

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебзухова Татьяна Анатольевна

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского

федерального университета

Дата подписания: 18.04.2024 16:04:17

Уникальный программный ключ:

d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a12ae936

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «ОСНОВЫ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

№	Содержание	Стр.
п/п		
	Введение	
1.	Цель и задачи изучения дисциплины	
2.	Оборудование и материалы	
3.	Наименование практических работ	
4.	Содержание практических работ	
4.1	Практическая работа №1. Требования к учету электрической энергии	
4.2	Практическая работа №2. Понятие о федеральном оптовом рынке энергии и мощности	
4.3.	Практическая работа №3. Основные положения по учету электроэнергии	
4.4	Практическая работа №4. Методы определения фактических значений потребления электрической энергии и мощности на промышленных предприятиях	
4.5	Практическая работа №5. Коэффициент мощности и его технико-экономическое значение	
4.6	Практическая работа №6. Качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности	
4.7	Практическая работа №7. Контроль качества электроэнергии	
4.8	Практическая работа №8. Способы уменьшения потерь передаваемой электроэнергии	
5	Практическая работа №9. Тарифы на электроэнергию на оптовом и розничном рынках	
5.1	Практическая работа №10. Документация и отчетность при реализации электроэнергии	
5.2	Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине	
5.3	Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети Интернет, необходимых для освоения дисциплины	

Введение

Практические занятия создают оптимальные дидактические условия для деятельностного освоения студентами содержания и методологии изучаемой дисциплины «основы рыночной экономики в электроэнергетике», использование специального лабораторного оборудования и технических средств. Практические занятия занимают преимущественное место при изучении общепрофессиональных и профессиональных дисциплин. Практические занятия проводятся с целью выработки практических умений и приобретения навыков в решении задач, отработки упражнений, выполнении чертежей, производстве расчётов и т.п.

Целью практических занятий является формирование практических умений – профессиональных (выполнять определённые действия, операции, необходимые в последующем в профессиональной деятельности) или учебных, необходимых в последующей учебной деятельности по общепрофессиональным и профессиональным дисциплинам.

Библиографический список содержит сведения о справочной литературе и дополнительных изданиях, необходимых для углубленного изучения отдельных вопросов.

1. Цель и задачи освоения дисциплины

Цель изучения дисциплины

- дать представление о принципах функционирования рынков электрической энергии и мощности, рынка системных услуг.

Задачи при изучении дисциплины:

- приобретение профессиональных знаний о сетевой инфраструктуре рынка,
- анализирование основные характеристики различных типов энергетических рынков и конкурентных преимуществ энергетических компаний;
- Использование терминологией в области оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности; применение навыков организации коммерческого учета электроэнергии и мощности с использованием теплотехнической справочной и нормативной литературы.

2. Оборудование и материалы

Аппаратные средства: переносной ноутбук, проектор, доска магнитно-маркерная.

Учебная аудитория для проведения учебных занятий, оснащена оборудованием и техническими средствами обучения.

3. Наименование практических работ

№ Темы дисциплины	Наименование тем дисциплины, их краткое содержание	Объем часов	Из них практическая подготовка, часов
1	Практическая работа №1. Требования к учету электрической энергии. Указать способы учета расхода электроэнергии. Определить назначение технического учета электрической энергии. Выяснить, где устанавливать расчетные счетчики.	2	—
2	Практическая работа №2. Понятие о федеральном оптовом рынке. Определить принципы организации оптового рынка. Выяснить особенности рынка электроэнергии и мощности. Перечислить участников оптового рынка.	2	—
3	Практическая работа №3. Основные положения по учету электроэнергии. Определить основную цель учета электроэнергии. Указать требования к качеству электроэнергии.	2	—
4	Практическая работа №4. Методы определения фактических значений потребления электрической энергии и мощности на промышленных предприятиях. Изучить формулу максимальной мощности энергопринимающих устройств в	4	—

	соответствующей точке поставки. Определить, в каких случаях используется расчетный способ учета максимальной мощности.		
5	Практическая работа №5. Коэффициент мощности и его технико-экономическое значение. Определение формулы коэффициента мощности $\cos\varphi$. Способы повышения $\cos\varphi$.	4	—
6	Практическая работа №6. Качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности. Дать определение качеству электрической энергии. Записать формулу для определения суммарного тока, потребляемый двигателем. Перечислить виды компенсации.	2	—
7	Практическая работа №7. Контроль качества электроэнергии. Перечислить основные задачи контроля качества электроэнергии. Дать характеристику диагностическому, инспекционному и оперативному контролю. Перечислить причины нарушения учета электроэнергии.	2	—
8	Практическая работа №8. Способы уменьшения потерь передаваемой электроэнергии. Определить виды потерь электроэнергии в электрических сетях и способы их уменьшения и предотвращения.	2	—
9	Практическая работа №9. Тарифы на электроэнергию на оптовом и розничном рынках. Назвать основные технико-экономические особенности энергетического производства. Указать особенности базового двухставочного и одноставочного тарифов.	2	—
10	Практическая работа №10. Документация и отчетность при реализации электроэнергии. Перечислить законы в которых отражены позиции договорных взаимоотношений между потребителями и энергоснабжающей организацией.	2	—
	Итого за 8 семестр:	24	

	Итого:	24	
--	---------------	-----------	--

4. Содержание практических работ

Практическая работа №1. Требования к учету электрической энергии

Виды учета электроэнергии

Учет электроэнергии предназначен для получения информации о параметрах электропотребления.

Информация необходима для:

- расчетов предприятия с энергоснабжающей организацией;
- контроля соответствия фактических значений параметров электропотребления ожидаемым (планируемым);
- оперативного управления процессами производства, преобразования, распределения и конечного использования энергии;
- разработки обоснованных удельных норм расхода электроэнергии;
- составления электробалансов предприятий, производств, цехов, агрегатов и определения фактического использования электроэнергии;
- планирования и прогнозирования параметров электропотребления предприятий и отдельных его подразделений;
- организации системы поощрения.

Учет расхода электроэнергии на промышленном предприятии осуществляется **приборным, расчетным и опытно-расчетным способами**.

Приборный является основным способом учета и предполагает измерение расхода электроэнергии с помощью стационарных контрольно-измерительных приборов и систем.

Расчетный учет предполагает определение расхода электроэнергии в случае, если приборный способ технически невозможно осуществить или его применение экономически не оправдано.

Опытно-расчетный учет основан на сочетании контрольных замеров электропотребления переносными приборами и последующего использования расчетного способа.

Объектами учета электроэнергии на промышленном предприятии являются:

- производство собственными электростанциями, потребление со стороны (из энергосистемы);
- отпуск на сторону;
- расход отдельными производствами, цехами, участками, агрегатами, т. е. на всех уровнях системы электроснабжения (6УР-1УР).

Учет принято разделять на **расчетный (коммерческий)** и **технический (контрольный)**.

Расчетным учетом электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее.

Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются **расчетными счетчиками**.

Технический учет предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия. Этот вид учета отражает потребление электроэнергии внутрипроизводственными подразделениями (производствами, цехами, отделениями, участками, агрегатами и установками). Поэтому иногда технический учет называют еще внутрипроизводственным.

Электросчетчики, устанавливаемые для целей технического учета, называют **контрольными**.

Общие требования

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- 1) выработанной генераторами электростанций;
- 2) потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;
- 3) отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;
- 4) переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- 5) отпущенной потребителям из электрической сети.

Кроме того, учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистемы;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

Пункты установки средств учета электроэнергии

Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) электроснабжающей организации и потребителя.

Расчетные счетчики активной электроэнергии на электростанциях должны устанавливаться:

1. для каждого генератора с таким расчетом, чтобы учитывалась вся выработанная генератором электроэнергия;
2. для всех присоединений шин генераторного напряжения, по которым возможна реверсивная работа, — по два счетчика со стопорами;
3. для межсистемных линий электропередачи — два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию;
4. для линий всех классов напряжений, отходящих от шин электростанций и принадлежащих потребителям.

Для линий до 10 кВ, отходящих от шин электростанций, во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков;

5. для всех трансформаторов и линий, питающих шины основного напряжения (выше 1 кВ) собственных нужд (СН).

Счетчики устанавливаются на стороне высшего напряжения; если трансформаторы СН электростанции питаются от шин 35 кВ и выше или ответвлением от блоков на напряжении выше 10 кВ, допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов;

6. для линий хозяйственных нужд (например, питание механизмов и установок ремонтно-производственных баз) и посторонних потребителей, присоединенных к распределительному устройству СН электростанций;

7. для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, — два счетчика со стопорами.

На электростанциях, оборудуемых системами централизованного сбора и обработки информации, указанные системы следует использовать для централизованного расчетного

и технического учета электроэнергии. На остальных электростанциях рекомендуется применение автоматизированной системы учета электроэнергии.

На электростанциях мощностью до 1 МВт расчетные счетчики активной электроэнергии должны устанавливаться только для генераторов и трансформаторов СН или только для трансформаторов СН и отходящих линий.

Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться:

1. для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям;
2. для межсистемных линий электропередачи — по два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию; при наличии ответвлений от этих линий в другие энергосистемы — по два счетчика со стопорами, учитывающих полученную и отпущенную электроэнергию, на вводах в подстанции этих энергосистем;
3. на трансформаторах СН;
4. для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселок и т. п.), присоединенных к шинам СН;
5. для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, — два счетчика со стопорами.

Для линий до 10 кВ во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков.

Расчетные счетчики, допускается устанавливать не на питающем, а на приемном конце линии у потребителя в случаях, когда трансформаторы тока на электростанциях и подстанциях, выбранные по току КЗ или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии.

Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции, принадлежащей потребителю, должны устанавливаться:

1. на вводе (приемном конце) линии электропередачи в подстанцию потребителя при отсутствии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении;
2. на стороне высшего напряжения трансформаторов подстанции потребителя при наличии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или наличии другого потребителя на питающем напряжении.

Допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов в случаях, когда трансформаторы тока, выбранные по току КЗ или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии, а также когда у имеющихся встроенных трансформаторов тока отсутствует обмотка класса точности 0,5.

В случае, когда установка дополнительных комплектов трансформаторов тока со стороны низшего напряжения силовых трансформаторов для включения расчетных счетчиков невозможна (КРУ, КРУН), допускается организация учета на отходящих линиях 6—10 кВ.

Для предприятия, рассчитывающегося с электроснабжающей организацией по максимуму заявленной мощности, следует предусматривать установку счетчика с указателем максимума нагрузки при наличии одного пункта учета, при наличии двух или более пунктов учета — применение автоматизированной системы учета электроэнергии;

3. на стороне среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов, если на стороне высшего напряжения применение измерительных трансформаторов не требуется для других целей;
4. на трансформаторах СН, если электроэнергия, отпущенная на собственные нужды, не учитывается другими счетчиками; при этом счетчики рекомендуется устанавливать со стороны низшего напряжения;

5. на границе раздела основного потребителя и постороннего потребителя (субабонента), если от линии или трансформаторов потребителей питается еще посторонний потребитель, находящийся на самостоятельном балансе.

Для потребителей каждой тарификационной группы следует устанавливать отдельные расчетные счетчики.

Счетчики реактивной электроэнергии должны устанавливаться:

1. на тех же элементах схемы, на которых установлены счетчики активной электроэнергии для потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности;

2. на присоединениях источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию, выданную в сеть энергосистемы, или осуществляется контроль заданного режима работы.

Если со стороны предприятия с согласия энергосистемы производится выдача реактивной электроэнергии в сеть энергосистемы, необходимо устанавливать два счетчика реактивной электроэнергии со стопорами в тех элементах схемы, где установлен расчетный счетчик активной электроэнергии. Во всех других случаях должен устанавливаться один счетчик реактивной электроэнергии со стопором.

Для предприятия, рассчитывающегося с энергоснабжающей организацией по максимуму разрешенной реактивной мощности, следует предусматривать установку счетчика с указателем максимума нагрузки, при наличии двух или более пунктов учета — применение автоматизированной системы учета электроэнергии.

Требования к расчетным счетчикам

Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке — пломбу энергоснабжающей организации.

На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес, а на однофазных счетчиках — с давностью не более 2 лет.

Учет активной и реактивной электроэнергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков.

Допустимые классы точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета приведены ниже:

Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВА и более.....0,5 (0,7)

Генераторы мощностью 12—50 МВт, межсистемные линии электропередачи 110—150 кВ, трансформаторы мощностью 10—40 МВ·А.....1,0

Прочие объекты учета.....2,0

Класс точности счетчиков реактивной электроэнергии должен выбираться на одну степень ниже соответствующего класса точности счетчиков активной электроэнергии.

Технический учет

На тепловых и атомных электростанциях с агрегатами (блоками), не оборудованными информационными или управляющими вычислительными машинами, следует устанавливать стационарные или применять инвентарные переносные счетчики технического учета в системе СН для возможности расчетов технико-экономических показателей. При этом установка счетчиков активной электроэнергии должна производиться в цепях электродвигателей, питающихся от шин распределительного устройства основного напряжения (выше 1 кВ) собственных нужд, и в цепях всех трансформаторов, питающихся от этих шин.

На электростанциях с поперечными связями (имеющих общий паропровод) должна предусматриваться на стороне генераторного напряжения превышающих трансформаторов

техническая возможность установки (в условиях эксплуатации) счетчиков технического учета активной электроэнергии, используемых для контроля правильности работы расчетных генераторных счетчиков.

Счетчики активной электроэнергии для технического учета следует устанавливать на подстанциях напряжением 35 кВ и выше энергосистем: на сторонах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов; на каждой отходящей линии электропередачи 6 кВ и выше, находящейся на балансе энергосистемы.

Счетчики реактивной электроэнергии для технического учета следует устанавливать на сторонах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов подстанций 35 кВ и выше энергосистем.

Указанные требования к установке счетчиков электроэнергии подлежат реализации по мере обеспечения счетчиками.

На предприятиях следует предусматривать техническую возможность установки (в условиях эксплуатации) стационарных или применения инвентарных переносных счетчиков для контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката.

Допускается установка счетчиков технического учета на вводе предприятия, если расчетный учет с этим предприятием ведется по счетчикам, установленным на подстанциях или электростанциях энергосистем.

На установку и снятие счетчиков технического учета на предприятиях разрешения энергоснабжающей организации не требуется.

Приборы технического учета на предприятиях (счетчики и измерительные трансформаторы) должны находиться в ведении самих потребителей и должны удовлетворять требованиям 1.5.13 (за исключением требования о наличии пломбы энергоснабжающей организации), 1.5.14 и 1.5.15.

Классы точности счетчиков технического учета активной электроэнергии должны соответствовать значениям, приведенным ниже:

Для линий электропередачи с двусторонним питанием напряжением 220 кВ и выше, трансформаторов мощностью 63 МВ·А и более1,0

Для прочих объектов учета2,0

Классы точности счетчиков технического учета реактивной электроэнергии допускается выбирать на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков технического учета активной электроэнергии.

Контрольные вопросы

1. Укажите способы учета расхода электроэнергии. Дайте характеристику каждому из них?
2. Какой учет электрической энергии называется расчетным учетом?
3. Назначение технического учета электрической энергии?
4. Где должны устанавливать расчетные счетчики активной энергии на электростанции?
5. Где должны устанавливать расчетные счетчики активной энергии на подстанции энергосистемы?
6. Где должны устанавливать расчетные счетчики активной энергии на подстанции принадлежащей потребителю?
7. Назовите допустимые классы точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета?

