха или предприятия является символическим центром потребления электрической энергии цеха (предприятия).

ГПП и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Картограмма электрических нагрузок позволяет проектировщику наглядно представить распределение нагрузок на территории промышленного предприятия. Картограмма нагрузок состоит из

окружностей, площадь которых πr_i^2 в выбранном масштабе m (кВт/мм²) равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_i :

$$P_i = \pi r_i^2 m$$

Масштаб определяется из условия:

$$m = \frac{P_{\text{нм}}}{\pi r_{\text{нм}}^2}$$

где $P_{\text{нм}}$ - наименьшая мощность цеха;

$r_{\text{нм}}$ – наименьший визуально воспринимаемый на генплане радиус нагрузок. Радиус окружностей определяется выражением:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}$$

Картограмма может быть построена не только для активной нагрузки, но и для реактивной.

7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В настоящее время имеется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путем определить центр электрических нагрузок (ЦЭН) как группы потребителей, так и всего промышленного предприятия. Первый метод использует некоторые положения теоретической механики связанные с определением центра масс детали. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов P_i , координаты центра нагрузок предприятия можно определить в соответствии со следующими формулами:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5)$$

где x_i, y_i - координаты центров нагрузок цехов.

Если считать, что нагрузки цеха распределены равномерно по площади цеха, то центр нагрузок цеха можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Если учитывать действительно распределение нагрузок в цехе, центр нагрузок уже не будет совпадать с центром тяжести фигуры цеха в плане.

Найденный ЦЭН необходимо рассматривать как условный центр, так как его определение еще не решает до конца задачи выбора места расположения подстанции или распределительного устройства. Это объясняется следующими основными причинами:

1. случайными изменениями потребляемой отдельным электроприемником, цехом, предприятием мощности;
2. развитием предприятия: модернизацией электрооборудования, автоматизация производственных процессов работающих цехов и ввод новых цехов.

В соответствии со сказанным выше координаты ЦЭН являются случайными величинами, которые могут с развитием предприятия измениться.

Размещение подстанций в ЦЭН порой невозможно по технологическим условиям: координаты ЦЭН указывают на объект предприятия; прохождение воздушной линии питающей подстанцию место возможного нахождения подстанции запрещено по условиям безопасности. В этом случае подстанцию размещают в месте наиболее близком к ЦЭН, удовлетворяющим перечисленным выше условиям.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Что такое картограмма электрических нагрузок ?
2. С какой целью определяется ЦЭН ?
3. Почему теоретический ЦЭН не совпадает с реальным?

Тема 8. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для электроустановок характерны четыре режима работы: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный. Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов работы и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания.

Замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренной нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Короткое замыкание - замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - так же на коммутационную способность. При этом должны быть исключены возможности взрыва или пожара. В электроустановках до 1кВ проверяются по режиму КЗ только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы.

Тема 9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы избежать установки громоздких и дорогих аппаратов и прокладки кабелей больших сечений принимаются меры для уменьшения токов короткого замыкания в сетях промышленных предприятий. Для этого применяют раздельную работу вводов и раздельную работу трансформаторов, так как при параллельном их включении сопротивление цепей уменьшается и ток короткого замыкания увеличивается.

Необходимо иметь в виду, что мероприятия по ограничению токов короткого замыкания, помимо увеличения капитальных затрат и ежегодных расходов, вызывают увеличение отклонений напряжения и затрудняют поддержание необходимых уровней напряжения при различных режимах работы вследствие увеличения реактивности сети.

Поэтому реактивное сопротивление следует применять лишь в тех случаях, когда ток короткого замыкания в сети выходит за пределы коммутационной способности линейных масляных выключателей, которыми в настоящее время являются выключатели ВМП-10, имеющие ток отключения 20 кА. У выключателей новой серии (по типу ВМП-10) этот ток увеличен до 29 кА. Эти токи пока и следует считать оптимальными токами короткого замыкания в электросетях промышленных предприятий. Искусственно снижать их, как правило, не следует по приведенным выше соображениям.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Назовите, какие схемы составляются при расчёте токов короткого замыкания?
2. Перечислите напряжения, принимаемые при расчёте токов короткого замыкания?
3. Виды реакторов.

Тема 10. ЗАЗЕМЛЕНИЕ

При проектировании и эксплуатации системы электроснабжения предприятия одним из важнейших вопросов является вопрос о заземлении. В зависимости от системы заземления нейтрали выбирается защитная аппаратура, изоляция электрооборудования.

Назначение и виды заземлений.

Заземление какой-либо части установки называется преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на установке низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном для них режиме.

