

Предисловие

В период перестройки хозяйственного механизма в нашей стране произошли серьезные изменения в вопросах организации и управления электрохозяйствами. Упразднены отраслевые управления главного механика и главного энергетика, были реформированы общесоюзные и отраслевые ремонтные организации, распалась система централизованного снабжения предприятий и организаций оборудованием, прекратило существование большинство межхозяйственных объединений «Агропромэнерго», резко ухудшилось информационное обеспечение энергослужб, устарела нормативная база для планирования и эффективного проведения эксплуатационных работ.

Сегодня предприятия и организации самостоятельно несут ответственность за планирование и организацию технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования, обеспечивают надежное электроснабжение потребителей, занимаются формированием резервного фонда и решают многие другие задачи в условиях рыночной экономики.

В учебном пособии рассмотрен широкий спектр вопросов, связанных с организационными структурами электротехнических служб их функциональными задачами, планированием и проведением эксплуатационных мероприятий, расчетом численности персонала, его обучением, улучшением условий оплаты труда и т. д. Значительный объем материала посвящен вопросам проведения энергосберегающих мероприятий в практике работы электрохозяйств. В настоящее время эта задача является одной из приоритетных в масштабах нашей страны.

При написании пособия авторы учли накопленный опыт проведения эксплуатационных мероприятий в электрохозяйствах, результаты собственных исследований по данной проблематике, весьма скудный перечень имеющейся технической литературы в данной области и значительное количество нормативных и директивных публикаций в интернет-источниках.

В работе над книгой авторы придерживались позиции, что выпускник вуза электроэнергетического профиля помимо технических знаний должен иметь четкое представление об особенностях построения и функционирования электрохозяйств, возможностях повышения эффективности их работы, модернизации электрохозяйства, энергетического менеджмента и по другим важным направлениям деятельности таких подразделений в условиях рыночных отношений.

1 Организация обслуживания оборудования электрохозяйства

1.1 Формы организации эксплуатации электрооборудования

Электрохозяйство – комплекс зданий и сооружений, электроустановок, ремонтных средств по обслуживанию электрооборудования. Электроустановки предприятий, организаций и учреждений могут содержать внешние и внутренние электрические сети, источники питания, электроприемники. Обслуживает оборудование электрохозяйства специально подготовленный, квалифицированный персонал.

В зависимости от объема электротехнического, теплотехнического, холодильного, сантехнического, газового оборудования, средств автоматизации и связи на предприятии электротехническая служба (ЭТС) может быть организована как самостоятельное подразделение или как структурная часть энергослужбы. На крупных предприятиях, как правило, создаются энергослужбы, отделы главного энергетика (ОГЭ). Нормативный документ [9] также рассматривает управление электрохозяйством как составную часть управления энергохозяйством предприятия. С целью определения роли и места электротехнической службы на предприятии рассмотрим организационную структуру энергослужбы. В зависимости от номенклатуры используемого оборудования и объема работ она может быть различной. В качестве примера на рисунке 1.1 приведен возможный вариант ОГЭ промышленного предприятия.



Рисунок 1.1 – Организационная структура ОГЭ (вариант)

Как видим, ЭТС занимает одно из центральных мест в структуре энергослужбы предприятия. В различных отраслях хозяйства это структурное подразделение может иметь различное наименование: электротехническая служба, электроцех, электротехническое бюро. В дальнейшем для простоты изложения материала ограничимся общим названием – электротехническая служба. Для эффективного обслуживания и ремонта электроустановок и обеспечения оперативного управления оборудованием электрохозяйства в составе ЭТС необходимо иметь: службу эксплуатации, оперативно-диспетчерскую группу, службу (участок) КИП и А, лабораторию, бюро (инженера) энергоконтроля и другие подразделения. Ведущая роль ЭТС в системе энергослужбы определяется не только составом подразделений, занимающихся эксплуатацией электрооборудования, но и рядом других причин: значительной долей электротехнического оборудования в общем объеме эксплуатируемых установок, жесткими требованиями по технике безопасности, значительным энергосберегающим эффектом при проведении соответствующих мероприятий в электроустановках, а также требованием нормативного документа [9] о назначении лица ответственного за электрохозяйство.

На каждом предприятии (в организации или учреждении) для непосредственного выполнения функций по организации эксплуатации электроустановок приказом руководителя должно назначаться лицо, ответственное за электрохозяйство, а также лицо его замещающее. Эти лица назначаются из числа инженерно-технических работников, имеющих квалификационную группу по электробезопасности не ниже IV.

При наличии энергослужбы на предприятии, как правило, функции ответственного за электрохозяйство возлагаются на главного энергетика или заместителя главного энергетика по электроснабжению. Ответственный за электрохозяйство руководствуется правовыми и нормативно-техническими документами, действующими в электроэнергетических организациях. Он подчиняется в организационных вопросах руководителю организации, а по техническим вопросам – главному инженеру и несет ответственность за организацию эксплуатации электроустановок в целом по предприятию в границах, определенных соответствующими актами разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон. Ответственный за электрохозяйство проходит очередную и внеочередную проверки знаний по технике безопасности в комиссии органа Ростехнадзора.

По представлению ответственного за электрохозяйство генеральный директор предприятия может назначить ответственных за электрохозяйство структурных подразделений. Ответственный за электрохозяйство структурного подразделения отвечает за организацию обслуживания электроустановок подразделения и в отношении эксплуатации подчинен от-

ветственному за электрохозяйство предприятия, который осуществляет техническое руководство и контроль за его работой. Взаимоотношения и распределение обязанностей между ответственными за электрохозяйство структурных подразделений и ответственным за электрохозяйство предприятия должны быть отражены в их должностных инструкциях и определены соответствующими актами между структурами. При отсутствии ответственных лиц в структурных подразделениях независимо от их территориального расположения ответственность за электрохозяйство структурных подразделений несет ответственный за электрохозяйство головного предприятия.

Для потребителей электрической энергии, не занимающихся производственной деятельностью, электрохозяйство которых включает в себя только вводное распределительное устройство, осветительные установки, переносные установки напряжением не более 1000 В Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП) предусматривают возможность возложения ответственности за безопасную эксплуатацию электроустановок на руководителя потребителя по письменному согласованию разрешения с органом Ростехнадзора.

Специфической формой организации эксплуатации электрооборудования в сельском хозяйстве являются межхозяйственные объединения «Агропромэнерго», созданные в СССР в доперестроечный период и возрождаемые в настоящее время. При такой форме обслуживания электрооборудования в районе создается мощная эксплуатационная организация, обладающая соответствующей материальной базой и людскими ресурсами для эффективной эксплуатации электрооборудования. В хозяйствах при этом создаются эксплуатационные участки, выполняющие весь комплекс работ по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок на договорной основе. В составе таких организаций имеются: мощная мастерская в районе, монтажные и пусконаладочные лаборатории, комбинат по подготовке электромонтеров и переподготовке персонала. Объединение обычно располагает достаточным резервом людей и техники для оперативного устранения аварийных ситуаций в электроустановках.

Непосредственно форма обслуживания электрооборудования на данном предприятии зависит от его количества и сложности, обеспеченности предприятия квалифицированными кадрами, наличия необходимых технических средств в составе ремонтно-обслуживающей базы, а также территориального расположения объектов. Существует несколько форм обслуживания и ремонта электрооборудования: индивидуальная – весь комплекс работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту выполняет персонал ЭТС; смешанная – часть оборудования эксплуатирует персонал предприятия, а другая часть передается на обслуживание сторонним организациям на договорной основе; комплексная – все операции

по эксплуатации электрооборудования выполняются на договорной основе специализированными организациями. Капитальный ремонт сложного оборудования электрохозяйства такого как электропривод, сложные системы управления технологическими установками и др. преимущественно должен выполняться специализированными организациями.

1.2 Структура построения и задачи, решаемые электротехнической службой

1.2.1 Варианты организационных структур электротехнических служб

Организационная структура ЭТС может быть реализована в нескольких вариантах: функциональная, территориальная, гибкая.

Функциональная структура ЭТС. В основе функциональной структуры построения ЭТС, показанной на рисунке 1.2, лежит принцип распределения исполнителей и материально-технических ресурсов по видам выполняемых работ или функций (техническое обслуживание, текущий ремонт, оперативное обслуживание, контроль потребления электроэнергии). При этом более полно используется дорогостоящее оборудование и индивидуальное мастерство исполнителей, снижается потребность в кадрах высокой квалификации.

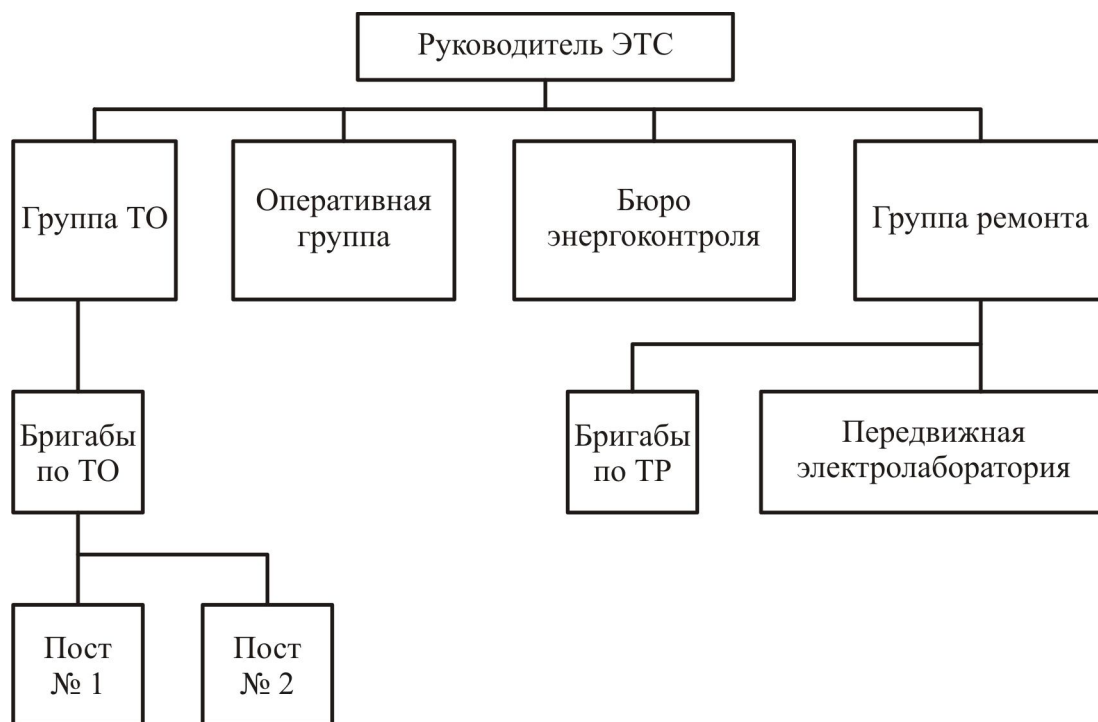


Рисунок 1.2 – Упрощенная структурная схема ЭТС функционального типа

Вместе с тем существенно увеличиваются транспортные расходы (потеря времени на переезды может составить до 25 % рабочего времени). Но главный недостаток заключается в снижении ответственности исполнителей за качество производимых работ и техническое состояние электрооборудования.