Практическая работа №2. Понятие о федеральном оптовом рынке энергии и мощности

Оптовый рынок электрической энергии и мощности, оптовый рынок электроэнергии — сфера обращения особых товаров — электрической энергии и мощности в рамках

Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике»[1] Правительством Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации (ст.3 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

История

Одновременно с созданием РАО «ЕЭС России» была организована оптовая торговля электрической энергией на Федеральном (общероссийском) оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). ФОРЭМ представлял собой систему договорных отношений множества его участников (субъектов), связанных между собой единством технологического процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии в ЕЭС России. Правовой основой функционирования ФОРЭМ являлись Федеральный закон от 14 апреля 1995 года «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»[2] и Постановление Правительства РФ от 12 июля 1996 года № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

Началом функционирования существующей модели оптового рынка электроэнергии в Российской Федерации считается 1 ноября 2003 года, дата вступления в силу Постановления Правительства РФ от 24 октября 2003 года № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

1 сентября 2006 года Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. N 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» введена в действие новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности переходного периода, получившая название НОРЭМ — новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (сейчас употребительной является аббревиатура ОРЭМ). В настоящее время правила функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности регулируются Постановлением Правительства РФ №1172 от 27 декабря 2010 года.

Особенности электроэнергии как товара

Электроэнергия обладает особенностями, обусловленными её физическими свойствами, которые необходимо учитывать при организации рынка:

- совпадение во времени процессов производства и потребления электроэнергии и равенство объема выработанной и потреблённой электроэнергии в каждый момент времени;
- невозможность запасаения электроэнергии в достаточных в масштабе энергосистемы количествах;
- невозможность заранее точно оговорить объемы генерации и потребления электроэнергии;
- невозможность с физической точки зрения определить, кто произвёл электроэнергию, использованную тем или иным потребителем.

На других рынках товарной продукции кратковременный дисбаланс между производством и потреблением не приводит к потере устойчивости рынка, поскольку может быть устранён за счет складских запасов или товаров-заменителей. Рынок электроэнергии может нормально функционировать только при условии, что в каждый момент времени обеспечивается баланс производства и потребления.

На практике производители и потребители электроэнергии допускают отклонения от своих обязательств по генерации и потреблению электроэнергии. Наличие не только краткосрочных (в пределах часа, суток и т. п.), но и сезонных (в течение года) колебаний нагрузки в сочетании с тем обстоятельством, что располагаемая мощность электростанций должна превышать с требуемым резервом величину годового максимума нагрузки,

приводит к тому, что в течение года некоторый объем генерирующей мощности недогружен. Диспетчер, управляющий работой энергосистемы, не в состоянии регулировать в режиме реального времени отпуск электроэнергии потребителям в соответствии с договорами на поставку, и потребитель может отбирать электроэнергию с существенными отклонениями от договорных обязательств. Необходимость оперативного балансирования энергосистемы в условиях переменной нагрузки требует наличия определенного числа маневренных электростанций, способных быстро и в широких пределах менять величину выработки электроэнергии.

Невозможность создания запасов готовой продукции приводит к необходимости создания резервов генерирующих мощностей, пропускной способности электрических сетей и запасов топлива на электростанциях. Величина резервов нормируется, а затраты на поддержание резервов включаются в стоимость электроэнергии.

Основные принципы организации оптового рынка

Мощность и электроэнергия, несмотря на несомненную взаимосвязь, рассматриваются как отдельные товары. Реализация мощности представляет собой обязательство и возможность поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности потребителя в электроэнергии, в то время как реализация электроэнергии представляет собой физическую поставку электроэнергии потребителю.

Новая модель рынка электроэнергии предполагает существование трёх секторов торговли электроэнергией:

- долгосрочных двусторонних договоров;
- рынок на сутки вперёд (РСВ);
- балансирующий рынок (БР).

На *рынке долгосрочных двусторонних договоров* торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым договорам (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД). В секторе регулируемых договоров Федеральная служба по тарифам устанавливает тарифы на электроэнергию, поставляемую на оптовый рынок и покупаемую с рынка. Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам в рамках свободных двусторонних договоров и рынка «на сутки вперед». В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Основой рынка «на сутки вперед» является проводимый ОАО «Администратор торговой системы» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. При возникновении отклонений от запланированных на сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на *балансирующем рынке*.

В новой модели рынка регулируемые договоры фактически заменили существовавший ранее регулируемый сектор рынка электроэнергии. Одномоментная либерализация оптового рынка электроэнергии могла привести к существенным изменениям уровня цен на электроэнергию, влияющим на конкурентоспособность как потребителей, так и производителей электроэнергии. Поэтому либерализация рынка проводилась постепенно до 2011 года путем снижения объемов двухсторонних регулируемых договоров два раза в год. С 1 января 2011 года в пределах ценовых зон оптового рынка регулируемые договоры заключаются только в отношении объемов электроэнергии и мощности, предназначенных для поставок населению, приравненным к населению категориям потребителей, а также гарантирующим поставщикам, действующим на территории республик Северного Кавказа, Республики Тыва и Республики Бурятия.

Ценовые и неценовые зоны

Оптовый рынок разделён на две ценовые зоны:

Европейская часть России и Урал;
Сибирь.

Территории Российской Федерации, на которых по тем или иным причинам функционирование конкурентного рынка невозможно, отнесены к неценовым зонам (Архангельская область, Калининградская область, республика Коми были отнесены к первой неценовой зоне, Дальний Восток — ко второй неценовой зоне). Торговля электроэнергией в неценовых зонах осуществляется только по регулируемым ценам и имеет ряд особенностей. Есть перечень территорий РФ, на которых оптовый рынок отсутствует, т. е. изолированные территории. К ним относят Камчатку, Сахалин, Республику Саха (Якутию) (кроме Южно Якутского энергорайона), Магаданскую область. На данных территориях энергетические компании не разделены по видам бизнеса и организованы в АО.

Рынок электроэнергии

Рынок двусторонних договоров

На рынке двусторонних договоров торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам устанавливает тарифы на электроэнергию, поставляемую на оптовый рынок и покупаемую с рынка. Поставщиков и покупателей — контрагентов по регулируемым договорам определяет Администратор торговой системы.

При заключении свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объёмы поставки. Поставщики электроэнергии обязаны поставить объём электроэнергии, предусмотренный договором, либо произведя его на собственных генерирующих объектах, либо приобретя его по свободным двусторонним договорам или на РСВ.

Рынок на сутки вперёд

На РСВ продаются (покупаются) лишние (недостающие) объёмы электроэнергии относительно объёмов двусторонних договоров.

На РСВ торговля электроэнергией происходит по цене, устанавливаемой под влиянием спроса и предложения. Равновесная цена^[5] электрической энергии определяется на основании ценовых заявок поставщиков и ценовых заявок покупателей электрической энергии соответствующей ценовой зоны с учётом необходимости обеспечения перетоков электрической энергии. Проведение конкурентного отбора заявок и определение планового производства и потребления электроэнергии участниками рынка включает три основных этапа. На первом этапе Администратор торговой системы получает от Системного оператора актуализированную расчётную модель энергосистемы, включающую в себя схему, выбранный состав работающего оборудования, ограничения и другие параметры. На втором этапе поставщики подают ценовые заявки для каждого часа операционных суток, в которых указана цена, по которой он может продавать объём электроэнергии не выше указанного для каждой группы точек поставки поставщика. Допускается подача ценопринимающих заявок, в которых поставщики не указывают цену электроэнергии, соглашаясь продавать электроэнергию по сложившейся в результате конкурентного отбора заявок цене. Покупатели также для каждого часа операционных суток подают заявки, отражающие их готовность купить в группе точек поставки электроэнергию по цене и в объёме, не выше указанных в заявке. Покупатели также могут подавать ценопринимающие заявки. Подавая ценопринимающие заявки, поставщики и покупатели могут увеличить вероятность того, что их заявки будут приняты. Администратор торговой системы на основании данных, полученных от Системного оператора, и заявок участников рынка определяет для каждой ценовой зоны почасовые равновесные цены и объёмы выработанной и потреблённой электроэнергии, формируя торговый график. При проведении конкурентного отбора Администратор торговой системы включает в торговый график объёмы электроэнергии поставщиков, на которые в заявках указана наиболее низкая цена, и объёмы электроэнергии покупателей, на которые указана наиболее высокая цена. Равновесную цену определяет максимальное ценовое предложение электростанции, заявленные объёмы электроэнергии которой ещё востребованы рынком. На третьем этапе

Администратор торговой системы передаёт сформированный торговый график Системному оператору для ведения режима энергосистемы. Производители электроэнергии, ценовые заявки которых оказались выше равновесной цены, и потребители, ценовые заявки которых оказались ниже равновесной цены, в торговый график не включаются[6]. В случае если в результате конкурентного отбора часть или весь объём планируемого производства (потребления) не включён в торговый график, участник может либо ограничить свое производство (потребление) на уровне торгового графика, либо выработать (потребить) недостающий объём на балансирующем рынке.

Балансирующий рынок

Балансирующий рынок представляет собой рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика и предназначен для обеспечения баланса производства и потребления в реальном времени. Генераторы, изменившие производство электроэнергии по инициативе Системного оператора, получают премию. Генераторы, снизившие производство по собственной инициативе, и потребители, увеличившие нагрузку, нагружаются дополнительной платой. На балансирующем рынке поставщики подают заявки Системному оператору на загрузку (отклонение «вверх») и разгрузку (отклонение «вниз») своих мощностей по сравнению с плановыми объёмами, сформировавшимися на РСВ. В заявках указываются цены и возможные объёмы увеличения производства электроэнергии, а также цены за отклонение «вниз» по инициативе Системного оператора. Заявки потребителей на возможное снижение нагрузки рассматриваются наравне с заявками генерирующих компаний на увеличение производства. При возникновении небаланса в энергосистеме Системный оператор увеличивает производство электроэнергии или ограничивает нагрузку потребителей-регуляторов, начиная с указавших минимальные цены в заявках. Этот раздел не завершён.

Рынок мощности

Целью формирования рынка мощности является создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику, обеспечивающих создание новых генерирующих мощностей в объёме, достаточном для удовлетворения спроса на электроэнергию и поддержания необходимого уровня надёжности энергоснабжения. Отбор поставщиков мощности производится Системным оператором на основе конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности. Поставщики, отобранные в результате конкурентного отбора, получают гарантию востребованности их мощности. В период действия этой гарантии продажа мощности может осуществляться по свободным двусторонним договорам с одновременной продажей электроэнергии на конкурентном рынке либо тарифным способом по цене, указанной поставщиком в ценовой заявке с одновременной продажей электроэнергии по тарифу, устанавливаемому ФСТ.

Долгосрочный рынок мощности предусматривает:

покупку/продажу мощности, отобранной по итогам конкурентного отбора мощности (КОМ), по договорам купли-продажи мощности, заключённым по итогам КОМ;
покупку/продажу мощности по свободным договорам купли/продажи мощности, в том числе на бирже (СДМ);
покупку/продажу мощности новых объектов тепловой генерации по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и по договорам купли-продажи мощности новых атомных электростанций и тепловых электростанций, аналогичным ДПМ.
покупку/продажу мощности генерирующих объектов, отнесённым к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме (вынужденные генераторы);
покупку/продажу мощности по регулируемым договорам (РДМ) (в отношении поставок населению и приравненным к населению категориям потребителей);
покупку/продажу мощности генерирующих объектов, определённых по результатам конкурсов и отборов инвестиционных проектов.

В долгосрочном рынке КОМ производится исходя из формируемого системным оператором ЕЭС прогноза спроса на соответствующий период поставки. В случае превышения фактического спроса на мощность над прогнозным возможно проведение корректирующего конкурентного отбора.

В ходе КОМ в первую очередь отбираются мощности, введенные по ДПМ с объектами тепловой генерации, а также по аналогичным ДПМ договорам с атомными электростанциями и гидроэлектростанциями. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается, за исключением мощности генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные генераторы). Мощность вынужденных генераторов оплачивается по тарифу, установленному ФСТ.

В декабре 2010 года закончилась первая кампания по подписанию ДПМ. Объект тепловой генерации, введенный по ДПМ, получает гарантию оплаты мощности на 10 лет, обеспечивающую возврат капитальных затрат и оговоренных эксплуатационных расходов. Для договоров, аналогичных ДПМ, заключаемых с атомными электростанциями и гидроэлектростанциями, гарантия оплаты мощности составляет 20 лет.

Рынок системных услуг

Рынок системных услуг используется в качестве механизма обеспечения надежности функционирования энергетической системы и качества электрической энергии. В разных странах рассматривают различные типы системных услуг. Основными из них являются следующие:

- первичное и вторичное регулирование частоты электрического тока;
- регулирование напряжения;
- поддержание резервов мощности;
- возможность запуска генерирующего объекта без внешнего источника электрической энергии;
- регулирование нагрузки потребителей;
- противоаварийное управление.

Постановлением Правительства Российской Федерации № 117 от 3 марта 2010 г. утверждены правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг.

Данным постановлением определены 4 вида услуг по обеспечению системной надежности:

услуги по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций;

услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт);

услуги по регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия;

услуги по развитию систем противоаварийного управления в Единой энергетической системе России.

Организация отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оплата таких услуг, а также координация их действий по оказанию услуг по обеспечению системной надежности осуществляются Системным оператором.

Участники оптового рынка

Участники оптового рынка — поставщики электрической энергии и мощности (генерирующие компании или организации, имеющие право продажи производимой на генерирующем оборудовании электрической энергии (мощности), организации, осуществляющие экспортно-импортные операции) и покупатели электрической энергии и

мощности (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии (мощности), гарантирующие поставщики (энергоснабжающие организации), организации, осуществляющие экспортно-импортные операции), получившие статус субъектов оптового рынка и право на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке (Постановление Правительства РФ № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности»).

Контрольные вопросы

1. Что понимают под оптовым рынком электроэнергии.
2. Перечислите особенности электроэнергии как товара.
3. Сформулируйте основные принципы организации оптового рынка.
4. Укажите сущность долгосрочных двусторонних договоров; рынка на сутки вперед; балансирующего рынка.
5. Перечислите участников оптового рынка.

Практическая работа №3. Основные положения по учету электроэнергии

Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии для решения основных технико-экономических задач:

- финансовых расчетов за электроэнергию и мощность между субъектами рынка (энергоснабжающими организациями, потребителями электроэнергии) с учетом ее качества;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей производства, передачи и распределения электроэнергии в энергетических системах;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей потребления электроэнергии на предприятиях промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунально-бытовым сектором и др.;
- обеспечения энергосбережения и управления электропотреблением.

Качество подаваемой энергоснабжающей организацией энергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних значений мощности):

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) электростанций и подстанций, а также на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителям;
- переданной в сети других собственников или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети;
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

Организация учета активной электроэнергии должна обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети различных классов напряжения энергосистем;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистем и потребителей;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и балансов электроэнергии;
- расчетов потребителей за электроэнергию по действующим тарифам, в том числе многоставочным и дифференцированным;
- управления электропотреблением.

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

Учет электроэнергии производится на основе измерений с помощью счетчиков электрической энергии и информационно – измерительных систем.