Различают три вида заземлений:

- рабочее заземление,
- защитное заземление для безопасности людей,
- заземление грозозащитной установки.

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, тогда как заземление грозозащиты лишь в грозовой сезон. Для реализации любого вида заземления требуется заземляющее устройство, состоящее из заземлителя, располагаемого в земле и заземляющего проводника, соединяющего оборудование с заземлителем.

К рабочему заземлению относится заземление нейтралей силовых трансформаторов и генераторов, трансформаторов напряжения, реакторов поперечной компенсации в дальних линиях электропередачи и заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

Заземление грозозащиты служит для отвода тока молнии в землю от защитных разрядников и ограничителей перенапряжения, а также стержневых или тросовых молниеотводов.

Большую опасность для изоляции линий электропередачи имеют разряды атмосферного электричества (молнии) в опоры и провода линии, а также разряды молнии в землю вблизи трассы линии. При таких разрядах токи молнии достигают нескольких десятков тысяч ампер и на изоляции линии возникают кратковременные напряжения, во много раз превышающие рабочее напряжение линии электропередачи.

Для защиты линий электропередачи от повреждений при разрядах молний служат специальные устройства грозозащиты, к которым относятся грозозащитные тросы, стержневые молниеотводы, трубчатые разрядники и устройства заземления.

Грозозащитный трос подвешивается на линиях напряжением 110 кВ и выше, сооруженных на металлических и железобетонных опорах. На линиях 110—220 кВ с деревянными опорами и линиях 35 кВ трос подвешивается обычно только на подходах к подстанциям.

Подвеска тросов на линиях с деревянными опорами по всей длине оказывается нецелесообразной, так как древесина опор при грозовых разрядах имеет высокую электрическую прочность, и общая грозоупорность таких линий оказывается достаточно большой. Подвеска же тросов на

подходах к подстанциям длиной 1,5—2 км обеспечивает защиту оборудования подстанций от грозových перенапряжений, приходящих с линии.

Подвеска тросов на линиях 35 кВ и ниже не имеет смысла, так как изоляция этих линий при грозových разрядах очень мала, и подвеска тросов не обеспечивает достаточной грозозащиты. Грозозащитный трос заземляется на каждой опоре.

Заземлители подразделяются на естественные и искусственные. Естественными заземлителями считаются проложенные в земле конструкции, не предназначенные для целей заземления, но используемые как заземлители. К естественным заземлителям относятся металлические трубопроводы, обсадные трубы, арматура железобетонных конструкций сооружений и т. п.

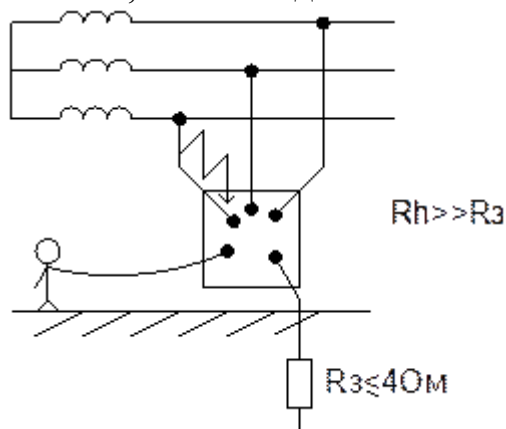
Искусственные заземлители выполняются только для заземления. Искусственный заземлитель может состоять из одного или многих вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется значением сопротивления от поверхности заземлителя до уровня нулевого потенциала, которое окружающая земля оказывает стекающему с него току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала на заземлителе к стекающему с него току.

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землёй или её эквивалентом металлических нетоковедущих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. Например, при замыкании фазы на корпус.

Задача защитного заземления состоит в устранении опасности поражения электрическим током в случае прикосновения к корпусу и другим нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением.

Принцип действия.

Снижение напряжения между корпусом, оказавшимся под напряжением, и землёй до безопасного значения.



Если корпус электрооборудования не заземлён и оказался под напряжением в результате пробоя фазы, то прикосновение к такому корпусу равносильно прикосновению к фазе. В этом случае ток, проходящий через человека, может достигнуть опасных значений. При применении же

заземления большая часть тока пойдёт через него. В результате ток через человека достигает безопасных значений. Достигается это уменьшением потенциала заземленного оборудования за счет малого сопротивления заземлителя, а также путем выравнивания потенциалов основания, на котором находится человек и заземленного оборудования за счет подъема потенциала основания до уровня потенциала заземленного оборудования.