Как видно из приведенной схемы, ЭТС включает в себя ряд подразделений, оснащенных соответствующими ремонтно-обслуживающими средствами для выполнения тех или иных эксплуатационных мероприятий. Так, группа технического обслуживания должна проводить плановые технические обслуживания электрооборудования в местах его установки. Персонал группы подразделяется на бригады, каждая из которых закреплена за определенным участком работы. Члены бригады распределяются по монтерским пунктам, где оборудованы посты электрика.

Руководство бригадой обычно выполняет опытный электромонтер, имеющий более высокий разряд, а при равных разрядах – более высокую форму допуска по электробезопасности. В обязанности бригадира кроме основной работы входят: контроль работы электромонтеров; учет расхода материалов и запасных частей; обеспечение персонала бригады необходимым инструментом и приспособлениями; контроль за состоянием защитных средств и соблюдением персоналом правил электробезопасности, а также ведение технической документации.

Группа ремонта должна выполнять работы по текущему ремонту электрооборудования, как в местах его установки, так и в стационарных условиях. Помимо этого, электротехнический персонал группы занимается вопросами наладки и консервации электрооборудования, комплектованием и отправкой изделий в капитальный ремонт на специализированные предприятия. Электромонтеры группы подразделяются на две бригады:

- бригада по текущему ремонту электрооборудования на пункте текущего ремонта (ПТР);
- бригада по текущему ремонту, наладке и испытаниям электрооборудования в местах его установки.

Бригада по текущему ремонту электрооборудования на ПТР имеет соответствующее технологическое оборудование и проводит необходимый объем работ по ремонту в стационарных условиях. При этом может выполняться ряд мероприятий по повышению надежности электрооборудования, например, пропитка обмоток лаком и другие работы. Обычно до 60 ... 70 % электрооборудования проходит текущий ремонт в стационарных условиях и 30 ... 40 % – на месте установки.

В обязанности бригады по ремонту электрооборудования в местах его установки входит:

- проведение текущих ремонтов в плановом порядке;

- демонтаж оборудования, подлежащего текущему ремонту в стационарных условиях, доставка его на ПТР и к месту эксплуатации после ремонта;
- установка на рабочее место, наладка, проверка работоспособности;
- сбор, комплектация и доставка оборудования на специализированные предприятия или приемные пункты для проведения капитального ремонта.

Для выполнения этих работ бригада обеспечивается передвижной электролабораторией.

В обязанности оперативной (дежурной) группы входит:

- прием заявок с отдельных объектов предприятия на обслуживание и ремонт;
- производство необходимых отключений и переключений в электроустановках предприятия;
- устранение мелких неисправностей в электрооборудовании, возникающих в процессе эксплуатации, с проведением необходимых проверок и настроек;
- контроль выполнения производственными рабочими правил эксплуатации электрооборудования.

Оперативно-диспетчерское управление электрохозяйством в границах эксплуатационной ответственности осуществляется силами оперативного персонала ЭТС предприятия прошедшего специальную подготовку в соответствии с требованиями действующих нормативных документов [7, 9]. Количество оперативного персонала и сменность работы определяются ответственным за электрохозяйство.

Взаимоотношения персонала различных уровней диспетчерского управления регламентируются в соответствующих эксплуатационных инструкциях, согласованных и утвержденных в установленном порядке.

Оперативное управление осуществляется из специально оборудованного электротехнического помещения, укомплектованного соответствующим объемом технической документации, включая местные инструкции по предотвращению и ликвидации аварий, защитными средствами, приборами и оборудованием.

При отсутствии вызовов персонал оперативной группы занимается ремонтом электрооборудования в стационарных условиях.

Бюро энергоконтроля решает вопросы рационального использования электроэнергии на предприятии.

В отдельных случаях при наличии достаточного объема работ по обслуживанию и ремонту КИП и А в составе ЭТС может быть создана отдельная группа по обслуживанию и ремонту таких устройств.

Территориальная структура ЭТС. Перечисленные недостатки функциональной структуры устраняются при использовании территори-

альной структуры, при применении которой специалисты ЭТС распределяются по отдельным участкам предприятия.

В этом случае бригада или отдельный исполнитель выполняют весь объем эксплуатационных мероприятий по поддержанию работоспособного состояния электрооборудования. Однако при таком подходе к организации эксплуатации электроустановок на предприятии не всегда удается добиться равномерной загрузки исполнителей в течение года, повышаются требования к квалификации электромонтеров, так как каждый из них должен уметь проводить техническое обслуживание, текущий ремонт, испытания, наладку, консервацию электрооборудования и другие работы.

Помимо перечисленных, ЭТС может иметь гибкую структуру, когда в течение года в зависимости от объема и типа выполняемых работ меняется состав исполнителей и форма организации. Так, на животноводческих комплексах в летнее время может быть функциональная структура для проведения максимально возможного объема работ по подготовке к зиме, а зимой целесообразно перейти на территориальную структуру построения ЭТС.

При выборе рациональной структуры построения службы следует учитывать обеспеченность кадрами, состояние материально-технической базы, удаленность объектов от ПТР, номенклатуру выполняемых работ, сезонность производства и другие факторы.

1.2.2 Задачи электротехнической службы

Электротехническая служба ведет работы по трем направлениям: техническая эксплуатация электрооборудования, электрификация и автоматизация производства, совершенствование системы эксплуатации.

Помимо основной задачи, связанной с организацией бесперебойного электроснабжения потребителей предприятия, обеспечением надежной и безопасной работы электрооборудования на специалистов ЭТС возлагаются задачи разработки планов проведения профилактических мероприятий, приемки в эксплуатацию нового оборудования, составления энергобаланса предприятия, разработки суточных и месячных лимитов электропотребления и их анализа. Электротехническая служба должна заниматься вопросами эффективного использования имеющихся топливно-энергетических ресурсов, составлением планов текущего и перспективного развития электрохозяйства, анализом себестоимости вырабатываемой электроэнергии. В поле зрения ЭТС должны быть вопросы обучения персонала и повышения его квалификации, материально-техническое обеспечение службы, технический надзор и методическое руководство деятельностью персонала, обслуживающего электротехнологические установки.

1.3 Требования к лицу, ответственному за электрохозяйство

Квалификационные требования. На должность главного энергетика (заместителя главного энергетика по электроснабжению) – ответственного за электрохозяйство назначаются лица, имеющие полное высшее образование соответствующего направления подготовки (магистр, специалист) и последипломное образование в области управления. Стаж работы по профессии руководителей низшего уровня для магистра – не менее 2 лет, для специалиста – не менее 3 лет.

Требования к объему знаний.

В своей работе ответственный за электрохозяйство должен руководствоваться законодательными актами; правилами, нормами, положениями и инструкциями в объеме требований, определяемых занимаемой должностью; приказами и распоряжениями руководителя и главного инженера предприятия.

Ответственный за электрохозяйство должен знать:

- профиль, специализацию и особенности структуры предприятия, перспективы его развития;
- основы технологии производства продукции предприятия;
- постановления, распоряжения, приказы, методические, нормативные и другие руководящие материалы по организации обслуживания электрохозяйства;
- систему планово-предупредительного ремонта и рациональной эксплуатации электрооборудования;
- требования законодательства по энергообеспечению, энергосбережению и энергоаудиту;
- правила приема и сдачи оборудования после монтажа и ремонта;
- положения, инструкции и другие документы по разработке эксплуатационной документации;
- требования организации труда при обслуживании электрооборудования;
- порядок разработки норм расхода топливно-энергетических ресурсов;
- порядок заключения договора с энергоснабжающей организацией;
- экономику и организацию производства;
- основы трудового законодательства;
- правила безопасной эксплуатации электроустановок;
- правила пожарной безопасности;
- положение о порядке расследования и учета несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве;
- нормативные документы по работе с персоналом электроэнергетических предприятий.

Должностные обязанности.

Ответственный за электрохозяйство должен организовать:

- подготовку и заключение договора с энергоснабжающей организацией на поставку электроэнергии;
- содержание в работоспособном состоянии электротехнического, электротехнологического оборудования и сетей и их эксплуатацию в соответствии с требованиями действующих документов;
- регулярный контроль состояния электроустановок и электробезопасности в организации;
- оперативно-диспетчерское управление электрохозяйством;
- своевременное планирование и качественное проведение профилактических работ, ремонта, модернизации и реконструкции электроустановок;
- разработку и выполнение мероприятий по безопасному ведению работ в электрохозяйстве и своевременную проверку средств, обеспечивающих электробезопасность;
- проведение необходимых испытаний электрооборудования, правильную эксплуатацию устройств молниезащиты, измерительных приборов и средств учета электроэнергии;
- обеспечение экономичного режима потребления электроэнергии, поддержание показателей качества электроэнергии в заданных пределах;
- разработку текущего и перспективного плана развития электрохозяйства;
- ведение технического паспорта электрохозяйства предприятия;
- внедрение новой техники и технологий, обеспечивающих более надежную, экономичную и безопасную работу электроустановок;
- правильную эксплуатацию и сохранность зданий, закрепленных за ЭТС и зданий подстанций;
- составление заявок на приобретение электрооборудования, запасных частей и материалов, учет наличия электрооборудования по подразделениям организации;
- разработку нормативно-технической документации по технической эксплуатации электрооборудования для подчиненных структурных подразделений, должностных и эксплуатационных инструкций;
- обеспечение рабочих мест необходимым инструментом, защитными средствами и электроизмерительными приборами;
- учет и анализ нарушений в работе электроустановок, несчастных случаев и принятие мер по устранению причин их возникновения;
- выполнение предписаний органов Ростехнадзора;
- подбор электротехнического персонала, периодические медицинские осмотры работников, расстановку их по соответствующим должностям;

- обучение электротехнического персонала и проверку знаний действующих нормативно-технических документов, должностных и эксплуатационных инструкций;
- проведение инструктажей по безопасности труда и противопожарной безопасности;
- повышение квалификации электротехнического персонала (не реже 1 раза в 5 лет);
- составление отчетов по результатам эксплуатации электрохозяйства и своевременное представление их руководству;
- разработку и внедрение автоматизированной системы управления деятельностью электрохозяйства.

Права.