Для учета электроэнергии должны использоваться средства измерений, типы которых утверждены Госстандартом России и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Государственный метрологический контроль и надзор за средствами измерений, применяемыми при проведении учета электроэнергии, осуществляется органами Госстандарта России и аккредитованными им метрологическими службами на основе действующей нормативной документации.

Организация учета электроэнергии

Организация учета электроэнергии на действующих, вновь сооружаемых, реконструируемых электроустановках должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативно – технических документов в части:

- мест установки и объемов средств учета электроэнергии на электростанциях, подстанциях и у потребителей;
- классов точности счетчиков и измерительных трансформаторов;
- размещения счетчиков и выполнения электропроводки к ним.

Учет активной и реактивной энергии и мощности, а также контроль качества электроэнергии для расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителем производится, как правило, на границе балансовой принадлежности электросети.

Для повышения эффективности учета электроэнергии в электроустановках рекомендуется применять автоматизированные системы учета и контроля электроэнергии, создаваемые на базе электросчетчиков и информационно – измерительных систем.

Лица, выполняющие работы по монтажу и наладке средств учета электроэнергии, должны иметь лицензии на проведение данных видов работ, полученные в установленном порядке.

Средства учета электрической энергии и контроля ее качества должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.

Организация эксплуатации средств учета электроэнергии

Поставщик средств измерений, используемых для учета электрической энергии и контроля ее качества, должен иметь лицензию на их изготовление, ремонт, продажу или прокат, выдаваемую Госстандартом России в установленном порядке.

Организация эксплуатации средств учета электроэнергии должна вестись в соответствии с требованиями действующих нормативно – технических документов и инструкций заводов – изготовителей.

Эксплуатационное обслуживание средств учета электроэнергии должно осуществляться специально обученным персоналом.

При обслуживании средств учета электроэнергии должны выполняться организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с действующими правилами.

Ведомства могут на основании действующих правовых и нормативно – технических документов разрабатывать и утверждать в пределах своей компетенции ведомственные нормативно – технические документы в области учета электроэнергии, не противоречащие настоящим Правилам.

Периодическая проверка средств измерений, используемых для учета электрической энергии и контроля ее качества, должна производиться в сроки, установленные Госстандартом России.

Перестановка, замена, а также изменение схем включения средств учета производится с согласия энергоснабжающей организации.

Контрольные вопросы

1. Назовите цель учета электроэнергии?
2. Укажите требования к качеству электроэнергии?
3. Какие возможности должна обеспечивать организация учета активной электроэнергии?
4. Укажите особенности организации учета электроэнергии?
5. Укажите особенности организации эксплуатации средств учета электроэнергии?

Практическая работа №4. Методы определения фактических значений потребления электрической энергии и мощности на промышленных предприятиях

(в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.12 г. №442 (далее Положения))

На основании Приложения №3 к Положениям

а) объем потребления электрической энергии (мощности) в соответствующей точке поставки определяется:

- если в договоре энергоснабжения имеются данные о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств в соответствующей точке поставки, по формуле: $W = P_{max} [?] [?] [?] T$,

где - максимальная мощность энергопринимающих устройств, относящаяся к соответствующей точке поставки, а в случае, если в договоре энергоснабжения не предусмотрено распределение максимальной мощности по точкам поставки, то в целях применения настоящей формулы максимальная мощность энергопринимающих устройств в границах балансовой принадлежности распределяется по точкам поставки пропорционально величине допустимой длительной токовой нагрузки соответствующего вводного провода (кабеля), МВт;

T - количество часов в расчетном периоде, ч;

- если в договоре энергоснабжения отсутствуют данные о величине максимальной мощности энергопринимающих устройств, по формулам:

для однофазного ввода: 	для трехфазного ввода:
--	--

где - допустимая длительная токовая нагрузка вводного провода (кабеля), А;

- номинальное фазное напряжение, кВ;

- коэффициент мощности при максимуме нагрузки. При отсутствии данных в договоре коэффициент принимается равным 0,9;

б) почасовые объемы потребления электрической энергии в соответствующей точке поставки определяются по формуле:

где W - объем потребления электрической энергии в соответствующей точке поставки, определенный в соответствии с подпунктом «а» настоящего пункта, МВт·ч.

Расчетные способы применяется в следующих случаях:

- при непредставлении потребителем показаний расчетного прибора учета в сроки, установленные в договоре энергоснабжения для 3-го и последующих расчетных периодов подряд, за которые не предоставлены показания расчетного прибора учета (пункт 166 Положений);

- при 2-кратном недопуске к расчетному прибору учета, установленному в границах энергопринимающих устройств потребителя, для проведения контрольного снятия показаний или проведения проверки приборов учета объем потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии рассчитывается начиная с даты, когда произошел факт 2-кратного недопуска, вплоть до даты допуска к расчетному прибору учета (пункт 178 Положений);

- неисправности, утрате или истечении срока межповерочного интервала расчетного прибора учета либо его демонтаж в связи с поверкой, ремонтом или заменой определение объема потребления электрической энергии (мощности) и оказанных услуг по передаче электрической энергии по истечении 2-х месяцев с даты неисправности, демонтажа вплоть до даты допуска прибора учета в эксплуатацию (пункт 179 Положений);

- в отсутствие приборов учета вплоть до даты допуска прибора учета в эксплуатацию (пункт 181 Положений)

- выявление факта безучетного потребления (пункт 195 Положений).

Расчетные способы применяются с 01.07.2012 г., а до 01.01.2013 г. с коэффициентом 0,8 к соответствующему объему, полученному в результате расчетного способа.

В отсутствие приборов учета у потребителей, на которых не распространяются требования статьи 13 Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» в части организации учета электрической энергии, объем потребления электрической энергии рассчитывается сетевой организацией на основании расчетного способа, определенного в договоре энергоснабжения (пункт 181 Положений).

В отношении потребителей с максимальной мощностью не менее 670 кВт (750 кВА), на которых распространяется требование об использовании приборов учета, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, то вплоть до выполнения указанного требования во всех точках поставки в границах балансовой принадлежности энергопринимающих устройств такого потребителя, которые оборудованы интегральными приборами учета, с 1 июля 2013 г. применяется следующий порядок определения почасовых объемов потребления электрической энергии:

во всех точках поставки в границах балансовой принадлежности энергопринимающих устройств такого потребителя, которые оборудованы интегральными приборами учета, почасовые объемы потребления электрической энергии в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки в рабочие дни расчетного периода полагаются равными минимальному значению из объема потребления электрической энергии, определенного на основании показаний интегрального прибора учета за расчетный период, распределенного равномерно по указанным часам, и объема электрической энергии, соответствующего величине максимальной мощности энергопринимающих устройств этого потребителя в соответствующей точке поставки, а почасовые объемы потребления электрической энергии в остальные часы расчетного периода определяются исходя из равномерного распределения по этим часам объема электрической энергии, не распределенного на плановые часы пиковой нагрузки (пункт 181 Положений).

Контрольные вопросы

1. Укажите формулы для определения объема потребления электрической энергии (мощности) в соответствующей точке поставки?
2. Укажите формулу для определения почасовых объемов потребления электрической энергии в соответствующей точке поставки определяются?
3. В каких случаях применяются расчетные способы оплаты за электроэнергию?
4. Укажите порядок определения почасовых объемов потребления электрической энергии в отношении потребителей с максимальной мощностью не менее 670 кВт (750 кВА) с 1 июля 2013 года.

Практическая работа №5. Коэффициент мощности и его технико-экономическое значение

Коэффициентом мощности $\cos\varphi$ называют отношение активной мощности потребителя к полной мощности

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}.$$

Каждый потребитель электрической энергии характеризуется номинальным током и напряжением и номинальной полной мощностью, равными произведению номинального напряжения на номинальный ток. Для трехфазной системы переменного тока

$$S_{[3]} = \sqrt{3} U_{[3]} I_{[3]}.$$

Наилучшее использование мощности генератора будет при его работе с номинальными значениями тока и напряжения и при $\cos\varphi=1$. В этом случае активная мощность генератора будет равна его полной мощности

При номинальных значениях тока и напряжения и изменяющемся $\cos\varphi$ мощность генератора будет прямо пропорциональна последнему, а уменьшение $\cos\varphi$ приведет к неполному использованию его мощности.

С другой стороны, если приемник электрической энергии работает с постоянной активной мощностью при неизменном напряжении, но при различных $\cos\varphi$, то его ток изменяется обратно пропорционально $\cos\varphi$.

Таким образом, с уменьшением $\cos\varphi$ ток приемника и питающей его сети увеличивается, что приводит к дополнительным потерям электрической энергии в линиях электропередачи

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U_{[3]} \cos\varphi}$$

В настоящее время приняты следующие нормативные значения коэффициента мощности:

0,85 - при питании потребителей от генераторов электростанций на генераторном напряжении;

0,93 — при питании потребителей от районных сетей напряжением 110, 220кВ и от сетей 35кВ, питающихся от электростанций через две ступени трансформации;

0,95 — при питании потребителей от сетей напряжением 35кВ, питающихся от районных электросетей через три ступени трансформации.

Причины и последствия низкого коэффициента мощности

Основными потребителями электрической энергии на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (АД), которые наряду с активной (полезной) потребляют и реактивную мощность, идущую на создание вращающихся магнитных полей.

Потребляемая асинхронными двигателями реактивная мощность может быть разделена на намагничивающую, не зависящую от нагрузки и идущую на создание основного магнитного потока, и реактивную мощность, пропорциональную квадрату нагрузки и обусловленную магнитными полями рассеивания в двигателе.

В АД и трансформаторах основная доля реактивной мощности приходится на мощность Q_0 , идущую на создание основного магнитного потока, равную мощности холостого хода.

Причины снижения величины коэффициента мощности (основные причины сравнительно большого потребления реактивной мощности)

1. Работа АД и трансформаторов при неполной загрузке при этом уменьшается активная мощность электрической машины, тогда как реактивная остается почти без изменений, что ведет к снижению $\cos\varphi$.

2. Несовершенство конструкции АД и его некачественный ремонт (наличие большого воздушного зазора между статором и ротором). Магнитное сопротивление воздушного зазора составляет примерно 80% от общего сопротивления.

3. Повышение напряжения сети. С повышением напряжения у АД и трансформаторов возрастает магнитный поток, а следовательно, и потребляемая реактивная мощность, при этом коэффициент мощности снижается.

4. Снижение скорости электрических машин. Тихоходные асинхронные двигатели имеют более сложную магнитную цепь и потребляют большую реактивную мощность, а следовательно имеют более низкий $\cos\varphi$ чем быстроходные. Низкий $\cos\varphi$ промышленного предприятия приводит к увеличению мощности и размеров генераторов и трансформаторов.

Потери мощности на нагревание проводов пропорциональны квадрату тока $P = \sqrt{3} I^2 R$, где I - полный ток, протекающий по проводу, А; R - сопротивление линии, Ом.

Величина тока I обратно пропорциональна $\cos\varphi$.

Способы повышения $\cos\varphi$

Повышение $\cos\varphi$ естественным путем предусматривает качественную эксплуатацию электротехнического оборудования, которое может быть достигнуто проведением следующих мероприятий:

1. Повышением загрузки электродвигателей за счет рационального изменения технологического процесса. Двигатели, работающие с постоянной недогрузкой, следует заменять менее мощными (если нагрузка двигателей составляет менее 40 %, то их замена обоснованна, если нагрузка колеблется в пределах 40-70%, необходимость их замены должна быть обоснованна технико-экономически).

2. Ограничением времени работы двигателей в режиме холостого хода.

3. Повышением качества ремонта электродвигателей.

4. Улучшением работы трансформаторов, переводя их нагрузки на другие трансформаторы или отключая их во время ее уменьшения. Если трансформатор постоянно работает с недогрузкой и средняя нагрузка его составляет менее 30 %, его следует заменить на трансформатор меньшей мощности.

5. Заменой асинхронных двигателей с фазным ротором в тех случаях, когда позволяет технологический процесс, асинхронными короткозамкнутыми двигателями, имеющими более высокий $\cos\varphi$.

6. Заменой, где это возможно, АД на синхронные, работающие с перевозбуждением. При работе в режиме перевозбуждения синхронный двигатель (СД) имеет отрицательный сдвиг по фазе (ток опережает напряжение) и становится генератором активной энергии. Замена асинхронных двигателей на синхронные значительно улучшает коэффициент мощности предприятия.

Искусственные способы повышения $\cos\varphi$ осуществляются путем установки на предприятиях специального электрооборудования, компенсирующего реактивную мощность.

Регулируемая компенсация реактивной мощности обеспечивается с помощью шунтовых устройств, подключаемых к шинам подстанции или нагрузки параллельно. Эти устройства можно разделить на две принципиально отличные друг от друга группы.

К первой группе источников реактивной мощности (ИРМ) относятся вращающиеся синхронные машины: синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать реактивную мощность как в режиме генерирования, так и потребления.

Ко второй группе относятся статические ИРМ или статические компенсаторы реактивной мощности. К ним относятся конденсаторные батареи, реакторы, но не токоограничивающие, устройства на базе преобразователей (выпрямители, инверторы) с искусственной коммутацией тириستоров или их комбинации.

Конденсаторные батареи

Конденсаторные батареи (КБ) являются простым и надежным статическим устройством. КБ собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор — устройство, которое состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его емкость и приложенное к его проводникам напряжение. Емкость конденсатора, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т. е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая пленка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т. е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10—15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т. е. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,54, а полистирольной пленки — 2,5—2,7.

Число и емкость конденсаторов определяют в зависимости от величины реактивной мощности, необходимой для компенсации. Мощность однофазного конденсатора определяют по формуле

$$Q_{[?]} = [?]U^2[?]C[?]10^{-3}, [?]$$
 где $[?] = 2[?]f$ - угловая частота, Гц; f - частота тока, Гц; U — линейное напряжение, кВ; C — емкость, мкФ.

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) и характеризующих удельные потери (Вт/кВАр) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/кВАр.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность составляет от 10 до 100 кВАр.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоев алюминиевой фольги, проложенные конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10-15 мкм (0,01-0,015 мм). Соединенные между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные - один.

Шкала номинальных напряжений конденсаторов от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют конденсаторной батареей.

Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ).

Поэтому нерегулируемые КБ обладают отрицательным регулирующим эффектом, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что

мощность КБ снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

Контрольные вопросы

1. Определение коэффициента мощности.
2. Причины снижения величины коэффициента мощности.
3. Способы повышения коэффициента мощности.
4. Как рассчитываются потери мощности на нагревание проводов?
5. С помощью каких устройств обеспечивается регулируемая компенсация реактивной мощности?

Практическая работа №6. Качество электроэнергии и компенсация реактивной мощности

Понятие качества электрической энергии отличается от понятия качества других товаров. Качество электроэнергии проявляется через качество работы электроприёмников. Поэтому, если он работает неудовлетворительно, а в каждом конкретном случае анализ качества потребляемой электроэнергии даёт положительные результаты, то виновато качество изготовления или эксплуатации. Под термином "качество электрической энергии" понимается соответствие основных параметров энергосистемы установленным нормам производства, передачи и распределения электрической энергии.

Теория компенсации реактивной мощности

Теория реактивной мощности.

Появление термина «реактивная» мощность связано с необходимостью выделения мощности, потребляемой нагрузкой, составляющей, которая формирует электромагнитные поля и обеспечивает вращающий момент двигателя. Эта составляющая имеет место при индуктивном характере нагрузки. Например, при подключении электродвигателей. Практически вся бытовая нагрузка, не говоря о промышленном производстве, в той или иной степени имеет индуктивный характер.