Защитное заземление – это параллельное включение в электрическую цепь заземлителя со значительно меньшим сопротивлением $R_3 \ll R_r$ (рис. 3.3.4.6)

В сетях с напряжением до 1000В сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом, при напряжении выше 1000В — не более 0.5 Ом.

При таком включение в электрическую цепь ток, проходящий через человека, будет равен:

$$I_r = I_{об} \frac{R_{общ}}{R_r}$$

(3.4.21)

где, R_r – сопротивление тела человека, Ом

$I_{общ}$ - общий проходящий ток через два заземлителя (тело человека и заземлитель), Ом;

$R_{общ}$ – общее сопротивление заземлителей, Ом.

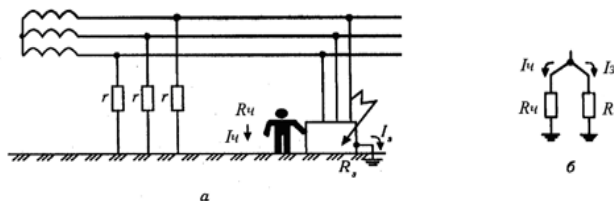


Рис 3.4.6 Защитное заземление: а – схема заземления корпуса электрооборудования; б-эквивалентная электрическая схема

$$R_{общ} = \frac{R_r * R_3}{R_r + R_3} \quad (3.4.22)$$

$$I_{общ} = \frac{U_{\phi}}{R_{общ} + \frac{R_{u3}}{3}} \quad (3.4.23)$$

После подстановки значений $R_{общ}$ и $I_{общ}$ в формулу / 3.4.21/ получим

$$I_r = \frac{3U_{\phi}}{R_r R_{u3}} R_3 \quad (3.4.24)$$

Пример.

Определить величину поражающего тока при однофазном включении человека в трехфазную сеть с изолированной нейтралью.

Допустим, что сопротивление пола и обуви: $R_n = R_{об} = 0$ $R_u = 3000 \text{ Ом}$

При отсутствии заземления ток поражения:

$$I_r = \frac{U_\phi}{R_r + \frac{R_{u3}}{3}} = \frac{220}{1000 + \frac{3000}{3}} = 0,11 \text{ А}$$

При наличии защитного заземления:

$$I_r = \frac{3U_\phi}{R_r R_{u3}} R_3 = \frac{3 \cdot 220}{1000 \cdot 3000} \cdot 4 = 0,00088 \text{ А}$$

Как видим, ток поражения при наличии заземляющего устройства значительно меньше удерживающего.

Заземление установок заключается в соединении с землей их металлических частей (нормально не находящихся под напряжением) с заземлителем, имеющим малое сопротивление растеканию тока.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей, заземляющих шин и проводов, соединяющих корпуса электроустановок с заземлителями.

В зависимости от расположения заземлителей относительно заземленного оборудования, заземляющие устройства подразделяют на выносные и контурные (рис 3.4.7). *Заземлители выносного* заземляющего устройства выносятся на некоторое удаление от заземляемого оборудования. *Контурное заземляющее* устройство обеспечивает более высокую степень защиты, так как заземлители располагаются по контуру всего заземляемого оборудования.

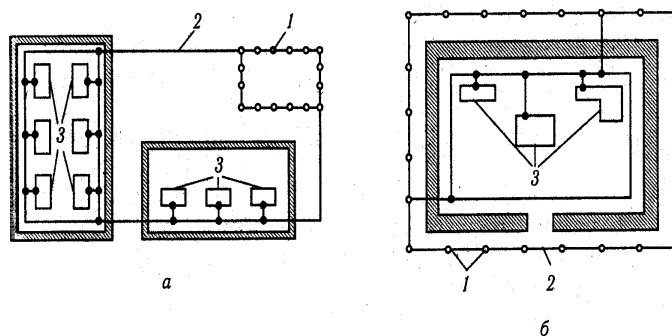


Рис 3.4.7 Выносное (а) и контурное (б) заземления:

1-электроды (заземлители); 2-токовды (шины); 3-электроустановки

На практике заземление осуществляется в следующем порядке:

- выбирается заземляющее устройство (искусственное или естественное);
- рассчитывается заземляющее устройство;
- отдельные электроды (заземлители) объединяются в одно общее заземляющее устройство;
- корпуса электроустановок соединяются с заземляющим устройством;

-составляется документация для приемки заземляющего устройства в эксплуатацию.

При выборе заземляющего устройства часто используют, естественные заземлители, которыми служат трубопроводы, проложенные в земле и имеющие хороший контакт с грунтом, стальные трубы электропроводов. При строительстве промышленных зданий в качестве естественных заземлителей могут быть использованы металлические каркасы зданий.