Ответственный за электрохозяйство имеет право:

- отключать и выводить из эксплуатации электрооборудование и электрические сети, не отвечающие требованиям правил эксплуатации, охраны труда и пожарной безопасности, с уведомлением об этом руководителя организации;
- останавливать работу электрооборудования для проверки, осмотра и ремонта в соответствии с утвержденным графиком;
- отстранять от работы персонал ЭТС, нарушивший правила охраны труда и эксплуатации электроустановок;
- не допускать к работе в электроустановках электромонтеров, не прошедших проверку знаний и не имеющих соответствующих документов;
- давать руководителю организации представления и предложения о наложении на виновников аварий и повреждений оборудования административных взысканий или привлечения их к материальной ответственности;
- давать руководителю организации предложения о стимулировании работников, отличившихся при выполнении работ в электроустановках и использующих безопасные технологии и методы работы;
- обжаловать руководству организации неправильные действия руководителей других подразделений, которые ведут к нарушению безопасной эксплуатации электроустановок, к повышению расхода электроэнергии и к невыполнению планов проведения профилактических мероприятий на электроустановках;
- давать руководителям подразделений предприятия указания и предписания по вопросам монтажа, наладки, ремонта, содержания и эксплуатации электрооборудования, а также пользования электроэнергией;
- запрашивать в установленном порядке от руководителей подразделений отчеты и сведения по вопросам электропотребления, обслуживания и ремонта электроустановок, а также информацию о наличии и хранении электрооборудования.
- представлять свое предприятие в других организациях по вопросам, входящим в его ведение;

Ответственность.

Ответственный за электрохозяйство несет персональную ответственность (административную, материальную, гражданско-правовую и уголовную) за:

- неквалифицированное, некачественное и несвоевременное выполнение возложенных на него обязанностей;
- нарушения в работе электроустановок, произошедшие по его вине;
- несвоевременное и некачественное проведение оперативных и профилактических мероприятий по обслуживанию электроустановок;
- невыполнение предписаний органов Ростехнадзора;
- несвоевременную и некачественную подготовку документов, расчетов, обоснований и недостоверность информации по электрохозяйству, представляемой руководству организации;
- ущерб, нанесенный предприятию по причине плохой работы электрооборудования;
- неудовлетворительную организацию труда и низкую производственную дисциплину в ЭТС;
- несоблюдение подчиненными правил техники безопасности, производственной санитарии и противопожарной защиты.

Взаимоотношения.

Свои взаимоотношения с другими подразделениями и организациями ответственный за электрохозяйство строит на основе следующих положений:

- ответственный за электрохозяйство осуществляет взаимодействие с подразделениями организации в соответствии с Уставом, штатной структурой и другими регламентирующими документами;
- порядок разрешения разногласий внутри организации определяет ее руководитель;
- взаимоотношения с представителями других предприятий, организаций и учреждений определяются действующими нормативно-техническими и правовыми документами.

1.4 Документация электрохозяйства

Перечень документов, которые должны вестись в электрохозяйстве, достаточно широк. По имеющейся информации работа с документами может занимать у ответственного за электрохозяйство до 20 ... 30 % его рабочего времени. Основным документом, регламентирующим состав документации в электрохозяйствах предприятий, организаций и учреждений являются ПЭЭП (глава 1.8). Документы классифицированы в целом для элект-

трохозяйства, по структурным подразделениям и на рабочих местах. Имеется ряд рекомендаций по ведению документов следующего содержания:

- комплект технической документации, разрабатываемой в целом для предприятия, должен храниться в ЭТС и при изменении собственника организации передаваться новому владельцу в полном объеме;

- все изменения в электроустановках, выполняемые в процессе эксплуатации, необходимо своевременно отражать на схемах и чертежах за подписью ответственного за электрохозяйство с указанием его должности и даты внесения изменений. Информация об изменениях в схемах должна доводиться до сведения всех работников, для которых обязательно знание этих схем;

- соответствие электрических (технологических) схем (чертежей) фактическим эксплуатационным схемам следует проводить не реже 1 раза в 2 года;

- комплект схем электроснабжения должен находиться у ответственного за электрохозяйство на его рабочем месте;

- оперативные схемы хранятся на рабочем месте оперативного персонала подразделения. Основные схемы вывешиваются на видном месте в помещении данной электроустановки;

- все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями производственными (эксплуатационными), должностными, по охране труда и мерах пожарной безопасности;

- для структурных подразделений необходимо составить перечень технической документации, утверждаемой главным инженером предприятия. Полный комплект инструкций должен храниться у ответственного за электрохозяйство цеха, участка, а необходимый комплект – у персонала на рабочем месте. Перечни и сами инструкции пересматриваются не реже 1 раза в 3 года.

- оперативная информация не реже 1 раза в месяц должна просматриваться вышестоящим оперативным или административно-техническим персоналом и приниматься меры к устранению обнаруженных недостатков. Оперативная информация относится к документам строгого учета и подлежит хранению в установленном порядке.

У лица, ответственного за электрохозяйство, должен быть ряд основополагающих документов.

Папка приказов, включающая:

- приказ о назначении работников, отвечающих за электрохозяйство;
- приказ о назначении комиссии по проверке знаний, норм и правил работы в электроустановках;

- приказ о порядке хранения и выдачи ключей от электроустановок;

- приказ о закреплении систем учета электроэнергии за работниками;

- приказ о системе нумерации нарядов, бланков переключений, средств защиты и переносных электроприемников;
- приказ о назначении лица, ответственного за инструктажи для лиц с I квалификационной группой по электробезопасности;
- распоряжение о закреплении электроустановок за оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом.

Техническая и проектная документация:

- генеральный план предприятия с нанесенными зданиями, сооружениями, подземными электротехническими коммуникациями;
- утвержденная проектная документация с внесенными изменениями;
- акты приемки скрытых работ, пусконаладочных работ, приемки электроустановок в эксплуатацию;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- акты разграничения сетей по балансовой и эксплуатационной ответственности;
- технические паспорта на электрооборудование;

Эксплуатационная документация:

- договор с энергоснабжающей организацией на поставку электроэнергии;
- годовой график технических обслуживаний и ремонтов электроустановок;
- план организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии;
- энергобаланс и график регулирования электропотребления на предприятии;
- картотека электрооборудования.
- инструкция по учету и расследованию нарушений в работе электроустановок;
- должностная инструкция лица, ответственного за электрохозяйство;
- производственные инструкции по эксплуатации электроустановок;
- должностные инструкции для каждого рабочего места.

В структурных подразделениях необходимо составить и вести:

- перечень технических документов;
- журналы учета электрооборудования;
- чертежи электроустановок, подземных кабельных трасс, заземляющих устройств;
- общие схемы электроснабжения;
- комплект производственных инструкций;

- списки работников, имеющих право вести оперативные переговоры, отдавать распоряжения и выдавать наряды, которым предоставляется право быть ответственным руководителем, производителем работ, допускающим;

- перечни работ, выполняемых по наряду, распоряжению или в порядке текущей эксплуатации.

На рабочем месте оперативного персонала (на подстанциях, в распределительных устройствах или помещениях, отведенных для обслуживающего персонала электроустановок) должны быть:

- описание основного электрооборудования участка с указанием технических характеристик и инвентарных номеров;

- оперативная схема;

- оперативный (сменный) журнал;

- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;

- журнал выдачи и возврата ключей от электроустановок;

- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;

- журнал дефектов электрооборудования;

- ведомость показаний контрольно-измерительных приборов и счетчиков электрической энергии;

- журнал учета расхода электроэнергии;

- кабельный журнал;

- списки работников, имеющих право вести оперативные переговоры, отдавать распоряжения и выдавать наряды, которым предоставляется право быть ответственным руководителем, производителем работ, допускающим;

- перечни работ, выполняемых по наряду, распоряжению или в порядке текущей эксплуатации

- перечень оборудования, находящегося в оперативном управлении;

- бланки нарядов-допусков;

- журнал регистрации инструктажей на рабочем месте;

- журнал по учету противоаварийных и противопожарных тренировок;

- местная инструкция по предотвращению и ликвидации аварий.

- протоколы измерения сопротивления заземления, цепи «фаза-нуль», переходного сопротивления контактов.

Объем оперативной информации может быть дополнен по решению руководителя организации или ответственного за электрохозяйство.

Как видим, объем документации, оформляемой и используемой в электрохозяйстве, чрезмерно велик. Документы необходимо совершенствовать и упрощать. Основное направление таких работ связано с применением ЭВМ.

1.5 Особенности организации эксплуатации распределительных электрических сетей

Эксплуатацией распределительных электрических сетей Минэнерго РФ занимаются межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК).

Межрегиональные распределительные сетевые компании могут иметь в своем составе несколько филиалов. Например, филиалом МРСК Северного Кавказа является ОАО «Ставропольэнерго». Структурные подразделения МРСК осуществляют весь комплекс работ по управлению электрическими сетями.

Подобные акционерные общества являются достаточно мощными организациями. Так, протяженность трасс линий электропередачи, эксплуатируемых в ОАО «Ставропольэнерго» составляет порядка 50 000 км (ЛЭП напряжением 35-110 кВ – 7 000 км, ЛЭП напряжением 6-20 кВ – 24 000 км, ЛЭП напряжением 0,38 кВ – 19 000 км). На балансе ОАО «Ставропольэнерго» находится 10 509 трансформаторных подстанций напряжением 6-35/0,4 кВ. Количество производственных отделений в ОАО «Ставропольэнерго» – 6, районов электрических сетей – 26. Все они обслуживают электрические сети преимущественно сельскохозяйственного назначения.

В общем случае филиалы МРСК включают управления, отделы, службы и производственные отделения. Ниже на рисунке 1.3 показана укрупненная организационная структура филиала МРСК Северного Кавказа «Ставропольэнерго».

Непосредственно вопросами технического обслуживания и ремонта распределительных электрических сетей наряду с их реконструкцией и развитием занимаются производственные отделения филиалов МРСК (ПО) и районы электрических сетей (РЭС), как структурные подразделения ПО. Производственные отделения и районы электрических сетей в дальнейшем будем называть электросетевыми предприятиями (ЭСП).

Электросетевое предприятие по своему функциональному назначению осуществляет передачу, распределение и изменение параметров электроэнергии, вырабатываемой на электрических станциях, а также реконструкцию и строительство новых подстанций и линий. В состав мероприятий ремонтно-эксплуатационного обслуживания входят: осмотры, технические обслуживания, ремонты. Все работы по обслуживанию и ремонту электрических сетей ведутся в соответствии с действующей системой планово-предупредительных ремонтов. С этой целью составляются перспективный и годовой планы.