В электрических цепях, когда нагрузка имеет активный (резистивный) характер, протекающий ток синфазен (не опережает и не запаздывает) от напряжения. Если нагрузка имеет индуктивный характер (двигатели, трансформаторы на холостом ходу), ток отстает от напряжения. Когда нагрузка имеет емкостной характер (конденсаторы), ток опережает напряжение.



Суммарный ток, потребляемый двигателем, определяется векторной суммой $I = I_a + I_p$.



К этим токам привязаны мощности потребляемые двигателем.

1. P – активная мощность привязана к I_a (по всем гармоникам суммарно).
2. Q – реактивная мощность привязана к I_p (по всем гармоникам суммарно).
3. S – полная мощность потребляемая двигателем. (по всем гармоникам суммарно).

Реактивная мощность не производит механической работы, хотя она и необходима для работы двигателя, поэтому ее необходимо получать на месте, чтобы не потреблять ее от энергоснабжающей организации. Тем самым мы снижаем нагрузку на провода и кабели, повышаем напряжение на клеммах двигателя, снижаем платежи за реактивную мощность, имеем возможность подключить дополнительные станки за счет снижения тока потребляемого с силового трансформатора.

Параметр, определяющий потребление реактивной мощности называется Cos (φ)

$$\cos(\varphi) = P_{1\text{гarm}} / S_{1\text{гarm}}$$

$P_{1\text{гarm}}$ - активная мощность первой гармоники 50 Гц

$S_{1\text{гarm}}$ - полная мощность первой гармоники 50 Гц , $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Таким образом, $\cos\varphi$ уменьшается, когда потребление реактивной мощности нагрузкой увеличивается. Необходимо стремиться к повышению $\cos\varphi$, т.к. низкий $\cos\varphi$ несет следующие проблемы:

1. Высокие потери мощности в электрических линиях (протекание тока реактивной мощности).
2. Высокие перепады напряжения в электрических линиях (например 330...370 В, вместо 380 В).
3. Необходимость увеличения габаритной мощности генераторов, сечения кабелей, мощности силовых трансформаторов.

Из всего вышеприведенного, понятно, что компенсация реактивной мощности необходима. Чего легко можно достичь применением активных компенсирующих установок. Конденсаторы, в которых будут компенсировать реактивную мощность двигателей.

Потребители реактивной мощности.

Потребителями реактивной мощности, необходимой для создания магнитных полей, являются как отдельные звенья электропередачи (трансформаторы, линии, реакторы), так и такие электроприёмники, преобразующие электроэнергию в другой вид энергии которые по принципу своего действия используют магнитное поле (асинхронные двигатели, индукционные печи и т.п.). До 80-85% всей реактивной мощности, связанной с образованием магнитных полей, потребляют асинхронные двигатели и трансформаторы. Относительно небольшая часть в общем балансе реактивной мощности приходится на долю прочих её потребителей, например на индукционные печи, сварочные трансформаторы, преобразовательные установки, люминисцентное освещение и т.п.

Трансформатор как потребитель реактивной мощности. Трансформатор является одним из основных звеньев в передаче электроэнергии от электростанции до потребителя. В зависимости от расстояния между электростанцией и потребителем и от схемы передачи электроэнергии число ступеней трансформации лежит в пределах от двух до шести. Поэтому установленная трансформаторная мощность обычно в несколько раз превышает суммарную мощность генераторов энергосистемы. Каждый трансформатор сам является потребителем реактивной мощности. Реактивная мощность необходима для создания переменного магнитного потока, при помощи которого энергия из одной обмотки трансформатора передаётся в другую.

Асинхронный двигатель как потребитель реактивной мощности. Асинхронные двигатели наряду с активной мощностью потребляют до 60-65% всей реактивной мощности нагрузок энергосистемы. По принципу действия асинхронный двигатель подобен трансформатору. Как и в трансформаторе, энергия первичной обмотки двигателя – статора передаётся во вторичную – ротор посредством магнитного поля.

Индукционные печи как потребители реактивной мощности. К крупным электроприемникам, требующим для своего действия большой реактивной мощности, прежде всего, относятся индукционные печи промышленной частоты для плавки металлов. По существу эти печи представляют собой мощные, но не совершенные с точки зрения трансформаторостроения трансформаторы, вторичной обмоткой которых является металл (садка), расплавляемый индуктированными в нём токами.

Преобразовательные установки, преобразующие переменный ток в постоянный при помощи выпрямителей, также относятся к крупным потребителям реактивной мощности. Выпрямительные установки нашли широкое применение в промышленности и на транспорте. Так, установки большей мощности с ртутными преобразователями используются для питания электроизоляционных ванн, например при производстве алюминия, каустической соды и др. Железнодорожный транспорт в нашей стране почти полностью электрифицирован, причём значительная часть железных дорог использует постоянный ток преобразовательных установок.

Для чего нужна компенсация реактивной мощности

Реактивная мощность и энергия ухудшают показатели работы энергосистемы, то есть загрузка реактивными токами генераторов электростанций увеличивает расход топлива; увеличиваются потери в подводящих сетях и приемниках; увеличивается падение напряжения в сетях.

Реактивный ток дополнительно нагружает линии электропередачи, что приводит к увеличению сечений проводов и кабелей и соответственно к увеличению капитальных затрат на внешние и внутриплощадочные сети.

Компенсация реактивной мощности, в настоящее время, является немаловажным фактором позволяющим решить вопрос энергосбережения практически на любом предприятии.

По оценкам отечественных и ведущих зарубежных специалистов, доля энергоресурсов, и в частности электроэнергии занимает величину порядка 30-40% в стоимости продукции. Это достаточно веский аргумент, чтобы руководителю со всей серьезностью подойти к анализу и аудиту энергопотребления и выработке методики компенсации реактивной мощности. Компенсация реактивной мощности – вот ключ к решению вопроса энергосбережения.

Основные потребители реактивной мощности

- асинхронные электродвигатели, которые потребляют 40 % всей мощности совместно с бытовыми и собственными нуждами; электрические печи 8 %; преобразователи 10 %; трансформаторы всех ступеней трансформации 35 %; линии электропередач 7 %.

В электрических машинах переменный магнитный поток связан с обмотками. Вследствие этого в обмотках при протекании переменного тока индуктируются реактивные ЭДС обуславливающие сдвиг по фазе (φ) между напряжением и током. Этот сдвиг по фазе обычно увеличивается, а $\cos \varphi$ уменьшается при малой нагрузке. Например, если $\cos \varphi$ двигателей переменного тока при полной нагрузке составляет 0,75-0,80, то при малой нагрузке он уменьшится до 0,20-0,40.

Малонагруженные трансформаторы также имеют низкий коэффициент мощности ($\cos \varphi$). Поэтому, применять компенсацию реактивной мощности, то результирующий $\cos \varphi$ энергетической системы будет низок и ток нагрузки электрической, без компенсации реактивной мощности, будет увеличиваться при одной и той же потребляемой из сети активной мощности. Соответственно при компенсации реактивной мощности (применении автоматических конденсаторных установок КРМ) ток потребляемый из сети снижается, в зависимости от $\cos \varphi$ на 30-50%, соответственно уменьшается нагрев проводящих проводов и старение изоляции.

Кроме этого, реактивная мощность наряду с активной мощностью учитывается поставщиком электроэнергии, а, следовательно, подлежит оплате по действующим тарифам, поэтому составляет значительную часть счета за электроэнергию.

Наиболее действенным и эффективным способом снижения потребляемой из сети реактивной мощности является применение установок компенсации реактивной мощности (конденсаторных установок).

Использование конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности позволяет:

- разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
- снизить расходы на оплату электроэнергии;
- при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

На практике коэффициент мощности после компенсации находится в пределах от 0,93 до 0,99.

Преимущества использования конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности

- малые удельные потери активной мощности (собственные потери современных низковольтных косинусных конденсаторов не превышают 0,5 Вт на 1000 ВАр);
- отсутствие вращающихся частей;
- простой монтаж и эксплуатация (не нужно фундамента);
- относительно невысокие капиталовложения;
- возможность подбора любой необходимой мощности компенсации;
- возможность установки и подключения в любой точке электросети;
- отсутствие шума во время работы.

Виды компенсации

Индивидуальная. При конкретной близости к потребляющему пользователю.

Групповая. Используется на линии питания определенной группы однотипных потребляющих пользователей;

Общая (централизованная). Применяется на вводе предприятия или цеха;



Индивидуальная компенсация является наиболее простым и самым дешевым способом для того, чтобы эффективно компенсировать реактивную мощность. Число конденсаторных батарей равно числу нагрузок и каждый из конденсаторов расположен рядом с нагрузкой (возле двигателя и т. д.). Однако подобная компенсация хорошо подходит лишь для постоянной нагрузки, то есть в тех случаях, где РМ каждой из нагрузок меняется незначительно с течением времени, и чтобы её компенсировать, не нужно изменять номиналы подключенных конденсаторов. Поэтому, индивидуальную компенсацию по-другому ещё называют нерегулируемой, так как уровни реактивной мощности конденсаторов и нагрузки остаются неизменными.

Преимущества:

- Доля реактивной энергии уменьшается в счете за электроэнергию.
- Является идеальным решением с технической точки зрения, поскольку реактивная энергия генерируется в том же месте, где и потребляется. Таким образом, потери $[RI^2]$ снижаются во всех линиях.
- Уменьшение сечений всех кабелей, снижение потерь в кабелях

Примечание:

- Это наиболее дорогостоящее решение, что обусловлено:
 - большим количеством установок;
 - невозможностью изменения мощности батарей конденсаторов.

Централизованной компенсацией реактивной мощности называется компенсация при помощи одной КРМ (УКМ-58), которая подключается к главному распределительному щиту. Это вид компенсации используется в системах, имеющих большое количество потребителей (нагрузок) с большим разбросом суточного коэффициента мощности, то есть для переменных нагрузок. В системах такого типа индивидуальная компенсация не используется, так как резко возрастает стоимость (из-за большого количества конденсаторов) и возникает большая вероятность перекомпенсации. Используя централизованную компенсацию, конденсаторную установку оснащают специальным контроллером, который автоматически регулирует реактивную мощность, а так же контакторами и предохранителями (аппаратурой коммутационной защиты). Когда значение $\cos(\varphi)$ отклоняется от установленного, контроллер включает или отключает необходимые конденсаторные батареи (при этом компенсация происходит ступенчато). В итоге, появляется возможность автоматического контроля, а мощность всех подключенных конденсаторов равна потребляемой в данный момент реактивной мощности, поэтому исключается появление в сети перенапряжения и генерация РМ в сеть.

Преимущества:

- Доля реактивной энергии уменьшается в счете за электроэнергию.
- Наиболее экономичное решение, поскольку компенсация осуществляется в одной точке и $\cos\phi$ регулируется путем изменения количества подключенных конденсаторов.
- Снижается нагрузка на трансформатор.

Примечание:

- Потери в кабелях $[RI^2]$ не снижаются.

Групповая компенсация:

Преимущества:

- Доля реактивной энергии уменьшается в счете за электроэнергию.
- Снижение требуемой полной мощности $[кВА]$, на которой, как правило, основана постоянная плата за электроэнергию
 - Возможность уменьшения сечений кабелей, питающих локальные распределительные щиты, или использования таких кабелей без уменьшения сечений для обеспечения дополнительной пропускной способности на случай повышения нагрузки
 - Снижение нагрузки силового трансформатора, который становится способным принять дополнительную нагрузку при необходимости.
 - Снижение потерь в кабелях

Примечание:

- Данное решение обычно применяется в крупных промышленных электрических сетях.

Компенсирующие установки по способу соединения конденсаторов делятся на:

Электромагнитные. Коммутация в них проходит при помощи электромагнитных контакторов;

Тиристорные (статические). Для коммутации здесь применяют тиристорные ключи.

В конденсаторных статических установках соединение конденсаторов осуществляется на ключе в нулевой момент разности потенциалов, после чего они получают ряд преимуществ в сравнении с обычными. Например:

- Высокий уровень быстродействия. Примерно до 14 в секунду коммутаций вместо 1 в 5-20 сек.
- Малый уровень помех из-за отсутствия в момент соединения (коммутации) бросков тока.
- По такой же причине в качестве преимущества выделяют малый, незначительный износ конденсаторов.
- Высокий уровень надежности ключевой аппаратуры из-за отсутствия каких-либо механических частей.
- Заниженные потери из-за того, что отсутствуют разрядные резисторы.

Что касается емкостных компенсаторов реактивной мощности, то они критичны к каким-либо гармоническим искажениям в напряжении. Во время их применения уровень гармоник способен возрасти с помощью явления резонанса. Помимо этого, гармоники дают еще и дополнительную нагрузку, которая идет на конденсаторы. По этой причине они могут выйти из строя.

У современных конденсаторов установки есть защита, которая отключает конденсаторы, если установленный порог гармоник был превышен. Для тех сетей, которые являются заведомо «грязными», применяют фильтрокомпенсирующие установки, которые имеют встроенные фильтры высших гармоник.

Чтобы выбрать установку для компенсации мощности реактивной, необходимы следующие характеристики:

- Статический или обычный тип установки.
- Уровень максимальной реактивной мощности, которая должна быть скомпенсирована.

- Степень (шаг) компенсации. Величина приращения должна быть минимальна.
- Нужно ли совершать фильтрацию гармоник.
- Определить номинал трансформатора тока, чтобы подключить регулятор.

Для чего необходимы указания по компенсации в распределительных сетях реактивной мощности? Они необходимы для совершения контроля нижеприведенных показателей режима мощности реактивной:

- самой высокой реактивной мощности, которая потребляется за 30 минут при режиме высокой активности нагрузки энергосистемы.
- показатель реактивной энергии, которая была выдана в сеть системы энергии за время ночного провала графика самой активной нагрузки системы.

Энергоснабжающая организация указывает периоды высокой нагрузки энергосистемы, ночного провала графика нагрузки в договоре на отпуск энергии электричества потребителю.

Существует определенная система скидок на электроэнергию, надбавки к тарифу, которая стимулирует потребителей к проведению мероприятий, которые связаны с компенсацией реактивной составляющей.

Расчет компенсации реактивной мощности

Зачастую потребителю необходима компенсация реактивной мощности в тех или иных условиях, но при этом он не имеет четкой методики расчета основных параметров конденсаторной установки, и в связи с этим затрудняется в выборе конкретного типонаминала. Поэтому мы составили рекомендации по их выбору. Для расчета параметров конденсаторной установки необходимо знать полную мощность нагрузки и действующий коэффициент мощности сети $\cos(\varphi)$. Сам расчет производится по представленной ниже методике.

Основным параметром установки при ее выборе является реактивная мощность потребляемая установкой из сети - $Q_{уст}$, измеряемая в киловольт – амперах реактивных (кВАр). Рассчитывается по формуле:

$$Q_{уст} = P_a \cdot K$$

где:

- P_a - активная мощность нагрузки, кВт;
- K – поправочный коэффициент (выбирается по таблице).