Трубопроводы для горючих жидкостей и взрывоопасных газов использовать в качестве заземлителей запрещается. Металлические и железобетонные конструкции при использовании их в качестве заземляющих устройств должны образовывать непрерывную электрическую цепь по металлу.

При отсутствии естественных заземлителей устраивают искусственные, в качестве которых применяют металлические трубы, стержни или угловую сталь, забитые в землю на 0,5—0,8 м ниже уровня земли и приваренные к шине, уложенной на глубине 0,5—0,8 м. Расстояние между вертикально забитыми заземлителями должно быть не менее их длины.

Соединение элементов заземляющих устройств осуществляется с помощью сварки, а корпуса машин и аппаратов соединяются с проводниками заземляющих устройств сваркой, надежными болтовыми соединениями. Минимальное поперечное сечение заземляющих голых медных проводов должно быть 4 мм², алюминиевых - 6 мм², стальных - 24 мм².

Заземляющие проводники, расположенные в помещениях, должны быть доступны для осмотра, защищены от коррозии. Каждый заземляемый элемент установки должен быть присоединен к заземлителю или заземляющей магистрали посредством отдельного ответвления (параллельное заземление). Последовательное включение в заземляющий проводник нескольких заземляемых частей установки запрещается. При приемке в эксплуатацию каждого заземляющего устройства необходимо иметь: паспорт, включающий исполнительные чертежи и схемы заземляющего устройства с указанием расположения подземных коммуникаций; акты на подземные работы по укладке элементов заземляющего устройства; протоколы приемо-сдаточных испытаний заземляющего устройства.

Измерение сопротивления заземляющих устройств производится в первый год эксплуатации, а в дальнейшем - не реже одного раза в три года, для цеховых электроустановок - не реже одного раза в год. Измерение сопротивления заземлителей, удельного сопротивления грунта проводится в периоды наименьшей проводимости (летом, зимой). Срок службы заземлителей — 25-30 лет.

Тема 11. Электрический баланс предприятия

Электробаланс предприятия состоит из доходной и расходной частей.

Приходная часть электробаланса отражает количество электроэнергии, поступающая от энергосистем или других источников на предприятие; расходная часть – количество израсходованной электроэнергии. Приходная и расходная части должны быть равны между собой.

На предприятиях электробаланс составляют по отдельным агрегатам, цехам и предприятию в целом. Он охватывает все основные части прихода и расхода электроэнергии, затрачиваемой на технологический процесс, вспомогательные работы, а также потери в оборудовании и электросетях.

Различают три вида электробаланса:

1. фактический, отражающий сложившиеся в цехе или предприятии производственные условия;
2. нормализованный, в котором учитываются возможности рационализации и оптимизации процессов электропотребления и снижения потерь в механизмах и электрических сетях;
3. перспективный, составляемый с учетом прогнозируемого развития производства и его качественных изменений на определенный срок.

Электробаланс предприятия составляется для активной и реактивной энергии. В сводном электробалансе предприятия приходная часть включает в себя энергию, поступившую от всех источников ее выработки. Приходная часть по реактивной мощности содержит также данные о выработке реактивной энергии всеми источниками реактивной мощности.

Расходная часть содержит:

1. прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выделением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях технологического оборудования,
2. косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушение технических норм (например предварительный нагрев электропечи),
3. затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция, обогрев и др.), потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения,
4. отпуск электроэнергии посторонним потребителям.

Наличие всех составляющих расходной части вовсе не является обязательным.

Задачами составления электробаланса являются:

1. определение расхода электроэнергии для четкого выделения расхода электроэнергии на основную продукцию,
2. определение действительных норм расхода электроэнергии на единицу продукции предприятия,
3. выявление возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии и уменьшения расхода электроэнергии на выпуск основной продукции путем проведения мероприятий, совершенствующих производственный процесс.

Библиографический список источников информации

1. Герасимов В. Г. Производство и передача электрической энергии [Текст]:/ электротехнический справочник в 4-х т. Т. 3 /под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.] - М.: Изд-во МЭИ, 2002. - 964 с.
2. Правила устройства электроустановок [Текст]. - М.: Главгосэнергонадзор России, 2000. – 608 с. 5 РД 153 – 34. 0 – 20. 527 – 98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст]./ Под. ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
3. Сибикин Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]./ Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В.А. Яшков. - М.: Высшая школа, 2001. - 336 с.
- 4 Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]./ А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.
- 5 Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]./ Б. И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2005. - 672 с.