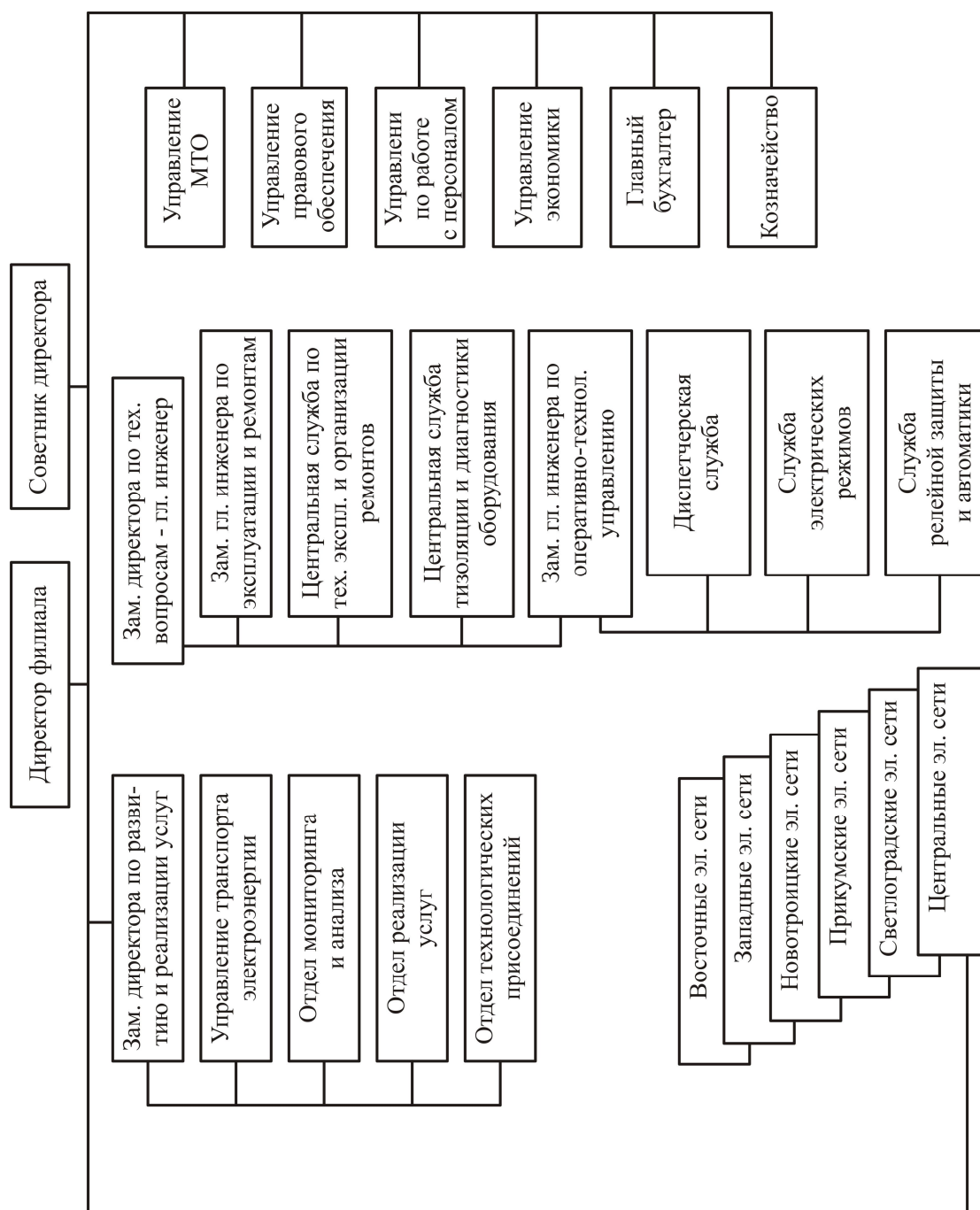


Рисунок 1.3 – Организационная структура ОАО «Ставропольэнерго»

Основная задача функционирования таких предприятий заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей на закрепленной территории электрической энергией соответствующего качества.

Электросетевые предприятия играют важную роль в обеспечении электрической энергией предприятий, организаций, учреждений и населения страны. Осуществляя передачу электрической энергии от станций, преобразование и распределение ее с помощью подстанций и распределительных сетей ЭСП являются важнейшим технологическим звеном энергосистем. При этом ЭСП оказывают серьезное влияние на формирование

фондообразующих показателей работы энергосистем и на количество вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

С другой стороны необходимо учитывать, что ЭСП являются важным звеном территориальных социально-экономических систем, поскольку электрическая энергия прямо или косвенно участвует в большинстве технологических процессов, а также в системах жизнеобеспечения городов и населенных пунктов (системы тепло и водоснабжения, связи, транспорта и т. д.). Распределительные электрические сети отличаются значительной протяженностью и рассредоточенностью на местности. Так общая протяженность электрических сетей напряжением 0,38-110 кВ сельских территорий России составляет около 2,3 млн. км, а число трансформаторных подстанций напряжением 6-35/0,4 кВ достигает 513 тысяч при общей обеспечиваемой мощности 90 млн. кВт·А.

Нарушение электроснабжения во многих случаях приводит к серьезным негативным процессам в производственно-хозяйственной деятельности предприятий и может вызвать появление нежелательных социальных проблем. В сложившейся ситуации важной задачей администрации ЭСП является надежная работа основных объектов электрических сетей.

В состав ПО входят: производственные службы, отделы, районы электрических сетей

Служба ПО – специализированное подразделение, централизованно выполняющее производственные функции (например, служба подстанций – эксплуатацию и оперативное обслуживание трансформаторных подстанций напряжением 35 кВ и выше).

Функциональными отделами в ПО являются бухгалтерия и отделы: кадров, материально-технического снабжения, планово-экономический, капитального строительства, жилищно-коммунальный, административно-хозяйственный.

Управление сбытом и надзором за состоянием приборов учета потребителей осуществляется специализированными энергосбытовыми предприятиями или отделами сбыта ПО. В этом случае в состав подразделений ПО вводятся соответствующие группы персонала, специализирующиеся на сбыте электроэнергии (инженеры-инспекторы, техники, контролёры).

Объем годовой производственной программы ПО может быть определен с помощью, так называемых условных единиц. За одну условную единицу (у. е.) при эксплуатации электрических сетей принимаются годовые трудозатраты на обслуживание 1 км воздушной одноцепной линии напряжением 110 кВ на металлических или железобетонных опорах. Условная единица оказалась удобной для сравнения объемов выполняемых работ, оценки производительности труда и других технико-экономических показателей ЭСП. Современное среднее ПО обслуживает территорию около 30 тыс. квадратных километров, имеет объем работ до 20 тысяч ус-

ловных единиц, эксплуатирует: 1200 ТП и РП 6-20 кВ, порядка 7000 км линий, из которых на сети 0,38-10 кВ приходится до 80 %.

Управление техническим обслуживанием и ремонтом электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ обычно сосредоточено в РЭС, которые являются производственными подразделениями ПО. Районы электрических сетей обеспечивают электроснабжение потребителей, осуществляют техническое ремонтно-эксплуатационное обслуживание и оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями 0,38-20 кВ на обслуживаемой ими территории, осуществляют контроль за соблюдением потребителями установленных планов и режимов электропотребления и реализацией электропотребления.

При значительной территориальной разбросанности электросетевого района, наличии подстанций, удаленных на 40 ... 50 км и более от ремонтно-производственной базы РЭС, в его составе могут быть образованы эксплуатационные участки.

Территориальный принцип, на котором основаны структуры управления распределительными сетями, реализуется путем создания РЭС в границах административного района. Опыт показал целесообразность такого структурного деления даже при небольшой протяженности распределительных сетей в районе – порядка 300 ... 400 км. При этом район электрических сетей располагает необходимыми правами и возможностями для решения в масштабах района текущих вопросов электроснабжения потребителей. Фактически в зависимости от плотности электрических сетей на территории, обслуживаемой РЭС, объем работ такой организации обычно составляет от 2 до 9 тыс. у. е.

Организационная структура и численный состав РЭС зависят от объемов обслуживания, конкретных условий эксплуатации сетей и устанавливаются штатным расписанием. Работой РЭС руководит начальник.

Для осуществления перечисленных выше функций в РЭС, как правило, создаются:

- оперативно-диспетчерская группа (ОДГ) и оперативно-выездные бригады (ОВБ), работающие под управлением диспетчера РЭС;
- бригады по техническому обслуживанию распределительных сетей 0,38-20 кВ;
- бригады централизованного ремонта воздушных и кабельных линий 0,38-20 кВ, мачтовых и закрытых трансформаторных подстанций (МТП и ЗТП);
- группа механизации или транспортный участок;
- хозяйственная группа и др.

Исходя из местных, специализация подразделений РЭС и их состав могут изменяться. В частности, в состав РЭС в отдельных энергосистемах

могут входить группы реализации, распределения и контроля потребления электроэнергии.

Один из возможных вариантов организационной структуры РЭС, рассматриваемый в настоящее время, показан на рисунке 1.4

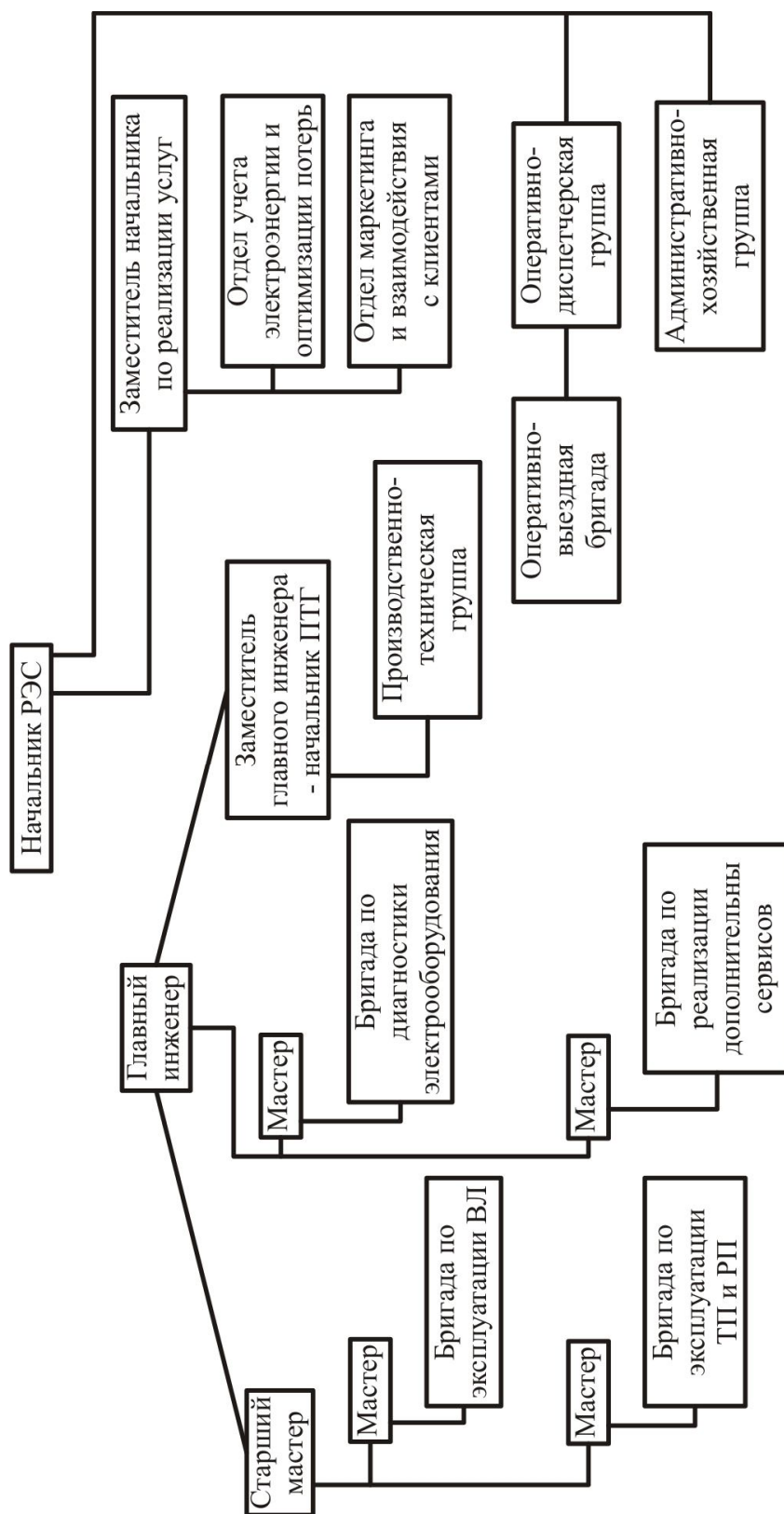


Рисунок 1.4 – Организационная структура РЭС

Одним из основных подразделений РЭС, оказывающих решающее влияние на качество и надежность электроснабжения потребителей, является оперативно-диспетчерская группа, которая руководит производством плановых оперативных переключений, организует своевременное обнаружение и оперативное устранение возникающих нарушений нормального электроснабжения потребителей, отклонений режимов от заданных параметров, локализует и оперативно устраняет различные повреждения элементов электрической сети.