ПРИМЕР:

Активная мощность нагрузки: $P=100$ кВт

Действующий $\cos(\varphi)$ 0.61

Требуемый $\cos(\varphi)$ 0.96

Коэффициент K из таблицы 1.01

Необходимая реактивная мощность установки = $100 \cdot 1.01=101$ кВАр

Управление качеством электрической энергии

Под управлением КЭ понимается выполнение необходимых организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение заданных требований к КЭ. К организационным мероприятиям относятся:

1. Применение рациональных схем электроснабжения:
 - 1.1. Выбор оптимальной конфигурации сети (радиальная, замкнутая).
 - 1.2. Уменьшение числа ступеней трансформации в сети.
 - 1.3. Секционирование сети.
 - 1.4. Снижение протяженности сетей напряжением 0,4 и 6 - 10 кВ.
 - 1.5. Устройство перемычек между цеховыми трансформаторами на напряжении 0,4 кВ.
 - 1.6. Подключение источников электромагнитных помех и резкопеременной нагрузки на отдельные трансформаторы или электрически удаленные секции шин, а также к расщепленным обмоткам трансформаторов.

1.7. Применение специальных схем включения вентильных преобразователей.
1.8. Равномерное распределение нагрузок по фазам.
1.9. Применение специальных схем соединения обмоток трансформаторов.
1.10. Применение схемных решений, приводящих к увеличению мощности короткого замыкания (КЗ), таких как объединение расщепленных обмоток низшего напряжения трансформаторов или попарного включения на параллельную работу расщепленных обмоток.

2. Применение автоматического регулирования трансформаторов, компенсирующих устройств, синхронных двигателей, вентильных преобразователей, тиристорных источников реактивной мощности.

3. Регулирование графика нагрузки и режимов электропотребления.

4. Эксплуатационные мероприятия по улучшению КЭ, отраженные в виде должностных инструкций, оперативных и ремонтных схем электроснабжения, утвержденных планов мероприятий.

5. Система экономического и материального стимулирования предприятия и работников энергетических служб, обеспечивающая повышение КЭ.

К техническим мероприятиям относится применение специальных технических средств или мероприятий, требующих значительных капитальных вложений.

К техническим средствам по управлению установившимися отклонениями напряжения относятся:

- применение трансформаторов с РПН как для централизованного, так и для местного регулирования напряжения;
- выполнение схемы глубокого ввода на предприятии;
- реконструкция линий электропередач (ЛЭП) путем замены или расщепления проводов или путем перехода с воздушной на кабельную ЛЭП;
- установка устройств продольной и поперечной емкостной компенсации, синхронных компенсаторов, источников реактивной мощности с вентильным управлением, шунтирующих реакторов;
- замена части асинхронных двигателей на предприятии синхронными двигателями;
- применение линейных регуляторов напряжения на ЛЭП или на вторичной обмотке силового трансформатора.

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под термином "качество электрической энергии"?
2. Запишите формулу для определения суммарного тока, потребляемый двигателем.
3. Какие проблемы влечет за собой низкий $\cos\phi$?
4. Для чего нужна компенсация реактивной мощности?
5. Что позволяет сделать использование конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности?
6. Укажите преимущества использования конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности?
7. Перечислите виды компенсации. Дайте им краткую характеристику. Укажите преимущества.
8. Для чего необходимы указания по компенсации в распределительных сетях реактивной мощности?

Практическая работа №7. Контроль качества электроэнергии

Основные задачи и виды контроля качества электроэнергии

Основными задачами контроля КЭ являются:

1. Проверка соответствия показателей качества электроэнергии (ПКЭ) требованиям ГОСТ 13109-97.
2. Выяснения причин несоответствия ПКЭ ГОСТ.
3. Определение ущерба от несоблюдения требований к КЭ.

4. Выявление виновных в нарушении требований к отдельным ПКЭ и предъявление к ним экономических штрафных санкций.

Согласно ГОСТ 13109-97, при контроле ПКЭ устанавливаются следующие основные правила:

- длительность контроля большинства ПКЭ - не менее суток;
- установлены два вида норм ПКЭ: нормально допустимые и предельно допустимые;
- ПКЭ считаются соответствующими требованиям ГОСТ 13109-97, если их усредненные (интегрированные) оценки не выходят за предельно допустимые нормы, а в течение не менее 95 % времени каждых суток значения ПКЭ не выходят за пределы нормально допустимых значений.

В зависимости от целей, решаемых при контроле и анализе КЭ, измерения ПКЭ могут иметь четыре формы:

- диагностический контроль;
- инспекционный контроль;
- оперативный контроль;
- коммерческий учет.

Диагностический контроль КЭ — основной целью диагностического контроля на границе раздела электрических сетей потребителя и энергоснабжающей организации является обнаружение «виновника» ухудшения КЭ, определение допустимого вклада в нарушение требований стандарта по каждому ПКЭ, включение их в договор энергоснабжения, нормализация КЭ.

Диагностический контроль должен осуществляться при выдаче и проверке выполнения технических условий на присоединение потребителя к электрической сети, при контроле присоединения потребителя к электрической сети, при контроле договорных условий на электроснабжение, а также в тех случаях, когда необходимо определить долевого вклада в ухудшение КЭ группы потребителей, присоединенных к общему центру питания. Диагностический контроль должен быть периодическим и предусматривать кратковременные (не более одной недели) измерения ПКЭ. При диагностическом контроле измеряют как нормируемые, так и ненормируемые ПКЭ, а также токи и их гармонические и симметричные составляющие и соответствующие им потоки мощности.

Если результаты диагностического контроля КЭ подтверждают «виновность» потребителя в нарушении норм КЭ, то основной задачей энергоснабжающей организации совместно с потребителем является разработка и оценка возможностей и сроков выполнения мероприятий по нормализации КЭ. На период до реализации этих мероприятий на границе раздела электрических сетей потребителя и энергоснабжающей организации должны применяться оперативный контроль и коммерческий учет КЭ.

На следующих этапах диагностических измерений КЭ контрольными точками должны быть шины районных подстанций, к которым подключены кабельные линии потребителей. Эти точки представляют также интерес для контроля правильности работы устройств РПН трансформаторов, для сбора статистики и фиксации провалов напряжения и временных перенапряжений в электрической сети. Тем самым контролируется работа уже существующих средств обеспечения КЭ; синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и трансформаторов с устройствами РПН, обеспечивающих заданные диапазоны отклонений напряжения, а также работа средств защиты и автоматики в электрической сети.

Инспекционный контроль КЭ — осуществляется органами сертификации для получения информации о состоянии сертифицированной электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающей организации, о соблюдении условий и правил применения сертификата, с целью подтверждения того, что КЭ в течение времени действия сертификата продолжает соответствовать установленным требованиям.

Оперативный контроль КЭ — необходим в условиях эксплуатации в точках электрической сети, где имеются и в ближайшей перспективе не могут быть устранены

искажения напряжения. Оперативный контроль необходим в точках присоединения тяговых подстанций железнодорожного и городского электрифицированного транспорта, подстанций предприятий, имеющих ЭП с нелинейными характеристиками. Результаты оперативного контроля должны поступать по каналам связи на диспетчерские пункты электрической сети энергоснабжающей организации и системы электроснабжения промышленного предприятия.

Коммерческий учет ПКЭ — должен осуществляться на границе раздела электрических сетей потребителя и энергоснабжающей организации и по результатам его определяются скидки (надбавки) к тарифам на электроэнергию за ее качество.

Правовой и методической базой обеспечения коммерческого учета КЭ в электрических сетях являются Гражданский кодекс Российской Федерации (ГК РФ), ч.2, ГОСТ 13109-97, Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию (№449 от 28 декабря 1993г. Минюста РФ).

Коммерческий учет КЭ должен непрерывно осуществляться в точках учета потребляемой электроэнергии как средство экономического воздействия на виновника ухудшения КЭ. Для этих целей должны применяться приборы, совмещающие в себе функции учета электроэнергии и измерения ее качества. Наличие в одном приборе функций учета электроэнергии и контроля ПКЭ позволит совместить оперативный контроль и коммерческий учет КЭ, при этом могут применяться общие каналы связи и средства обработки, отображения и документирования информации АСКУЭ.

Приборы коммерческого учета КЭ должны регистрировать относительное время превышения нормально (T_n) и предельно (T) допустимых значений ПКЭ в точке контроля электроэнергии за расчетный период, которые определяют надбавки к тарифам для виновников ухудшения КЭ.

Требования стандарта к контролю качества электроэнергии

Контроль за соблюдением требований стандарта энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии должны осуществлять органы надзора и аккредитованные испытательные лаборатории по КЭ [1].

Контроль КЭ в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к системам общего назначения проводят энергоснабжающие организации (точки контроля выбираются в соответствии с нормативными документами). Периодичность измерений ПКЭ:

- для установившегося отклонения напряжения — не реже двух раз в год в зависимости от сезонного изменения нагрузок в распределительной сети центра питания, а при наличии автоматического встречного регулирования напряжения в центре питания не реже одного раза в год;
- для остальных ПКЭ — не реже одного раза в два года при неизменности схемы сети и ее элементов и незначительном изменении характера электрических нагрузок потребителя, ухудшающего КЭ.

Потребители электроэнергии, ухудшающие КЭ, должны проводить контроль в точках собственных сетей, ближайших к точкам общего присоединения указанных сетей к электрической сети общего назначения, а также на выводах приемников электрической энергии, искажающих КЭ.

Периодичность контроля КЭ устанавливает потребитель электрической энергии по согласованию с энергоснабжающей организацией.

Контроль КЭ, отпускаемой тяговыми подстанциями переменного тока в электрические сети напряжением 6-35 кВ, следует проводить:

- для электрических сетей 6-35 кВ, находящихся в ведении энергосистем, в точках присоединения этих сетей к тяговым подстанциям;
- для электрических сетей 6-35 кВ, не находящихся в ведении энергосистем, в точках, выбранных по согласованию между тяговыми подстанциями и потребителями электроэнергии, а для вновь строящихся и реконструируемых

(с заменой трансформаторов) тяговых подстанций — в точках присоединения потребителей электрической энергии к этим сетям.

Виды контроля качества электрической энергии

Существуют следующие виды контроля качества электрической энергии в зависимости от целей его проведения:

- *периодический контроль КЭ* - контроль, осуществляемый в целях управления КЭ, при котором поступление информации о контролируемых показателях и их оценка происходит периодически с интервалами, определяемыми организацией, осуществляющей контроль КЭ, но не реже пределов, установленных ГОСТ 13 109-97;
- при определении технических условий (ТУ), разрешений или иных документов на присоединение;
- при определении условий договора между энергоснабжающей организацией и потребителем;
- при допуске к эксплуатации электроустановок потребителей, ухудшающих КЭ;
- рассмотрение претензий продавца или покупателя электрической энергии к ее качеству проводится по постановлению судов при рассмотрении претензий к КЭ участвующих в споре сторон;
- сертификационные испытания КЭ проводятся с целью сертификации электрической энергии;
- инспекционный контроль качества сертифицированной электрической энергии - с целью проверки соответствия электрической энергии нормам ГОСТ 13109-97;
- испытания ЭЭ при осуществлении государственного надзора - испытания, проводимые органами государственного надзора с целью проверки соответствия ЭЭ установленным ГОСТ 13109-97 требованиям к ее качеству.

Контроль КЭ осуществляется аккредитованными испытательными лабораториями, органами государственного энергетического надзора и органами государственного надзора за соблюдением требований государственных стандартов при проведении сертификационных испытаний ЭЭ, арбитражных испытаниях ЭЭ, осуществлении инспекционного контроля за сертифицированной ЭЭ, а также при осуществлении государственного надзора за качеством электрической энергии и соблюдением обязательных требований государственных стандартов.

В процессе эксплуатации периодический контроль качества электрической энергии выполняется энергоснабжающими и энергопотребляющими организациями для проведения технологического контроля или иных видов контроля КЭ.

Влияние показателей качества электроэнергии на работу электропотребителей

Отклонение ПКЭ от нормативных или оптимальных значений проявляется в виде экономического ущерба у потребителей электрической энергии. Данный ущерб имеет электромагнитную и технологическую составляющие. Электромагнитная составляющая определяется в основном дополнительными потерями активной мощности и энергии и сокращением ресурса электрооборудования ввиду ускоренного старения изоляции. Технологическая составляющая ущерба связана с увеличением длительности производственного процесса, со снижением производительности электрооборудования и, следовательно, с увеличением удельного электропотребления на единицу произведенной продукции.

Различные ПКЭ оказывают неодинаковое влияние на режим работы потребителей и экономический ущерб при их нарушении. Рассмотрим данное влияние от отдельных ПКЭ.

Влияние установившихся отклонений напряжения

Установившиеся отклонения напряжения оказывают наиболее существенное влияние из всех ПКЭ на работу потребителей. Рассмотрим это влияние для различных электропотребителей.

Электрическое освещение. Ущерб при положительных отклонениях напряжения происходит из-за сокращения срока службы ламп. При бц. = 10% срок службы ламп сокращается примерно в 3 раза. Ущерб от пониженного отклонения напряжения связан со снижением производительности труда ввиду снижения освещенности.

Асинхронные двигатели. В асинхронных двигателях отклонения напряжения вызывают дополнительные потери активной мощности, дополнительное потребление реактивной мощности, сокращение срока службы изоляции, снижение производительности механизмов и увеличения удельного расхода электроэнергии ввиду увеличения длительности технологического процесса. При отрицательных значениях отклонений напряжения увеличение тока пропорционально снижению напряжения, а увеличение потерь активной мощности пропорционально квадрату снижения напряжения. В случае повышения напряжения на 1 % реактивная мощность, потребляемая асинхронным двигателем, увеличивается в среднем на 3 %. Следует отметить, что зависимость потерь активной и реактивной мощности от отклонений напряжения в значительной степени зависит от коэффициента загрузки двигателя.

Электротермическое оборудование. Снижение напряжения приводит к ухудшению температурного режима электротермического оборудования, увеличению продолжительности технологического процесса и перерасходу электроэнергии. Например, для дуговых сталеплавильных печей снижение напряжения на 5% приводит к снижению производительности печи на 10%.

Электролизное производство. В электролизном производстве отрицательные значения установившегося отклонения напряжения приводят к снижению производительности электролизных ванн и повышению удельных расходов электроэнергии. При снижении напряжения на 10% производительность электролизных ванн также снижается на 10 %.

Причины нарушения учета электроэнергии и неисправности индукционных счетчиков

Нарушения учета могут быть вызваны следующими причинами:

- несоблюдение нормальных условий работы счетчика;
- неисправность счетчика;
- неисправность измерительных трансформаторов;
- повышенная нагрузка измерительных трансформаторов;
- повышенное падение напряжения в цепях напряжения;
- неправильная схема включения счетчика;
- неисправность элементов вторичных цепей.

Неисправности счетчика при несоблюдении нормальных условий его работы.

Погрешности учета электроэнергии при нарушении правильного чередования фаз

При изменении чередования фаз магнитный поток одного вращающегося элемента частично попадает в поле другого вращающегося элемента. Поэтому в трехфазных двухдисковых счетчиках имеет место некоторое взаимное влияние вращающихся элементов, результатом которого является зависимость погрешности от чередования фаз. Счетчик регулируется и включается при прямом чередовании. Однако после ремонта силового оборудования чередование фаз может измениться, что вызывает увеличение погрешности при малых нагрузках (порядка 1% при нагрузке 10%).

Изменение чередования фаз может оказаться незамеченным, если в состав электроприемников не входят трехфазные двигатели.

Погрешности учета электроэнергии при несимметрии нагрузок

Несимметрия нагрузок в незначительной степени влияет на погрешность счетчика. Некоторое увеличение погрешности может иметь место при отсутствии нагрузки в одной фазе, что практически исключается. Выравнивание нагрузок по фазам преследует цель не только уменьшить потери, но и повысить точность учета. На трехэлементный счетчик несимметрия нагрузок не оказывает влияния.

Погрешности учета электроэнергии при наличии высших гармоник тока и напряжения

Несинусоидальная форма тока в основном определяется электроприемниками с нелинейной характеристикой. К ним, в частности, относятся газоразрядные лампы, выпрямительные установки, сварочные агрегаты и др.

Измерение электроэнергии при наличии высших гармоник производится с погрешностью, знак которой может быть как положительным, так и отрицательным.

При отклонении частоты на 1 Гц погрешность счетчика может достигать 0,5%. В современных энергосистемах номинальная частота поддерживается с большой точностью, и вопрос влияния частоты не имеет значения.

Погрешности учета электроэнергии при отклонении напряжения от номинальных значений

Существенное изменение погрешности счетчика возникает при отклонении напряжения от номинального более чем на 10%. Обычно приходится считаться с влиянием пониженного напряжения. При нагрузке счетчика менее 30% снижение напряжения приводит к изменению погрешности в отрицательную сторону из-за ослабления действия компенсатора трения. При нагрузках более 30% снижение напряжения приводит к изменению погрешности уже в положительную сторону. Это происходит из-за уменьшения тормозящего действия рабочего потока цепи напряжения.

Иногда счетчики с номинальным напряжением 380/220 В устанавливают в сети 220/127 или даже 100 В. Этого делать, нельзя по вышеуказанным причинам. Еще раз напомним, что номинальное напряжение счетчика должно соответствовать фактическому.

Погрешности учета электроэнергии при изменении тока нагрузки

Нагрузочная характеристика счетчика зависит от тока нагрузки. Диск счетчика начинает вращаться при нагрузке 0,5—1%. Однако в области нагрузок до 5% счетчик работает неустойчиво.

В диапазоне 5—10% счетчик работает с положительной погрешностью, объясняемой перекомпенсацией (компенсационный момент превышает момент трения). При дальнейшем увеличении нагрузки до 20% погрешность счетчика становится отрицательной из-за изменения магнитной проницаемости стали при малых токах последовательной обмотки.

С наименьшей погрешностью счетчик работает в пределах от 20 до 100% нагрузки.

Перегрузка счетчика до 120% приводит к возникновению отрицательной погрешности из-за эффекта торможения диска рабочими потоками. Эти погрешности регламентируются ГОСТ. При дальнейшей перегрузке отрицательная погрешность резко возрастает.

Что же касается погрешности трансформатора тока, то она зависит от первичного тока нагрузки в значительно меньшей степени. Практически приходится считаться с погрешностью в области нагрузок менее 5—10 и более 120%.

Для правильной оценки нагрузки необходимо снять несколько суточных графиков (в различные дни недели и времена года).

Изменение коэффициента мощности в пределах 0,7—1 не оказывает существенного влияния на погрешность счетчика. Электроустановки с более низким коэффициентом мощности не могут считаться удовлетворительными. При изменении температуры окружающей среды в большинстве случаев приходится считаться с влиянием отрицательной температуры. При отрицательной температуре около -15°C недоучет энергии может достигать 2—3%. Рост отрицательной погрешности объясняется, в основном, изменением магнитной проницаемости тормозного магнита. При более низких температурах в счетчиках, имеющих смазку опор, может произойти сгущение смазки. Тогда при нагрузке менее 50% погрешность счетчика резко возрастет.

Влияние на показание счетчика внешних магнитных полей

Для избегания влияния внешних магнитных полей счетчик не следует устанавливать вблизи сварочных агрегатов, мощных токопроводов и других источников значительных магнитных полей.

Влияние положения счетчика на точность его показаний

На точность учета влияет положение счетчика. Ось счетчика должна быть строго вертикальной. Отклонение более чем на 3° вносит дополнительную погрешность из-за изменения момента трения в опорах. Положение счетчика и плоскости, на которой он установлен, проверяется по трем координатным осям.

Другие причины неисправности индукционного счетчика

Неисправность счетчика может возникнуть внезапно под влиянием резко неблагоприятных воздействий. К ним могут относиться удары и сотрясения, длительные перегрузки, короткое замыкание на присоединении, грозовые и коммутационные перенапряжения.

Счетчик также может постепенно переходить в неисправное состояние до истечения межремонтного срока. В результате преждевременного износа, вызванного неблагоприятными условиями эксплуатации, появляются различные дефекты: коррозия постоянного магнита, сердечников электромагнитов и других металлических частей, засорение зазоров, в которых вращаются диски, сгущение смазки; ослабление крепления деталей.

Методы определения причины неисправности индукционного счетчика

Все неисправности счетчика обычно приводят к таким последствиям: остановка подвижной системы, завышенная погрешность, неправильная работа счетного механизма, самоход.

При неподвижном диске следует проверить наличие напряжения всех фаз на зажимах счетчика и значение тока в последовательных обмотках. Затем снимается векторная диаграмма. Если все измерения не выявили причину, то она кроется в неисправности счетчика.

Если имеются подозрения на большую погрешность счетчика, то необходимо произвести его контрольную поверку на месте установки. Поверка может производиться либо контрольным счетчиком, либо ваттметрами и секундомером. Применение образцового счетчика дает большую точность измерений.

Использование ваттметра и секундомера для определения погрешности счетчика возможно лишь в тех случаях, когда нагрузка неизменна во время измерений, либо она изменяется незначительно ($\pm 5\%$). Нагрузка должна быть не менее 10% номинальной. Если эти условия невыполнимы, счетчик следует снять и проверить его в лабораторных условиях.

Для контрольной поверки счетчика необходимо иметь механический секундомер и образцовые однофазные ваттметры класса 0,2 или 0,1 или трехфазный класса 0,2 или 0,5. Ваттметрами класса 0,2 можно поверять счетчики класса 2 и менее точные. Метрологические требования при этом будут удовлетворены. Применяя те же ваттметры для поверки счетчиков класса 1, необходимо вносить поправки, учитывающие погрешность образцовых приборов. Иногда включаются также два амперметра и два или три вольтметра.

Самоход счетчика приводит к завышенным показаниям, если нагрузка в какие-то периоды времени отсутствует. Проверить счетчик на отсутствие самохода можно путем отсоединения последовательных обмоток от предварительно закороченных токовых цепей.

Погрешности учета при неправильной схеме включения индукционного счетчика

Неправильная схема включения счетчика может иметь место в двух случаях: если во время первоначальной проверки была допущена ошибка (или такая проверка вообще ранее не выполнялась) и если в процессе эксплуатации в схему вносились изменения. Поэтому во всех случаях нарушения учета правильность включения необходимо проверить заново. К неисправностям элементов вторичных цепей относятся обрыв цепи напряжения или сгорание предохранителя на одной фазе, обрыв последовательной цепи. В большинстве

случаев неисправности приводят к бездействию одного вращающегося элемента. Неисправности легко выявляются путем измерений токов и напряжений на зажимах счетчика.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите основные задачи контроля качества электроэнергии?
2. Перечислите виды контроля качества электрической энергии?
3. Дайте характеристику диагностическому контролю.
4. Дайте характеристику инспекционному контролю.
5. Дайте характеристику оперативному контролю.
6. Дайте характеристику коммерческому учету показателей качества электроэнергии.
7. Как влияет установившееся отклонение напряжения на работу потребителей?
8. Как влияют показатели качества электроэнергии на работу электропотребителей?
9. Перечислите причины нарушения учета электроэнергии?
10. Укажите неисправности счетчика при несоблюдении нормальных условий его работы?

Практическая работа №8. Способы уменьшения потерь передаваемой электроэнергии

Введение

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны, задача состоит в определении их экономически обоснованного уровня.

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор свидетельствует о проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п.

Рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики в целом. Основными из них являются: тенденция к концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях; непрерывный рост нагрузок электрических сетей, связанный с естественным ростом нагрузок потребителей и отставанием темпов прироста пропускной способности сети от темпов прироста потребления электроэнергии и генерирующих мощностей.

В связи с развитием рыночных отношений в стране значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. Разработка методов расчета, анализа потерь электроэнергии и выбора экономически обоснованных мероприятий по их снижению ведется уже более 30 лет. В связи со сложностью расчета потерь и наличием существенных погрешностей, в последнее время особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии.

Методология определения нормативов потерь еще не установилась. Не определены даже принципы нормирования. Мнения о подходе к нормированию лежат в широком диапазоне - от желания иметь установленный твердый норматив в виде процента потерь до контроля за "нормальными" потерями с помощью постоянно проводимых расчетов по схемам сетей с использованием соответствующего программного обеспечения. По полученным нормам потерь электроэнергии устанавливаются тарифы на электроэнергию. Энергоснабжающие организации должны обосновывать уровень потерь

электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф, а энергетические комиссии - анализировать эти обоснования и принимать или корректировать их .

Нормирование потерь

Анализ зарубежного опыта показывает, что рост потерь электроэнергии в сетях – это объективный процесс для стран с кризисной экономикой и реформируемой энергетикой, признак имеющихся разрывов между платежеспособностью потребителей и тарифами на электроэнергию, показатель недостаточности инвестиций в сетевую инфраструктуру и систему учета электроэнергии, отсутствия полномасштабных автоматизированных информационных систем по сбору и передаче данных о полезном отпуске электроэнергии, структуре потоков электроэнергии по ступеням напряжения, балансам электроэнергии в электрических сетях [3].

В странах, где перечисленные факторы имеют место, потери электроэнергии в электрических сетях, как правило, высоки и имеют тенденцию к росту. Динамика потерь в отечественных электрических сетях за последние 10-12 лет показывает, что наша страна в этом смысле не является исключением.

Стоимость потерь – это часть затрат на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Известно, что часть потерь является технологическим расходом электроэнергии, необходимым для преодоления сопротивления сети и доставки потребителям выработанной на электростанциях электроэнергии. Этот технологически необходимый расход электроэнергии должен оплачиваться потребителем. Он-то, по существу, и является нормативом потерь.

Потери, обусловленные неоптимальными режимами работы электрической сети, погрешностями системы учета электроэнергии, недостатками в энергосбытовой деятельности, являются прямыми убытками энергоснабжающих организаций и, безусловно, должны снижаться.

Структура потерь

В основе норматива потерь лежат технические потери электроэнергии в электрических сетях, обусловленные физическими процессами передачи и распределения электроэнергии, определяемые расчетным путем и включающие «переменные» и условно-постоянные потери, а также нормативный расход электроэнергии на собственные нужды подстанций [2] .

В норматив потерь должны включаться:

- потери холостого хода в трансформаторах, батареях статических конденсаторов и статических компенсаторов, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК;
- потери на корону в линиях; расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- прочие обоснованные и документально подтвержденные условно-постоянные потери;
- нагрузочные переменные потери в электрических сетях;
- потери в связи с погрешностями приборов учета электроэнергии.



Рисунок 1. Структура потерь электроэнергии

Классификация мероприятий по снижающимся при их реализации структурным

составляющим потерь электроэнергии



Рис. 2. Классификация мероприятий

Все мероприятия можно условно распределить на пять групп:

группа 1: мероприятия, реализация которых приводит к снижению технических потерь электроэнергии;

группа 2: мероприятия, реализация которых приводит к снижению потерь, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета;

группа 3: мероприятия, реализация которых приводит к снижению коммерческих потерь электроэнергии;

группа 4: мероприятия, реализация которых приводит к снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии;

группа 5: мероприятия, реализация которых приводит к снижению коммерческих потерь и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета.

Можно подчеркнуть, что такое деление условно, но оно имеет право на существование. Для сетевых компаний с существенной долей сетей 10–0,38 кВ и большим количеством абонентов категорий «население» и «непромышленные потребители» наибольший эффект приносит реализация некоторых мероприятий группы 3, а также всех мероприятий групп 4 и 5. Для компаний с преобладающей долей сетей от 35 кВ и выше наиболее актуальными следует считать мероприятия групп 1 и 2, а также частично группы 5. Для сетевых организаций с протяженными замкнутыми сетями высокого напряжения, осуществляющих существенный транзит электроэнергии, особую важность представляют мероприятия группы 1 [2].

Этапы программы снижения потерь электроэнергии

В любом случае первый этап разработки комплексной многолетней программы снижения потерь электроэнергии следует начинать с детального анализа полного перечня мероприятий и выбора наиболее эффективных и приемлемых для специфики рассматриваемой организации.

Следующим важным моментом является необходимость определения так называемого относительного эффекта от реализации мероприятий. Дело в том, что при планировании мероприятий и расчете планового эффекта формируется величина абсолютного эффекта в кВт.ч. Но так как практически любая (во всяком случае крупная) сетевая организация реализовывала мероприятия по снижению потерь и в предыдущий отчетный период, то при определении суммарного эффекта на последующие годы необходимо считать и относительный эффект, причем желательно еще и по каждой структурной составляющей фактических потерь электроэнергии. Это можно сделать при помощи формулы:



(1)

где i – структурная составляющая потерь электроэнергии (1 – технические, 2 – коммерческие или 3 – потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета – см. рис. 1);

j – год, на который планируется реализация мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

$W_{эффj}$ – относительный эффект от реализации мероприятий по снижению потерь в году j по отношению к предшествующему году по i -й структурной составляющей потерь.

Тогда суммарный относительный эффект по всем трем структурным составляющим потерь можно определить, как:



(2)

Очередность мероприятий

Не все из представленных в перечне способов снижения потерь электроэнергии имеют одинаковую эффективность. Кроме того, возможности персонала сетевой компании также не безграничны. В силу указанных причин приходится расставлять приоритеты. Если рассмотреть компанию, на балансе которой имеются сети всех классов напряжения (от 0,38 кВ до 110 кВ и выше), то ранжировка мероприятий должна иметь примерно следующий вид (рис.3). Нумерация мероприятий, используемых в таблице соответствует группе мероприятий согласно рис.2 и номеру по используемому на рисунке списку.



Рис. 3. Ранжировка мероприятий по срокам реализации

Красным цветом выделены наиболее приоритетные с точки зрения эффективности мероприятия, реализовывать которые необходимо постоянно. Выполнение большей части этих мероприятий не требует дополнительных затрат и зависит от штатной структуры сетевой организации и от того, как поставлена в компании работа с персоналом. Вторая группа, выделенная синим, также позволяет существенно снизить потери, особенно вызванные ненормативными условиями работы комплексов учета электроэнергии. Но их реализация уже требует существенного вложения денег. Третья группа мероприятий (зеленый цвет) направлена в основном на развитие электросетей, повышение их надежности и улучшение качества электроэнергии. Так как сопутствующим эффектом этих мероприятий является снижение потерь электроэнергии (хотя и меньшее по сравнению с другими группами), то их тоже нужно предусматривать в долгосрочных перспективных планах развития сетевой компании, особенно учитывая наметившийся в последнее время рост нагрузок потребителей.

Наиболее важным обстоятельством при планировании деятельности по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях является построение некоей «вертикали власти» (в виде согласованного и утвержденного документа) всех участников данного процесса с четко прописанными механизмами ответственности задействованных предприятий и организаций, а также способами стимулирования персонала, занимающегося рассматриваемыми вопросами. Только при таком подходе можно ставить серьезные цели по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях, разрабатывать долгосрочную стратегию и получить близкий к ожидаемому, а иногда даже больший, результат.