Из способов оперативно-эксплуатационного обслуживания можно выделить следующие варианты:

круглосуточное постоянное дежурство оперативного персонала на щите управления подстанции;

дежурство оперативного персонала на дому;

круглосуточное централизованное оперативно-эксплуатационное обслуживание подстанций и линий электропередачи с помощью ОВБ.

Оперативно-выездные бригады размещаются в ремонтно-производственных базах РЭС или на территории эксплуатационного участка с учетом радиуса обслуживания не более 20 ... 30 км. Они являются основной формой обслуживания электрических сетей. В оперативно-выездную бригаду входят 2-3 человека (электромонтер или дежурный техник и водитель с квалификацией электромонтера). Одна бригада обслуживает до 400 км линий напряжением до 20 кВ и до 50 сетевых трансформаторных подстанций. Весь оперативный автотранспорт оборудован автомобильными радиостанциями, обеспечивающими надежную связь с РЭС и дежурным диспетчером.

Техническое и организационное руководство РЭС в части ремонтов и эксплуатационных работ осуществляют службы ПО, которые являются структурными подразделениями ПО. В практике работы электрохозяйств предприятий, организаций и учреждений особое внимание следует обратить на взаимодействие ЭТС и энергоснабжающей организации по вопросам заключения договора энергоснабжения, оперативно-диспетчерского управления, своевременного оповещения о предстоящих отключениях электроэнергии для принятия соответствующих мер, совместной ликвидации аварийных ситуаций, рационального использования электроэнергии и другим вопросам.

1.6 Управление электрохозяйством

1.6.1 Управление и менеджмент

Управление как особый вид деятельности появился много тысяч лет назад, когда началось общественное разделение труда. Но только в XVIII веке управление стало выступать в виде отдельной функции, по своему назначению и содержанию отличной от производственной функции. Это было связано с появлением крупного машинного производства и зарождением капитализма.

Термин «менеджмент» пришел в Россию вместе с изменением социально-экономической системы, отразив необходимость создания новой системы управления хозяйствующими субъектами в условиях рыночной экономики. Управление в условиях рынка получило название менеджмента.

Слово «менеджмент» (английское management) означает управление, т. е. вид деятельности по руководству людьми в самых различных ситуациях.

Между понятиями управление и менеджмент существуют определенные различия в содержании. Управление является более широким понятием по отношению к понятию менеджмент. Управление включает в себя упорядочение, регулирование взаимодействия и создание условий для функционирования и развития различных объектов и процессов в природе, обществе и технике.

Существует несколько трактовок понятия управление. Наиболее общим и универсальным на наш взгляд является такая формулировка: *управление* – это процесс воздействия на систему в целях сохранения ее свойств или перевода ее в новое состояние. Заслуживает внимания и такая трактовка: управление – процесс получения и переработки информации, выработки и проведения в жизнь решений для достижения определенных целей.

С понятием управление тесно связано понятие организации (дословный перевод с позднелатинского – устраиваю, сообщаю строгий вид). Под организацией следует понимать совокупность людей, устройств, машин и механизмов упорядоченную определенным образом и связанную с помощью информации и материальных потоков в единое целое для достижения определенной цели.

Менеджмент предполагает управление именно рыночными организациями, которые нацелены на получение прибыли. Зачастую менеджмент рассматривают как науку управления. Менеджмент делится на производственный, стратегический, инновационный, финансовый, менеджмент по управлению персоналом.

Менеджмент в электроэнергетике – вид профессиональной деятельности по управлению объектами и процессами производства, передачи, реализации и потребления электроэнергии и тепловой энергии. Эти про-

цессы с технологической точки зрения представляют единую систему, конечной целью которой является потребление электрической или тепловой энергии. Поэтому уместно, например, говорить об управлении электропотреблением (энергетический менеджмент).

Что касается деятельности электрохозяйств, то поскольку одной из основных задач деятельности таких хозяйствующих субъектов является поддержание электрооборудования в работоспособном состоянии, то понятие «управление» необходимо в первую очередь связать с проведение эксплуатационных мероприятий и оперативно-диспетчерским управлением, не забывая при этом об энергетическом менеджменте.

1.6.2 Управление эксплуатационным обслуживанием электроустановок

Электрохозяйство предприятия, как сложная техническая и социально-экономическая система должна обладать свойствами высокой надежности, оперативной управляемости, адаптации к быстро изменяющимся условиям, устойчивости в отношении внешних и внутренних воздействий, безопасности, экономичности, социальной гармонии.

Управление такими объектами представляет довольно сложную задачу в виду разноплановости решаемых задач, сложности и быстроты протекания процессов, необходимости оперативного принятия решений, серьезности последствий, происходящих при перерывах электроснабжения.

Любой сложный комплекс, если подходить к нему с позиций технической кибернетики, состоит из управляющей и управляемой систем, связанных между собой каналами передачи информации.

Рассматривая электрохозяйство, как сложную взаимосвязанную систему, можно выделить в ней управляемую часть – производственный персонал и комплекс машин и оборудования, участвующих в проведении эксплуатационных мероприятий, и управляющую часть – коллектив людей, разрабатывающих план-график проведения мероприятий, контролирующих ход их выполнения и осуществляющих корректировку графика, а также проводящих оперативно-диспетчерское обслуживание электроустановок, разрабатывающих предложения по модернизации и развитию электроустановок.

Процессу обслуживания электрооборудования соответствует некоторая многополюсная система с несколькими входами (\bar{X}) (по количеству входных переменных, участвующих в производственном процессе) и несколькими выходами (\bar{K}) по количеству получаемых результатов. Векторы \bar{X} и \bar{K} ориентируют все параметры, характеризующие входную и выходную информацию.

Считая, что вся доступная информация о поведении объекта содержится в m функциях времени $\{\psi_{ij}\}$ ($i = 1, 2, \dots, n$; $j = 1, 2, \dots, m$), где n – количество учитываемых параметров процесса обслуживания и ремонта электрооборудования

на j -ом участке, m – количество производственных участков в электрохозяйстве, можно рассматривать $\{\psi_{ij}\}$ как компоненты mn – мерного вектора, называемого вектором состояния $\bar{\Psi}(t)$

$$\bar{\Psi}(t) = \begin{pmatrix} \{\psi_{i1}\} \\ \{\psi_{i2}\} \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \{\psi_{im}\} \end{pmatrix}.$$

Состояние объекта может изменяться под влиянием трех факторов: внешней среды (\bar{F}), неконтролируемого изменения динамических свойств объекта, управляющих воздействий (\bar{Z}).

Под внешней средой следует понимать все то, что находится вне системы и оказывает влияние на ее функционирование, либо само находится под воздействием рассматриваемой системы. Грань между системой и ее внешней средой во многих случаях бывает трудно провести, поэтому исследователь обычно выделяет и рассматривает существенные с его точки зрения взаимодействия. Поскольку вся информация о влиянии внешней среды может учитывать несколько факторов, указанный параметр следует рассматривать в виде вектора \bar{F} .

Неконтролируемые изменения свойств исследуемого объекта происходят под влиянием внутренних свойств (в отличие от изменений под действием управляющих воздействий) и их трудно заранее учесть, поэтому при разработке модели их обычно рассматривают на последующих этапах ее исследования.

Третьим фактором, учитываемым при разработке модели исследуемого объекта, являются управляющие воздействия, вырабатываемые системой управления для достижения поставленной цели. Такие воздействия следует рассматривать как вектор управления \bar{Z} .

Функциональные уравнения, описывающие управляемый производственный процесс эксплуатационного обслуживания электрооборудования, в общем виде могут быть представлены четырьмя группами:

1. Уравнения, устанавливающие зависимость выходных параметров от входных воздействий

$$K = \varphi(\bar{X}, t). \tag{1.1}$$

При этом ограничения, определяющие допустимые пределы изменения управляемых параметров, а также характеризующие требования к выходным параметрам (технические условия), могут быть в общем виде представлены совокупностью неравенств

$$\{C(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t)\} > (<) \{C^*(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t)\} \quad (1.2)$$

2. Уравнения, позволяющие выполнить оценку технико-экономической эффективности управления и оценить степень соответствия того или иного управляющего воздействия поставленной перед системой цели

$$E = \varphi(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, \bar{Z}, t) = \text{extr.} \quad (1.3)$$

3. Уравнения управления, описывающие алгоритм управления, обеспечивающий выполнение уравнений для определения показателей эффективности (3) при известных уравнениях связи (1) и заданных ограничениях (2)

$$\bar{Z} = \varphi(\bar{X}, \bar{K}, \bar{\Psi}, \bar{F}, t). \quad (1.4)$$

4. Дополнительные уравнения связей

$$\bar{Q} = \varphi(\bar{Z}, t) = 0. \quad (1.5)$$

Дополнительные уравнения связей определяют функциональную зависимость управляемых параметров \bar{Q} от решений \bar{Z} , вырабатываемых управляющей системой.

Задача управления производственным процессом может быть сформулирована в общем виде следующим образом: при заданных уравнениях связи (1.1) и ограничениях (1.2) найти и реализовать алгоритм управления (1.4), обеспечивающий значение показателей технико-экономической эффективности (1.3) не меньше (не больше) допустимых для них значений.

Предполагая использование обобщенного показателя качества системы в виде свертки частных показателей качества, эти требования можно представить следующим образом

$$(Z_1, Z_2, \dots, Z_w) \rightarrow E = \text{extr.} \quad (1.6)$$

Представленная на рисунке 1.5 функциональная схема модели управления производственным процессом электрохозяйства состоит из управляемой и управляющей систем.

Управляемая система представляет собой участок производства, на котором реализуется ряд процессов – проводятся плановые мероприятия по техническому обслуживанию (ТО), текущему (ТР) ремонту, а также выполняются оперативные мероприятия (ОО). Ход производственного процесса контролируется управляющей системой (УС). Первичная информация, поступающая с объектов, является оперативной информацией. На вход входного устройства передается информация ψ_i .