Практическая работа №9. Тарифы на электроэнергию на оптовом и розничном рынках.

Рынок электроэнергии в настоящее время только формируется, вводя в эту сферу такие понятия, как менеджмент и маркетинг.

Анализ тарифных систем в электроэнергетике является одним из важнейших маркетинговых исследований и направлен на решение таких задач, как повышение конкурентоспособности на рынке, поддержание устойчивого финансового положения, быстрая адаптация к изменениям во внешней среде, минимизация рынка при обосновании инвестиционных решений, ценообразование на электроэнергию и услуги по электроснабжению.

Правильно сформированный тариф не только стимулирует спрос на электроэнергию, но и помогает сгладить противоречия между поставщиками, потребителями и властями региона. Конфликты интересов часто возникают из-за отсутствия эффективного взаимодействия энергоснабжающей организации и потребителей при разработке и реагировании тарифов.

Принципы ценообразования на электроэнергию

При разработке тарифов учитываются две основные технико-экономические особенности энергетического производства:

1. Совпадение во времени производства и потребления электроэнергии.
2. Неравномерность потребления в течение суток и на протяжении года.

При формировании тарифов на электроэнергию в регионе можно выделить три последовательных стадии:

- определение совокупной стоимости обслуживания и среднего тарифа;
- дифференциация тарифных ставок по группам и категориям потребителей в соответствии с издержками электроснабжения и расчет базовых (прейскурантных) тарифов;
- разработка специальных тарифов, направленных на реализацию определенных целей и отклоняющихся индивидуальных издержек электроснабжения.

Стоимость обслуживания потребителей региона

Совокупная стоимость обслуживания представляет собой необходимую валовую выручку энергокомпании в расчетном периоде; она включает суммарные текущие издержки и прибыль и является основой для определения среднего по региону тарифа. Для его расчета следует стоимость обслуживания разделить на объем электропотребления за расчетный период. Средние тарифы дифференцируются по регионам страны в зависимости от условия энергетического производства и характера электрических нагрузок.

В вертикально-интегрированной энергокомпании суммарные издержки обычно включают затраты на производство, передачу и распределение электроэнергии. Выделяются переменная составляющая издержек, которая зависит от объема производства, и постоянная, зависящая только от установленной мощности энергоустановок и стоимости основных фондов компании.

Постоянные издержки играют особую роль в электроэнергетике вследствие высокой капиталоемкости отрасли, необходимости создания пиковых и резервных мощностей и поддержания их в постоянной готовности к электроснабжению.

Состав постоянных и переменных издержек должен устанавливаться нормативными калькуляциями, утвержденными Федеральной энергетической комиссией. Для оптимизации издержек энергокомпании нормативный подход должен быть дополнен выбором поставщиков топлива, оборудования и ремонтных услуг исключительно на конкурсной основе.

Особая проблема — установление нормы прибыли в стоимости обслуживания. До сих пор прибыль в большинстве российских энерго-компаний рассчитывается по статьям расходов, которые компания собираются финансировать из прибыли. Очевидно, что такой метод формирования прибыли инициирует рост средних тарифов.

Решение проблемы состоит в переходе при разработке тарифов к норме прибыли на инвестируемый капитал. Норма прибыли должна быть достаточной, чтобы гарантировать финансовую устойчивость энергокомпании при необходимости привлекать дополнительный капитал.

Изложенные выше предложения по совершенствованию регулирования стоимости обслуживания в вертикально-интегрированной компании в совокупности позволяют оптимизировать среднерегиональный тариф на электроэнергию на более низком уровне и стабилизировать его динамику в перспективе.

Виды тарифов на электроэнергию

Базовый двухставочный тариф

Как отмечалось выше, постоянные издержки энергокомпании, обеспечивают создание генерирующих мощностей и поддержание их в готовности к несению нагрузки. Поэтому они называются еще «издержками на обеспечение мощности», или «издержками по нагрузке». В частности, к ним относятся амортизационные отчисления, расходы по эксплуатации и ремонту оборудования, некоторые налоги.

Указанные издержки, как же как и нормативная прибыль, служащая источником прироста основного капитала, должны оплачиваться всеми потребителями в независимости от режима электропотребления. Отсюда вытекает необходимость раздельного возмещения постоянных издержек (вместе с прибылью) и переменных затрат, (Вменяющихся пропорционально объему производства электроэнергии (это главным образом затраты на топливо)).

Следовательно, каждый потребитель оплачивает энергокомпании в расчетном периоде определенную часть постоянных издержек пропорционально абонируемой (заказанной) мощности и часть переменных пропорционально объему фактически потребленной электроэнергии. Так образуется тариф, состоящий из двух ставок: основной за 1 кВт мощности (нагрузки) потребителя и за 1 кВт-ч электроэнергии. Модель двухставочного тарифа является исходной, базовой для различных модификаций, в том числе для получения простого одноставочного тарифа.

Общая плата за электроэнергию при этой системе тарифа будет
Средняя стоимость 1 кВт-ч будет равна

В случае превышения установленной в договоре мощности, участвующей в максимуме ЭЭС, основная плата исчисляется по фактической мощности, но, как правило, в виде штрафа по повышенной ставке $a' > a$.

Рассмотренный тариф может предусматривать дифференцирование дополнительной платы со сниженной ставкой за энергию, потребленную в часы минимальных нагрузок ЭЭС (обычно в часы ночного провала графика). В этом случае платежи за электроэнергию определяются по выражению:

где W_n — энергия, потребленная в часы минимальных нагрузок ЭЭС; W — общее потребление энергии; b_1 — дополнительная плата за энергию, потребленную в часы минимальных нагрузок; $b_2 > b_1$ — дополнительная плата за энергию, потребленную в течение других часов суток.

Одноставочный тариф (тариф по счетчику электроэнергии) предусматривает плату T только за электроэнергию в киловатт-часах, учтенную счетчиками:

где T^1 — тарифная ставка за 1 кВт-ч потребленной электроэнергии; W_a — количество потребленной энергии, учтенной счетчиками.

Эта система тарифов широко используется при расчетах с населением и другими непромышленными потребителями.

При одноставочном тарифе плата растет пропорционально потреблению, что ведет к отрыву тарифа от стоимости обслуживания. Тем не менее, он применяется для населения и маломощных потребителей.

Дифференцированные тарифы. Основной принцип ценообразования: тарифы должны основываться на полных издержках электроснабжения, т. е. стоимости обслуживания. Эти издержки изменяются в достаточно широких пределах в зависимости от времени производства электроэнергии, условий энергоснабжения и энерготехнологических характеристик различных потребителей. Поэтому ставки платы должны дифференцироваться во временном разрезе, по группам и категориям потребителей, а также по видам электропотребляющих процессов.

Временная дифференциация тарифов вызвана неравномерностью электропотребления и заключается в применении ставок, различающихся по часовым зонам суток, дням недели и сезонам года. В часы ночного минимума нагрузки энергосистемы, когда имеются свободные мощности и прирост выработки возможен с наименьшими издержками, устанавливаются пониженные ставки платы за электроэнергию. Наоборот, в часы пиковых нагрузок предлагаются максимальные тарифы. Могут также применяться отдельные ставки платы за мощность для зон базовой и пиковой нагрузок суточного графика. В зависимости от характера годового графика нагрузки энергосистемы назначаются различные ставки для зимнего и летнего сезонов.

Все это требует определения постоянных и переменных издержек производства электроэнергии по зонам графиков нагрузок с учетом состава работающего оборудования. Расчет этих тарифов базируется на концепции краткосрочных предельных затрат — дополнительных затрат, необходимых для покрытия единицы прироста спроса в пределах существующей мощности электростанции и пропускной способности электрических сетей энергосистемы. Такой подход к тарифам на электроэнергию стимулирует увеличение потребления ее во внепиковые периоды, что, как известно, ведет к снижению общих издержек электроснабжения и средней цены.

Внутрисуточная дифференциация тарифных ставок потребует дополнительных затрат, связанных с организацией раздельного учета потребления электроэнергии. Поэтому важно четко определить ее цель. В первую очередь такие тарифы следует предлагать тем потребителям, которые имеют реальные возможности и изъявляют готовность снизить пиковую нагрузку или увеличить электропотребление в часы спада нагрузки (организация дополнительных смен в промышленности). Также они могут быть применены для энергоемких промышленных предприятий с равномерным графиком нагрузки в целях снижения среднего тарифа для таких потребителей. В тоже время нецелесообразно внедрение дифференцированных по зонам суток тарифов для потребителей, которые, в силу технологических ограничений или определенного стиля поведения, не могут и не собираются менять режим электропотребления.

Дифференциация по группам потребителей (промышленность, население, сельское хозяйство, транспорт и т. д.) обусловлена отраслевыми различиями в режимах электропотребления, объемах спроса на энергию и мощность, затратах в электрораспределении. Так, удельная стоимость обслуживания крупного промышленного потребителя с высоким коэффициентом нагрузки, получающего электроэнергию непосредственно от высоковольтной ЛЭП и имеющего собственную трансформаторную подстанцию, значительно отличается от издержек электроснабжения бытового потребителя с неравномерной в течение суток нагрузкой и потребностью в дорогих трансформаторах и низковольтной распределительной сети.

В целях более полного отражения в тарифах на электроэнергию дополнительных затрат энергокомпаний на повышение уровня надежности электроснабжения потребителям могут устанавливаться надбавки (скидки) к ставке платы за мощность (при двухставочном тарифе). Надбавки (скидки) устанавливаются для различных групп потребителей в соответствии с их классами надежности, определяемыми в зависимости от количества и характеристик источников и схем электроснабжения, а также ввода резервного питания.

Специальные тарифы разрабатываются в целях повышения энергоэффективности в потребительском секторе; финансовой поддержки отдельных потребителей; социальной защиты.

Специальные тарифы отличаются от рассмотренных выше, как правило, более индивидуальным подходом к потребителям, а также тем, что в процессе целевого регулирования допускается их отклонение от стоимости обслуживания. Например, для стимулирования энергосбережения тариф повышается с ростом электропотребления.

Тарифы управления энергоэффективностью. Такие тарифы могут быть предложены потребителям энергокомпаний в рамках программы управления спросом, а также регулируемыми органами в процессе реализации региональной энергетической стратегии. Один из подходов, направленных на либерализацию тарифной политики при усилении взаимодействия энергокомпаний с потребителями, состоит в следующем.

Для группы промышленных потребителей разрабатывается комплект моделей многоставочного тарифа на электроэнергию (тарифное меню), стимулирующих различные направления рационализации электропотребления в зависимости от энерготехнологических и функциональных характеристик потребителей. Каждый потребитель выбирает из предложенного набора наиболее приемлемую для себя модификацию. При этом учитываются такие факторы:

- прогноз роста объемов производства и электроемкости продукции;
- резервы экономии электроэнергии и повышения уровня электрификации;
- перспективные режимы электропотребления;
- возможности повышения коэффициента мощности в электросетях. После выбора тарифной модели потребитель заявляет ее энергокомпанию, что фиксируется в договоре.

Реализуя выбранную модель с помощью соответствующих проектов и мероприятий по рационализации, потребитель сам снижает для себя стоимость 1 кВт-ч энергии.

Тарифы финансовой поддержки. Применяются при неблагоприятной для энергетических предприятий-потребителей рыночной конъюнктуре, а также в кризисных ситуациях в экономике. В России эта проблема особенно актуальна для градообразующих промышленных предприятий.

В качестве одного из возможных вариантов можно использовать гибкий договорной тариф на электроэнергию, изменяющийся в зависимости от цены продукции предприятия-потребителя. Если цена снижается при сокращении спроса ниже определенного предела, снижается и тариф. Если цена на продукцию потребителя пошла вверх, то, начиная с некоторого уровня, растет и тариф. Таким образом, удастся согласовать интересы потребителя, энергокомпании и региона.

Социально ориентированные тарифы учитывают объемы электропотребления в разных по материальной обеспеченности группах населения, тип жилища, долю расходов на электроснабжение в семейном бюджете и т. д. В частности, цена на электроэнергию может возрасти с увеличением потребления, так как считается, что семьи с низким доходом имеют меньше электроприемников. Это стимулирует рост электропотребления в домах, где живут малообеспеченные семьи, в то время как потребители с большим объемом будут его сокращать.

Контрольные вопросы:

1. Назовите основные технико-экономические особенности энергетического производства?
2. Назовите стадии, которые можно выделить при формировании тарифов на электроэнергию в регионе?
3. Перечислите тарифы на электрическую энергию?
4. Укажите особенности базового двухставочного тарифа.
5. Укажите особенности одноставочного тарифа.
6. Дифференцированные тарифы. Их особенности.
7. Чем отличаются специальные тарифы от других тарифов?

Практическая работа №10. Документация и отчетность при реализации электроэнергии

Расчеты за потребляемую электроэнергию являются одной из основополагающих позиций договорных взаимоотношений между потребителями и энергоснабжающей организацией, учитывающих интересы обеих сторон.

Эти вопросы находятся в центре внимания на самом высоком государственном уровне и отражены в ряде законодательных правительственных документов, в том числе:

- в Законе Российской Федерации «Об энергосбережении» №28-ФЗ, принятом Государственной Думой 13 марта 1996 г., в котором указана необходимость обеспечения обязательного приборного учета всего объема производимых и потребляемых энергоресурсов;
- в статьях 541, 543 и 544 Гражданского кодекса, в котором подчеркивается, что количество переданной электрической энергии определяется в соответствии с данными приборов учета о ее фактическом потреблении и т.д.;
- в Законе Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», который устанавливает правовые основы обеспечения единства измерений в Российской Федерации;
- в Правилах учета электрической энергии (утв. Минтопэнерго РФ и Минстроем РФ 19, 26 сентября 1996 г.);

в Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), которая содержит основные положения по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, устанавливает требования к организации, составу и правилам эксплуатации систем учета электроэнергии и мощности.

Характеристика балансов электроэнергии

Прогнозируемый объем внутреннего электропотребления и значение сальдового перетока экспорта-импорта электроэнергии определяют необходимый объем производства электроэнергии.

В зоне централизованного электроснабжения России производство электроэнергии в отчетном 2010 году составило 1000,52 млрд кВт.ч, прирост к предыдущему году составил 5,1 %. Согласно прогнозу в 2020 году объем производства электроэнергии должен увеличиться до 1260,64 млрд кВт.ч, при этом среднегодовой прирост показателя за период с 2011 года составляет 2,1%; в 2030 году - до 1521,23 млрд кВт.ч, среднегодовой прирост за период с 2021 года -1,9%.

Общий прирост необходимого производства электроэнергии в 2020 году по сравнению с отчетным 2010 годом составит 260,12 млрд кВт.ч, в том числе за счет роста экспортной составляющей (сальдо перетока) - на 31,63 млрд кВт.ч (с 15,77 млрд кВт.ч в 2010 году до 47,4 млрд кВт.ч в 2020 году).

К 2030 году за 10-летний период (2021—2030 годы) прирост необходимого объема производства электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России составит 260,59 млрд кВт.ч. Рост экспортной составляющей при этом заданный период оценивается в размере 4,8 млрд кВт.ч (в 2030 году -52,2 млрд кВт.ч). Таким образом, средние темпы роста необходимого производства электроэнергии в этот период частично снижаются за счет уменьшения роста величины экспорта.

Сводные балансы электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения России и в ОЭС на 2015—2020—2025—2030 годы представлены в таблицах 2.3.2.1 — 2.3.2.11.