После обработки эта информация поступает на вход системы ввода – вывода информации и вводится в вычислительную часть автоматизированной

системы управления (АСУ). Туда же вводятся задаваемые системой более высокого ранга задания \bar{M} , установленный рассматриваемому производственному участку критерий эффективности \bar{E}_0 и ограничения технологического процесса C^* .

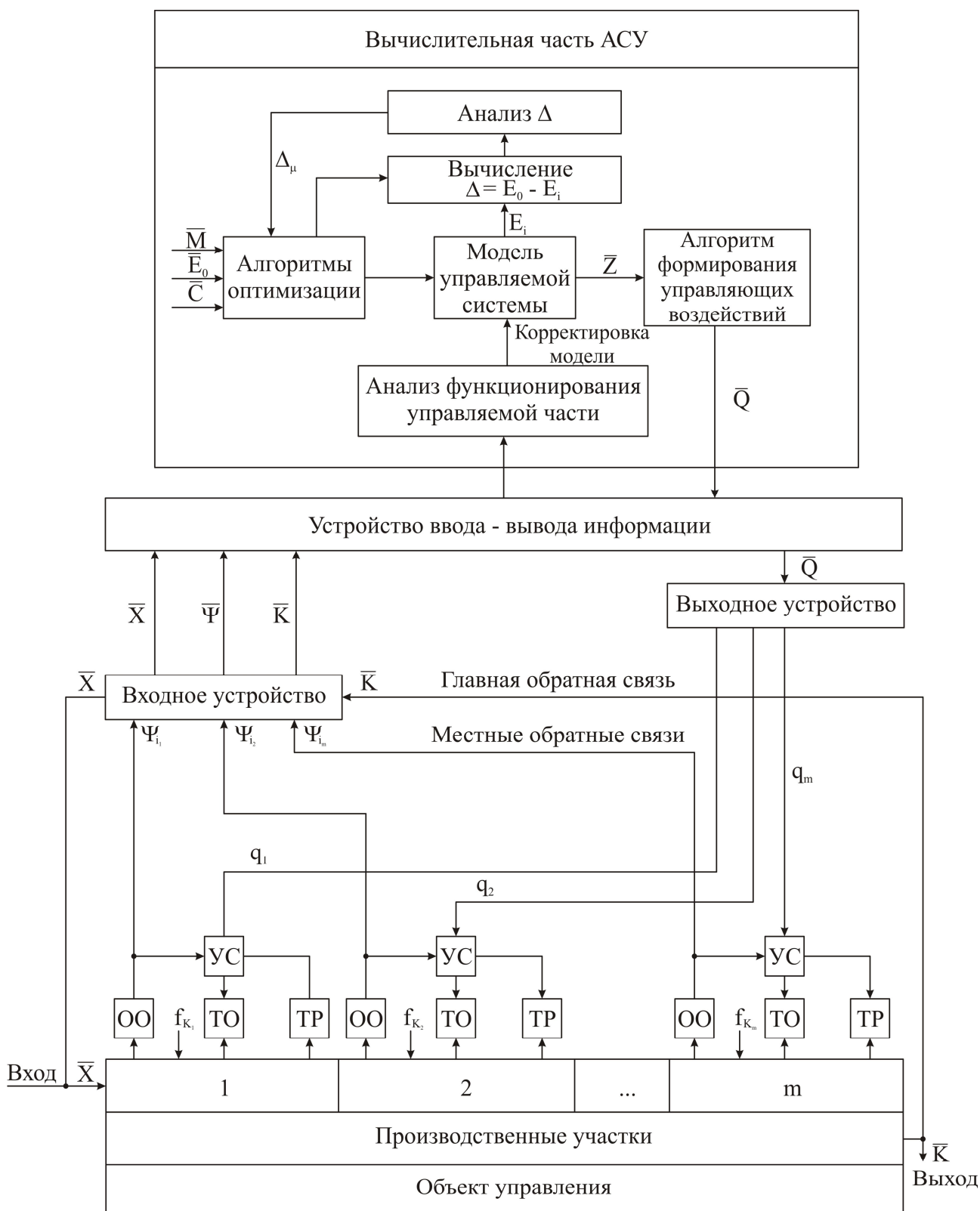


Рисунок 1 – Функциональная схема модели автоматизированного управления производственной деятельностью электрохозяйства

Основным блоком вычислительной части АСУ является блок, реализующий модель управляющей части системы. В соответствии с заранее разработанными правилами – алгоритмами оптимизации модель прогнозирует ход и вырабатывает вектор управления \bar{Z} , который с помощью алгоритма управляющих воздействий преобразуется в план-график последовательных воздействий \bar{Q} на управляемую часть системы. Управляющие воздействия, приказы и команды на проведение мероприятий выдаются вычислительной частью АСУ через выходное устройство руководителю работ на участке и диспетчеру.

Так как рассматриваемая модель является лишь приближенным отображением реального объекта, то практически достигаемая величина критерия эффективности E_r будет отличаться от идеального (заданного) значения величины E_o . Анализ величины $\Delta = E_o - E_r$ позволяет выявить расхождение между моделью и реальной системой и выработать корректирующее воздействие на модель Δ_μ , уменьшающее это расхождение.

1.6.3 Оперативно-диспетчерское управление

Требования к организации оперативно-диспетчерского управления в электрохозяйствах определены Правилами эксплуатации электроустановок потребителей. Основными направлениями деятельности оперативно-диспетчерского персонала являются: ликвидация перерывов в электрообеспечении потребителей и других нарушений режима работы электроустановок путем производства необходимых переключений в схеме сети и нетрудоемких ремонтов; выполнение плановых переключений для подготовки рабочих мест по заявкам ремонтных подразделений и других потребителей; проведение в необходимых случаях допуска к работе и надзора за безопасностью выполнения работ; прием, оформление и согласование с потребителями заявок на отключение электроустановок; контроль соблюдения сроков проведения ремонтных работ и испытаний.

Организационная структура и формы оперативного управления, а также вид оперативного обслуживания электроустановок, число работников оперативного персонала в смене определяются руководителем предприятия и документально оформляется.

Оперативное управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим. Для электрохозяйств вышестоящим уровнем управления являются диспетчерские службы соответствующих организаций электроэнергетики.

Для каждого оперативного уровня должны быть установлены две категории управления электроустановками – оперативное управление и оперативное ведение. В оперативном управлении старшего работника из чис-

ла оперативного персонала должны находиться электроустановки, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала и согласованных изменений режимов на нескольких объектах. Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться под руководством старшего работника из оперативного персонала. В оперативном ведении старшего работника из числа оперативного персонала должны находиться электроустановки, с которыми не требуется координации действий персонала разных энергетических объектов. Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения старшего работника из числа оперативного персонала.

Все линии электропередачи, токопроводы, оборудование и устройства системы электроснабжения электрохозяйства должны быть распределены по уровням оперативного управления. Такое распределение осуществляется с учетом решений по оперативному управлению энергоснабжающей организации, согласовывается с ней и утверждается техническим руководителем потребителя. Взаимоотношения персонала различных уровней оперативного управления должны быть регламентированы соответствующими положениями, договорами и инструкциями, согласованными и утвержденными в установленном порядке.

Процесс обслуживания электроустановок оперативной группой можно представить следующим образом. Электрохозяйство имеет определенное число электрооборудования, объединенного в однородные группы. Электроприемники одного и того же назначения во всех группах считаются приблизительно одинаковыми с точки зрения параметра потока отказов и восстановлений (параметры λ и μ).

Электроустановки время от времени выходят из строя и требуют восстановления или замены, то есть ремонта. Выход электрооборудования из строя, как и время ремонта, носят случайный характер, причем промежутки времени между отказами отдельных групп электрооборудования распределены по показательному закону с параметром λ , а время устранения одного отказа распределено также по показательному закону с параметром μ .

Необходимо так организовать обслуживание, чтобы затраты, связанные с простоем технологических процессов и содержание оперативной службы были бы минимальными. Продолжительность восстановления отказавшего электрооборудования зависит от числа электромонтеров или бригад в оперативной службе, поэтому, если электромонтеров много, то при прочих равных условиях отказы устраняются быстро и простои технологических процессов невелики, но зато на оплату труда электромонтеров приходится тратить больше средств и они могут быть постоянно плохо загружены. Если же электромонтеров мало, то хотя расходы на них небольшие и загрузка их достаточная, но зато увеличиваются потери за счет

простоя технологических процессов в ожидании обслуживания. Отсюда возникает задача оптимизации численности электромонтеров оперативной службы, исходя из минимума затрат, определяемых выражением

$$C = mz_x + dz_y = \min, \quad (1.7)$$

где m – среднее число электроустановок, находящихся в ремонте;
 z_x – потери в единицу времени от простоя одной электроустановки;
 D – число электромонтеров в оперативной службе;
 z_y – заработная плата одного электромонтера в единицу времени.

Учитывая экспоненциальный закон распределения наработки до отказа и времени восстановления однородных групп электроприемников, отношение $\lambda/\mu = \text{const}$. В этом случае среднее число электроустановок, находящихся в ремонте, не зависит от каналов обслуживания, поэтому вместо m в выражении для затрат принимают среднее число требований, ожидающих ремонта.

Среднюю длину очереди вычисляют по формуле

$$L = \sum_{k=r+1}^s (k-r)P_k, \quad (1.8)$$

где s – число групп электрооборудования, на которое условно разбито общее число электроприемников в хозяйстве;

k – порядковый номер состояния;

r – число каналов обслуживания;

P_k – вероятность состояния системы.

Для рассматриваемого случая вероятности состояний определяются по известным из теории вероятностей формулам, если принять $\lambda_{01} = \lambda_s$, $\lambda_{12} = \lambda(s-1)$, $\lambda_{23} = \lambda(s-2)$ и т. д., до $\lambda_{n-1,n} = \lambda(s-s+1) = \lambda$ для состояний, у которых номер не превышает числа каналов обслуживания ($k < r$), параметр потока ремонтов пропорционален номеру состояния, которое переводит систему в предыдущее состояние (например, $\mu_{10} = \mu$, $\mu_{21} = 2\mu$ и т. д. до $\mu_{r,r-1} = r\mu$).

С учетом этих замечаний предельные значения вероятностей состояния в общем виде определяются по формулам:

при $k \leq r$

$$P_k = \frac{s!}{k!(s-k)!} \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^k P_0, \quad (1.9)$$

при $k \geq r$

$$P_k = \frac{s!}{r^{k-r}(s-k)!r!} \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^k P_0, \quad (1.10)$$

$$P_0 = \frac{1}{\sum_{k=0}^s \frac{P_k}{P_0}}. \quad (1.11)$$

Отношение P_k/P_0 находят из приведенных выше формул. В формулах (1.9), (1.10) знак «!» означает факториал. Найденные вероятности состояний позволяют вычислять и другие показатели, характеризующие принятую систему обслуживания: среднее число простаивающих электроустановок m ; среднее время простоя технологического процесса; коэффициент простоя или занятости электромонтеров (k_3) и другие. Например:

$$m = \sum_{k=1}^s kP_k, \quad (1.12)$$

$$k_3 = 1 - \frac{1}{r} \sum_{k=0}^{r-1} (r-k)P_k. \quad (1.13)$$

Анализ выполненных расчетов по определению оптимальной численности электромонтеров оперативной службы [11] показал, что при соотношении затрат на содержание персонала службы и ущерба от простоев технологических процессов оптимальная численность электромонтеров обеспечивается при относительно небольшой их загрузке (20 ... 50 %). Поэтому для повышения загрузки электромонтеров следует совмещать выполнение плановых и оперативных работ, а также уменьшать оптимальную численность персонала в том случае, если затраты при этом остаются практически неизменными из-за дискретности значений исходных параметров.

1.6.4 Энергетический менеджмент

Для повышения эффективности энергослужб большое значение имеют не только совершенствование и модернизация существующего оборудования, повышение качества проведения эксплуатационных мероприятий, широкое использование имеющихся на предприятии ресурсов, но и правильно организованное управление энергопотреблением, т. е. энергоменеджмент.

Энергетический менеджмент представляет собой совокупность технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эффективности использования энергоресурсов и является частью общей структуры управления предприятием. Основная задача его состоит в про-

ведении комплексного анализа энергопотребления и организации на его основе энергосберегающих мероприятий на предприятии.

Энергетический менеджмент должен включать: организацию учета энергопотребления, разработку планов (режимов) по управлению потоками энергии, проведение энергоаудита на предприятии и в его структурных подразделениях, подготовку рекомендаций по рациональному использованию энергоресурсов, организацию эффективного контроля их использования, анализ новых проектов с учетом их эффективности.

Для реализации этих функций необходимо организовать на предприятии единую, распределенную по всем уровням управления информационную систему для оперативного контроля и управления производством и потреблением энергоресурсов. Информация из этой системы должна поступать в блок информационного обеспечения. Он позволяет оперативно выявлять и реагировать на факты необоснованного перерасхода энергоресурсов и производить анализ причин возникновения таких ситуаций. Такая система должна быть комплексной и направлена на устранение выявленных недостатков.

Одна из проблем энергетического менеджмента – отсутствие соответствующей структуры на предприятии, занимающейся этим вопросом. Служба главного энергетика такой структурой не является. На такое подразделение должна быть возложена ответственность за энергоэффективность на предприятии, за взаимодействие с управляющим персоналом. В службе должны работать специалисты на постоянной основе. Необходимо иметь в виду, что должность энергоменеджера – это управленческая должность. Без выраженного управленческого мышления и способностей к такой работе рассматриваемое подразделение не найдет понимания и признания на предприятии.

Для каждого предприятия организационная структура системы менеджмента будет уникальна, однако, общие рекомендации по ее построению таковы:

- ответственность за функционирование системы энергетического менеджмента возлагается на первого заместителя руководителя предприятия;
- координирует деятельность энергоменеджер;
- по вопросам энергосбережения ему подчиняются представители от каждого подразделения;
- ответственность за реализацию программы энергосбережения несут руководители подразделений;
- для проработки и согласования предлагаемых мероприятий создается рабочая группа из числа специалистов служб – энергетической, технологических, финансовой и др.

Программа энергосбережения – это перечень мероприятий с указанием сроков их выполнения, объема необходимых средств, ответственных лиц и исполнителей. В программу энергосбережения должны быть включены как энергосберегающие мероприятия, так и другие вопросы создания системы энергоменеджмента: внедрение системы контроля и поощрения достижений, повышение мотивации, обучения персонала, сроки пересмотра и корректировки программы.

Кроме программы энергосбережения на предприятии должно быть разработано положение об энергосбережении. При разработке такого положения важным моментом является организация его широкого обсуждения во всех подразделениях. Это поможет оперативно ввести такое положение, а само участие в разработке является серьезным мотивирующим фактором.

Реализация мероприятий по энергосбережению требует инвестиций, которые могут быть беззатратными. В этом случае мероприятия могут быть быстро внедрены, но могут привести в ряде случаев к изменению методов работы, и потребуют дополнительного обучения персонала. Кроме этого не исключаются малозатратные проекты, требующие небольших затрат и обеспечивающие возврат вложенных средств за время до одного года, а также долгосрочные проекты, когда предусматриваются крупные инвестиции в новое оборудование и технологии. Основной причиной внедрения долгосрочных проектов может служить не только снижение энергопотребления, но и модернизация оборудования, выпуск новой и улучшенного качества продукции, увеличение объема производства, уменьшение загрязнения окружающей среды. В тоже время внедрение беззатратных и малозатратных мер требует глубокого понимания ситуации с использованием энергии на предприятии, а также осуществления контроля за энергопотоками и управление процессом использования энергии.

Энергосберегающие мероприятия обычно выполняются по следующим направлениям:

- составление энергетического баланса всего предприятия и его структурных подразделений;
- проведение энергетического обследования (энергоаудита);
- мониторинг и планирование мероприятий.

Энергетический баланс является основным инструментом энергетического менеджмента и наиболее полной характеристикой энергетического хозяйства предприятия. Важность составления его обусловлена тем, что он достоверно отражает количественное соотношение между потребностью предприятия в топливно-энергетических ресурсах и их фактическим потреблением на данный момент или период времени.

При составлении баланса рассматриваются виды потребляемой энергии, производится количественное измерение ее на разные цели, в том числе учитываются потери. Изучение энергетических балансов дает воз-

возможность установить фактическое состояние использования энергетических ресурсов на предприятии и его отдельных участках и дать количественную оценку эффективности функционирования энергетической службы с этих позиций.

В зависимости от назначения энергетические балансы могут различаться по следующим признакам:

- по назначению – отчетные и плановые;
- по видам энергоносителей – частные и сводные;
- по принципам составления – аналитические, оптимизационные и др.

Наибольшее распространение получили отчетные балансы, характеризующие фактические показатели производства и потребления топливно-энергетических ресурсов; плановые балансы, являющиеся основной формой планирования энергопотребления на предстоящий период и аналитические балансы – они отражают глубину и характер использования энергоресурсов и служат для оценки энергетической эффективности рассматриваемых процессов. В отдельных случаях балансы составляются в графической форме.

Энергетическое обследование представляет собой сбор и обработку информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения информации об объеме потребленных энергоресурсов и о показателе энергетической эффективности предприятия. Федеральный закон РФ № 261-ФЗ от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» ввел понятие энергетического обследования и дает определение энергетической эффективности как характеристики, отражающей отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам ресурсов, использованных в целях получения такого эффекта.

Поясним разницу понятий «энергообследование» и «энергоаудит». Обе процедуры предназначены для оценки эффективности энергозатрат, определения возможностей энергосбережения и создания планов рационального использования энергоресурсов. Однако, используя первый термин «энергообследование», как правило, имеют в виду проведение обследования собственными силами самого предприятия. Термин «энергоаудит» применяют, если процедура выполняется внешними организациями с информационно-технической помощью самого предприятия. Такой внешней организацией могут быть частные консультационные или правительственные структуры, имеющие лицензию, высококвалифицированных специалистов и современную портативную контрольно-измерительную аппаратуру. В этой ситуации стоит задача правильного выбора энергоаудитора.

Фактически энергоаудит для любого предприятия является такой же необходимостью как ежегодный техосмотр автомобиля или периодическая диагностика состояния человеческого организма. При этом следует

помнить, что выдать энергетический паспорт имеет право только организация-энергоаудитор.

По результатам энергоаудита руководство предприятия должно получить:

- оценку текущего энергопотребления с достоверными данными по объемам потребления всех ресурсов и суммой средств, затрачиваемых на них по предприятию в целом и по отдельным участкам, а также данные по удельной величине энергозатрат на каждый вид продукции;
- программу мероприятий по энергосбережению, содержащую систему мер организационного, правового и технического характера, направленных на постоянное и планомерное снижение издержек при улучшении производственных, экономических, экологических показателей предприятия и условий труда его персонала;
- энергетический паспорт, содержащий 23 обязательные формы, заполненные в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 19.04 2010 года № 182 «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования».

Кроме этого заказчику может быть представлен технический отчет о проведении энергообследования в качестве приложения к энергетическому паспорту. Такой документ выдается при наличии дополнительной договоренности между заказчиком и фирмой-энергоаудитором. Необходимо, однако, учитывать, что технический отчет при комплексном энергетическом обследовании позволяет детально ознакомиться с результатами инструментальных обследований, расчетными и аналитическими материалами, он содержит описание использованного приборного парка и оборудования, применявшихся методик и программных продуктов.

Обследование проводится поэтапно. Состав и порядок проведения работ определяется энергоаудитором на основании технического задания заказчика.

Последовательность энергетического аудита включает следующие этапы:

- подготовка и организация работ;
- сбор данных;
- измерения;
- составление энергетических балансов;
- оценка возможностей энергосбережения;
- разработка комплекса мероприятий по энергосбережению;
- отчетность.

Таким образом, энергоаудит позволяет определить резервы экономии на каждом конкретном предприятии, в организации и учреждении.

2 Планирование эксплуатационных мероприятий в электрохозяйстве

2.1 Характеристика эксплуатационных мероприятий, проводимых при эксплуатации электрооборудования

Проблема обеспечения высокого уровня надежности технических систем относится к числу основных инженерных проблем, выдвинутых на первый план современным развитием техники. Надежная работа электрооборудования предприятий, организаций и учреждений обеспечивается комплексом организационных и технических мероприятий, осуществляемых при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок. К числу таких мероприятий нужно отнести: правильный выбор электрооборудования и приспособление его к условиям данного производства, выбор и использование защит от аварийных режимов, выполнение монтажных и пусконаладочных работ в соответствии с действующими правилами и нормами, соблюдение регламентированных значений показателей качества электроэнергии и выполнение на должном уровне требуемого объема мероприятий по обслуживанию электрооборудования при его использовании. Объем профилактических мероприятий, проводимых с электрооборудованием в электрохозяйствах, включает в себя технические обслуживания, текущие и капитальные ремонты.

Техническое обслуживание предусматривает комплекс операций по поддержанию работоспособности электрооборудования в процессе его использования по назначению, хранению и транспортировке. Техническое обслуживание предусматривает: уход за оборудованием и сетями; проведение осмотров; контроль режимов работы; соблюдение правил эксплуатации, инструкций заводов-изготовителей и местных эксплуатационных инструкций; устранение мелких неисправностей, не требующих отключения оборудования и электрических сетей; регулировку, чистку, продувку и смазку.

Техническое обслуживание проводится в процессе работы оборудования и сетей с использованием перерывов, нерабочих дней и смен. Допускается кратковременная остановка оборудования и отключение сетей в соответствии с местными инструкциями для предотвращения аварийных ситуаций. Выполняется техническое обслуживание преимущественно силами эксплуатационного персонала технологических систем. Периодичность и объем работ, при проведении технического обслуживания, может быть нормирован. Такая ситуация сложилась, например, при обслуживании электрооборудования сельскохозяйственных объектов. В сельском хозяйстве, учитывая значительную рассредоточенность обслуживаемых

объектов на местности, тяжелые условия эксплуатации оборудования, сезонность работ и недостаточную квалификацию технологического персонала (доярки, скотники, рабочие птицефабрик и др.) техническое обслуживание выполняется персоналом ЭТС и установлены нормативы периодичности их проведения [10]. Внеплановые (контрольные) осмотры электрооборудования не реже одного раза в полгода проводит руководитель ЭТС совместно с руководителем персонала, обслуживающего технологические установки. По результатам осмотра составляется акт с ведомостью дефектов, и указываются сроки устранения недостатков.