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях учтена среднемноголетней величиной. Для ОЭС Сибири и ОЭС Востока, имеющих в структуре генерирующих мощностей большую долю ГЭС, выполнен также расчет на маловодные условия. Сокращение выработки электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока вследствие маловодных условий требует увеличения выработки на ТЭС. В 2020 году потребность в дополнительной выработке на ТЭС в ОЭС Сибири составляет 9,35 млрд кВт.ч, в ОЭС Востока — 3,25 млрд кВт.ч. В 2030 году дополнительная потребность в выработке на ТЭС в ОЭС Сибири составляет 11,23 млрд кВт.ч, в ОЭС Востока —3,61 млрд кВт.ч.

Выработка электроэнергии на атомных электростанциях учтена их базисной загрузкой в течение 7000—"500 часов/год для новых АЭС (порядка 3500 часов/год в первый год эксплуатации). В период до 2017 года при определении выработки электроэнергии на действующих АЭС учтены графики ремонтов энергоблоков и коэффициенты на неплановое снижение мощности, зависящие от типа энергоблока.

Объем производства электроэнергии ВИЭ (возобновляемыми источниками электроэнергии) определен исходя из следующих положений:

- ветровыми электростанциями, БиоТЭЦ и геотермальными электростанциями — исходя из числа часов использования установленной мощности в течение 1000—2500 часов год, 4000—5000 часов/год и 5300—6200 часов год соответственно;

- малыми ГЭС — на основании показателей среднемноголетней выработки электроэнергии малых ГЭС — аналогов, действующих или находящихся в стадии проектных разработок и расположенных в конкретных регионах.

Требуемый годовой объем производства электроэнергии на ТЭС для обеспечения баланса электроэнергии в целом в зоне централизованного электроснабжения России составляет 864,4 млрд кВт.ч в 2020 году и увеличивается до 969,0 млрд кВт.ч в 2030 году. При этом годовая загрузка ТЭС характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в целом по зоне централизованного электроснабжения России в период до 2020 года изменяется в диапазоне 4400—4700 часов/год. При этом в ОЭС Северо-Запада число часов использования установленной мощности будет составлять порядка 3500— 4300 часов/год, в ОЭС Центра - 3700—4200 часов год в ОЭС Юга - 3900—

4600 часов/год, в ОЭС Средней Волги- 3900—4800 часов/год, в ОЭС Урала- 5100— 5600 часов/год, в ОЭС Сибири - 4800—5400 часов/год и в ОЭС Востока - 3900—4800 часов/год

В последующий период с ростом потребности в электроэнергии и снижением избытков мощности в балансах энергообъединений нагрузка ТЭС увеличится, и число часов использования установленной мощности ТЭС возрастет к 2030 году в целом по зоне централизованного электроснабжения России до 4900 часов/год

В ОЭС Северо - Запада оно оценивается 4700 часов/год, в ОЭС Центра — 4200 часов/год, в ОЭС Средней Волги— 4500 часов/год в ОЭС Юга —4300 часов/год, в ОЭС Урала — 5600 часов/год, в ОЭС Сибири — 5200 часов/год и в ОЭС Востока — 5400 часов/год.

При этом увеличение нормативного резерва мощности за счет учета температурного фактора при прохождении максимума нагрузки приводит к сокращению годовой загрузки ТЭС в 2030 году в целом в зоне централизованного электроснабжения России примерно на 200—250 часов.

Контрольные вопросы

1. Перечислите законы в которых отражены основополагающих позиции договорных взаимоотношений между потребителями и энергоснабжающей организацией, учитывающих интересы обеих сторон?
2. Какими положениями определяется объем производства электроэнергии ВИЭ?

8. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

8.1. Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины

8.1.1. Перечень основной литературы:

1. Поликарпова, Т.И. Экономика и организация электроэнергетического производства [Электронный ресурс]: учебное пособие / Т.И. Поликарпова, В.А. Финоченко; Министерство образования и науки Российской Федерации, Сибирский Федеральный университет. - Красноярск: СФУ, 2017. - 88 с. : Режим доступа:

<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=497453>.

2. Гусева, Н. В. Экономика энергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Гусева, С. В. Новичков. — Электрон. текстовые данные. — Саратов : Ай Пи Ар Медиа, 2019. — 198 с. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/82568.html>.

8.1.2. Перечень дополнительной литературы:

1 Электрические машины [Электронный ресурс] : сборник задач / В. И. Парамонов. — Электрон. текстовые данные. — М. : Московская государственная академия водного транспорта, 2015. — 72 с. — 2227-8397. — Режим доступа:

<http://www.iprbookshop.ru/46905.html>

8.2. Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические рекомендации для подготовки к практическим работам.
2. Методические рекомендации по организации самостоятельной работы студентов.

8.3. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. <http://www.biblioclub.ru> -ЭБС "Университетская библиотека онлайн"

2. <http://www.iprbookshop.ru/> - Электронно- библиотечная система IPRbooks

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «ОСНОВЫ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Содержание

Введение

- 1 Общая характеристика самостоятельной работы обучающегося при изучении дисциплины «ОСНОВЫ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»
- 2 План-график выполнения самостоятельной работы
- 3 Контрольные точки и виды отчетности по ним
- 4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала
- 5 Список рекомендуемой литературы.

Введение

Самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента.

Ведущая цель организации и осуществления СРС должна совпадать с целью обучения студента – подготовкой бакалавра с высшим образованием. При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности.

Целью самостоятельной работы студентов является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

**Общая характеристика самостоятельной работы обучающегося при изучении
дисциплины «ОСНОВЫ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»**

Самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения. В связи с этим, обучение в ВУЗе включает в себя две, практически одинаковые по объему и взаимовлиянию части – процесса обучения и процесса самообучения. Поэтому СРС должна стать эффективной и целенаправленной работой студента.

К современному специалисту общество предъявляет достаточно широкий перечень требований, среди которых немаловажное значение имеет наличие у выпускников определенных способностей и умения самостоятельно добывать знания из различных источников, систематизировать полученную информацию, давать оценку конкретной финансовой ситуации. Формирование такого умения происходит в течение всего периода обучения через участие студентов в практических занятиях, выполнение контрольных заданий и тестов, написание курсовых и выпускных квалификационных работ. При этом самостоятельная работа студентов играет решающую роль в ходе всего учебного процесса.

Ведущая цель организации и осуществления СРС должна совпадать с целью обучения студента – подготовкой специалиста и бакалавра с высшим образованием. При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности.

Формы самостоятельной работы студентов разнообразны. В соответствии с рабочей программой дисциплины предусмотрены следующие виды самостоятельной работы студента:

- самостоятельное изучение литературы;
- самостоятельное решение задач.

Цель самостоятельного изучения литературы – самостоятельное овладение знаниями, опытом исследовательской деятельности.

Задачами самостоятельного изучения литературы являются:

- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов.

Цель самостоятельного решения задач - овладение профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю будущей деятельности.

Задачами самостоятельного решения задач являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений.

Целью самостоятельного выполнения контрольной работы по дисциплине является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности.

Задачами данного вида самостоятельной работы студента являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании контрольной работы.

В результате освоения дисциплины формируются следующий перечень планируемых результатов обучения по дисциплине, соотнесённых с планируемыми результатами освоения образовательной программы:

Код, формулировка компетенции	Код, формулировка индикатора	Планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю), характеризующие этапы формирования компетенций, индикаторов
ПК-2 Способен анализировать режимы работы систем электроснабжения объектов	ИД-4 _{ПК-2} Демонстрирует понимание принципов функционирования рынков электрической энергии и мощности, рынка системных услуг.	Знает: основы организация современной энергетики России и ее роль в развитии экономики страны; основные понятия экономики: основные и оборотные средства, трудовые ресурсы, себестоимость и издержки, показатели эффективности инвестиции. Умеет: проводить технико-экономическое обоснование выбора варианта строительства или реконструкции системы электроснабжения. Владеет: навыками оценки эффективности капитальных вложений.

План-график выполнения самостоятельной работы

Коды реализуемых компетенций, индикатора(ов)	Вид деятельности студентов	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
			СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
8 семестр очно					
ПК-2 ИД-4 ПК-2	Самостоятельное изучение литературы по темам №1-18	Собеседование	23,94	2,66	26,6
	Подготовка к лекциям	Собеседование	4,86	0,54	5,4
	Подготовка к практическим работам	Собеседование	36	4	40
Итого:			64,8	7,2	72
9 семестр заочно					
ПК-2 ИД-4 ПК-2	Самостоятельное изучение литературы по темам №1-18	Собеседование	84,78	9,42	94,2
	Подготовка к лекциям	Собеседование	0,54	0,06	0,6
	Подготовка к практическим работам	Собеседование	1,08	0,12	1,2
Итого:			86,4	9,6	96

Контрольные точки и виды отчетности по ним

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество вобаллов
8 семестр			
1.	Практическое занятие № 2	6 неделя	25
2.	Практическое занятие № 5	10 неделя	15
3.	Практическое занятие № 8	16 неделя	15
	Итого за 8 семестр		55

Максимально возможный балл за весь текущий контроль Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным 55. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80
Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Самостоятельная работа студента начинается с внимательного ознакомления с содержанием учебного курса.

Изучение каждой темы следует начинать с внимательного ознакомления с набором вопросов. Они ориентируют студента, показывают, что он должен знать по данной теме. Вопросы темы как бы накладываются на соответствующую главу избранного учебника или учебного пособия. В итоге должно быть ясным, какие вопросы темы учебного курса и с какой глубиной раскрыты в конкретном учебном материале, а какие вообще опущены. Требуется творческое отношение и к самому содержанию дисциплины.

Вопросы, составляющие ее содержание, обладают разной степенью важности. Есть вопросы, выполняющие функцию логической связки содержания темы и всего курса, имеются вопросы описательного или разъяснительного характера, а также исторического экскурса в область изучаемой дисциплины. Все эти вопросы не составляют сути понятийного, концептуального содержания темы, но необходимы для целостного восприятия изучаемых проблем.

Изучаемая дисциплина имеет свой категориально-понятийный аппарат. Научные понятия — это та база, на которой строится каждая наука. Понятия — узловые, опорные пункты как научного, так и учебного познания, логические ступени движения в учебе от простого к сложному, от явления к сущности. Без ясного понимания понятий учеба крайне затрудняется, а содержание приобретенных знаний становится тусклым, расплывчатым.

Студент должен понимать, что самостоятельное овладение знаниями является главным, определяющим. Высшая школа создает для этого необходимые условия, помогает будущему высококвалифицированному специалисту овладеть технологией самостоятельного производства знаний.

В самостоятельной работе студентам приходится использовать литературу различных видов: первоисточники, монографии, научные сборники, хрестоматии, учебники, учебные пособия, журналы и др. Изучение курса предполагает знакомство студентов с большим объемом научной и учебной литературы, что, в свою очередь, порождает необходимость выработки у них рационально-критического подхода к изучаемым источникам.

Чтобы не «утонуть» в огромном объеме рекомендованных ему для изучения источников, студент, прежде всего, должен научиться правильно их читать. Правильное чтение рекомендованных источников предполагает следование нескольким несложным, но весьма полезным правилам.

Предварительный просмотр книги включает ознакомление с титульным листом книги, аннотацией, предисловием, оглавлением. При ознакомлении с оглавлением необходимо выделить разделы, главы, параграфы, представляющие для вас интерес, бегло их просмотреть, найти места, относящиеся к теме (абзацы, страницы, параграфы), и познакомиться с ними в общих чертах.

Научные издания сопровождаются различными вспомогательными материалами — научным аппаратом, поэтому важно знать, из каких основных элементов он состоит, каковы его функции.

Знакомство с книгой лучше всего начинать с изучения аннотации — краткой характеристики книги, раскрывающей ее содержание, идейную, тематическую и жанровую направленность, сведения об авторе, назначение и другие особенности. Аннотация помогает составить предварительное мнение о книге.

Глубже понять содержание книги позволяют вступительная статья, в которой дается оценка содержания книги, затрагиваемой в ней проблематики, содержится информация о жизненной и творческой биографии автора, высказываются полемические замечания, разъясняются отдельные положения книги, даются комментарии и т.д. Вот почему знакомство с вступительной статьей представляется очень важным: оно помогает студенту

сориентироваться в тексте работы, обратить внимание на ее наиболее ценные и важные разделы.

Той же цели содействует знакомство с оглавлением, предисловием, послесловием. Весьма полезными элементами научного аппарата являются сноски, комментарии, таблицы, графики, списки литературы. Они не только иллюстрируют отдельные положения книги или статьи, но и сами по себе являются дополнительным источником информации для читателя.

Если читателя заинтересовала какая-то высказанная автором мысль, не нашедшая подробного освещения в данном источнике, он может обратиться к тексту источника, упоминаемого в сноске, либо к источнику, который он может найти в списке литературы, рекомендованной автором для самостоятельного изучения.

Существует несколько форм ведения записей:

— план (простой и развернутый) — наиболее краткая форма записи прочитанного, представляющая собой перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. Развернутый план представляет собой более подробную запись прочитанного, с детализацией отдельных положений и выводов, с выпиской цитат, статистических данных и т.д. Развернутый план — неоценимый помощник при выступлении с докладом на конкретную тему на семинаре, конференции;

— тезисы — кратко сформулированные положения, основные положения книги, статьи. Как правило, тезисы составляются после предварительного знакомства с текстом источника, при его повторном прочтении. Они помогают запомнить и систематизировать информацию.

Составление конспектов

Большую роль в усвоении и повторении пройденного материала играет хороший конспект, содержащий основные идеи прочитанного в учебнике и услышанного в лекции. Конспект — это, по существу, набросок, развернутый план связного рассказа по основным вопросам темы.

В какой-то мере конспект рассчитан (в зависимости от индивидуальных особенностей студента) не только на интеллектуальную и эмоциональную, но и на зрительную память, причем текст конспекта нередко ассоциируется еще и с текстом учебника или записью лекции. Поэтому легче запоминается содержание конспектов, написанных разборчиво, с подчеркиванием или выделением разрядкой ключевых слов и фраз.

Самостоятельно изученные темы предоставляются преподавателю в форме конспекта, по которому происходит собеседование. Теоретические темы курса (отдельные вопросы), выносимые на самостоятельное изучение, представлены ниже.

Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины

Перечень основной литературы:

1. Поликарпова, Т.И. Экономика и организация электроэнергетического производства [Электронный ресурс]: учебное пособие / Т.И. Поликарпова, В.А. Финоченко; Министерство образования и науки Российской Федерации, Сибирский Федеральный университет. - Красноярск: СФУ, 2017. - 88 с. : Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=497453>.
2. Гусева, Н. В. Экономика энергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Гусева, С. В. Новичков. — Электрон. текстовые данные. — Саратов : Ай Пи Ар Медиа, 2019. — 198 с. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/82568.html>.

Перечень дополнительной литературы:

- 1 Электрические машины [Электронный ресурс] : сборник задач / В. И. Парамонова. — Электрон. текстовые данные. — М. : Московская государственная академия водного транспорта, 2015. — 72 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/46905.html>

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические рекомендации для подготовки к практическим работам.
2. Методические рекомендации по организации самостоятельной работы студентов.

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. <http://www.biblioclub.ru> -ЭБС "Университетская библиотека онлайн"
2. <http://www.iprbookshop.ru/> - Электронно- библиотечная система IPRbooks