Технические обслуживания характеризуются рядом показателей: периодичностью (наработка или время между двумя последовательно проводимыми техническими обслуживаниями одного вида), продолжительностью (время проведения одного обслуживания для данного вида изделия), трудоемкостью (трудозатраты на проведение одного технического обслуживания). Соответствующие нормы на рассматриваемые показатели приводятся в нормативной и технической литературе [1, 10, 15].

Осмотры планируются как самостоятельная операция лишь для некоторых видов электротехнического оборудования и сетей с относительно большой трудоемкостью ремонта. Аналогичный подход применяется при проведении проверок и испытаний.

В связи с тем, что нельзя создать равнопрочное техническое устройство, все детали которого изнашивались бы одновременно, равномерно и служили бы одинаково долго, возникает задача не только в проведении технических обслуживаний, но и замене пришедших в негодность отдельных устройств, т. е. в ремонте электрооборудования.

Под *ремонтом* понимается комплекс работ для поддержания и восстановления работоспособности изделия. Ремонт, как правило, должен сопровождаться выдачей определенных гарантий на последующую эксплуатацию. Ремонты подразделяются на текущий и капитальный ремонты.

Текущий ремонт выполняется для восстановления работоспособности электрооборудования. Он заключается в замене или восстановлении отдельных частей. Текущий ремонт электрооборудования можно проводить на месте его установки или в мастерской электрохозяйства, в электроцехе предприятия. Объем текущего ремонта электрооборудования зависит от его технического состояния. Номенклатура выполняемых работ для отдельных электротехнических изделий приводится в нормативной и справочной литературе [1, 10, 15].

Капитальный ремонт выполняется для полного или почти полного (до 80 %) восстановления ресурса электрооборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Например, при ремонте электродвигателя меняется его обмотка, а при ремонте трансформатора – производятся расширочка сердечника и замена обмоток транс-

форматора. Для выполнения капитального ремонта на предприятии необходимо иметь технические условия для проведения такого мероприятия на каждое наименование ремонтируемого оборудования.

Для вывода оборудования в капитальный ремонт должны быть проведены следующие мероприятия: составлены ведомости работ и смета, уточняемые после вскрытия и осмотра оборудования; составлен график ремонтных работ; заготовлены необходимые материалы и запасные части; составлены и утверждены технические документы на предполагаемые работы; укомплектован и приведен в исправное состояние инструмент, приспособления, такелажное оборудование; подготовлено рабочее место для ремонта; укомплектована ремонтная бригада. После проведения ремонта, оборудование подвергается испытаниям, и оформляются гарантийные документы. При обнаружении дефектов в отремонтированном изделии ремонт считается не законченным.

Наиболее эффективной формой организации ремонта является централизация, при которой текущий и капитальный ремонты выполняются специализированными подразделениями самого предприятия или подрядной организации. При организации труда ремонтных рабочих следует ориентироваться на специализированные бригады. Предпочтение следует отдавать комплексным специализированным бригадам, работающим по единому наряду с оплатой по конечному результату. Специализированные бригады обычно ориентируются на ремонт одного-двух типов изделий или установок, комплексные – на изделия различных типов.

Ремонт электрооборудования может осуществляться собственными силами предприятия, эксплуатирующего электроустановки, сторонними специализированными ремонтными предприятиями, а также заводами-изготовителями. Сложные электротехнические изделия лучше ремонтировать на специализированных ремонтных предприятиях.

Оперативные работы. Специально назначенный электротехнический персонал предприятия, кроме выполнения отдельных профилактических мероприятий в процессе эксплуатации электрооборудования получает заявки с объектов о неисправностях в работе электроустановок, проводит работы по устранению мелких неисправностей, а также осуществляет отключение переключение и включение их, подготовку рабочих мест для ремонтных подразделений.

Для успешного выполнения оперативных работ за ЭТС должен быть закреплен соответствующий транспорт, обеспечена связь со всеми объектами, создан необходимый резервный запас оборудования и материалов.

2.2 Анализ возможных стратегий обслуживания электрооборудования

Оборудование электрохозяйства относится к классу ремонтируемых (восстанавливаемых) изделий, за исключением отдельных из них (изоляторы, предохранители, кабельные муфты, трансформаторы тока с литой изоляцией осветительные приборы, нагревательные элементы и др.), которые при отказе заменяются новыми. Следовательно, нормальное функционирование электрооборудования, свойства которого ухудшаются в процессе эксплуатации, может быть обеспечено своевременными техническими обслуживаниями и ремонтами. При построении системы технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования большое значение имеет определение стратегии обслуживания, которая устанавливает основные технические принципы обслуживания и тем самым определяет затраты труда, средств и времени при проведении эксплуатационных мероприятий.

Обслуживание электрооборудования в электрохозяйстве может быть аварийным, планово-предупредительным и по текущему состоянию.

Возможные варианты построения систем обслуживания электрооборудования распределительных сетей приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Варианты построения системы обслуживания электрооборудования

Системы технических обслуживаний и ремонтов						
Вариант	Техническое обслуживание		Ремонт			
	Периодичность	Объем	Плановый		Аварийный	
			Периодичность	Объем	Периодичность	Объем
1	Регламентированная	Регламентированный	Регламентированная	Регламентированный	После отказа	По глубине повреждения
2	Регламентированная	Регламентированный	По техническому состоянию	По техническому состоянию	После отказа	По глубине повреждения
3	Регламентированная	Регламентированный	Регламентированная	По техническому состоянию	После отказа	По глубине повреждения

В таблице 2.1: 1 – система планово-предупредительных ремонтов, регламентированная по периодичности и объему; 2 – система обслуживания по текущему состоянию; 3 – комбинированная система обслуживания.

Практика эксплуатации электрооборудования показывает, что если свести все обслуживание лишь к ликвидации аварийных отказов и исключить полностью все мероприятия предупредительного характера показатели надежности оборудования будут низкими, и оно будет работать неэффек-

тивно. Такую стратегию иногда называют «нулевой». К сожалению, подобный вид «обслуживания» электрооборудования все еще имеет место в сельском хозяйстве и других отраслях хозяйства. В результате, аварийный выход из строя электродвигателей, например, достигает 20 ... 25 % от имеющегося парка электрооборудования этого вида, находящегося в работе.

Многолетний отечественный и зарубежный опыт эксплуатации электрооборудования показал, что поддержание в должном техническом состоянии оборудования возможно лишь на основе планомерно проводимых технических и организационных мероприятий профилактического характера. Такая система обслуживания получила название системы плано-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования (ППРЭ).

По своему содержанию этот вид обслуживания является групповым, так как базируется на усредненном опыте эксплуатации однотипных групп оборудования. В этом его преимущество. Плано-предупредительная система обслуживания предупреждает прогрессирующий износ оборудования, уменьшает возможное количество аварийных выходов его из строя и позволяет осуществить предварительную подготовку ремонтных работ, что, в свою очередь, дает возможность рационально использовать рабочую силу и технические средства при выполнении соответствующих мероприятий по обслуживанию электрооборудования. Попытка внедрения такой системы обслуживания в условиях сельского хозяйства позволила сократить аварийность электрооборудования до 15 ... 18 %, а в отдельных случаях до 5 ... 8 %. Основной недостаток ППРЭ заключается в не учете фактического состояния оборудования.

Система плано-предупредительных ремонтов не исключает, как известно, аварийные отказы электрооборудования и электрических сетей, и, следовательно, необходимости выполнения в случайные моменты времени аварийно-восстановительных работ, которые по своему объему могут быть как капитальными, так и текущими. Плановый ремонт объектов электрохозяйства выполняется независимо от появления отказов. Если до срока проведения планового ремонта возник отказ какого-либо элемента, то он ремонтируется, и объект продолжает работать до очередного планового ремонта. При таком подходе оборудование может выводиться в плановый ремонт с большой остаточной работоспособностью, то есть при не полностью использованном ресурсе.

Стратегия ремонтов электрооборудования оборудования по фактическому состоянию предполагает вывод его в ремонт только при достижении им предельного состояния. Для реализации такой стратегии необходимо располагать соответствующим диагностическим оборудованием и иметь высококвалифицированный персонал. Важная роль здесь отводится более частой диагностике и контролю состояния элементов сети с целью

своевременного выявления и прогнозирования деградации отдельных деталей и узлов. Данная система обслуживания электроустановок требует дополнительных затрат на техническое обслуживание и не исключает полной вероятности внеплановых ремонтов. Однако по сравнению с системой плановых ремонтов указанная стратегия существенно снижает появление отказов электрооборудования в электроустановках. Такой способ обслуживания электроустановок широко применяется за рубежом и для отдельных видов оборудования в нашей стране.

Одной из разновидностей системы планово-предупредительных ремонтов является комбинированная система, когда ремонтные работы проводятся через регламентированные промежутки времени, а объем мероприятий определяется по результатам проверок, измерений и осмотров. Именно такая система используется в настоящее время при эксплуатации распределительных электрических сетей.

С точки зрения рациональной организации эксплуатации комбинированная система имеет существенные недостатки, поскольку заранее не известен объем предстоящих работ и трудно планировать материальные и людские ресурсы.

2.3 Система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования предприятий, организаций и учреждений

2.3.1 Основные положения системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования

Система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний – это совокупность организационных и технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту электрооборудования, проводимых профилактически по заранее составленному плану.

В отличие от других видов оборудования (например, станочного) аварийный выход из строя электрооборудования и электрических сетей имеет не только важное самостоятельное значение, но и может вызывать длительные простои основного производственного оборудования участков и цехов. Кроме этого, состояние электрооборудования во многом определяет условия труда работающих на предприятии (освещенность на рабочих местах, уровень шума, обеспечение микроклимата), активно влияет на производительность труда.

Все эти факторы риска требуют использования научно-обоснованной и хорошо продуманной системы поддержания оборудования в работоспособном состоянии. Организацией и проведением работ по

поддержанию соответствующих показателей качества и технического состояния оборудования электрохозяйств занимаются ЭТС.

Система ППРЭ [1, 10, 15] предусматривает выполнение организационно-технических мероприятий по планированию, подготовке, организации проведения, контроля и учета работ по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования и сетей, проводимых по заранее составленному плану на основе типового объема работ. При этом обеспечивается безотказная, безопасная и экономичная работа электроустановок при минимальных ремонтных и эксплуатационных затратах. Сущность такой системы заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различного вида эксплуатационные воздействия (техническое обслуживание, текущий ремонт, капитальный ремонт). Чем меньше по времени разрыв между моментом ожидаемого отказа и моментом выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее и экономичнее система эксплуатации.

Каждый плановый ремонт выполняется в объеме, восполняющем потери в состоянии оборудования и электрических сетей, которые являются результатом их эксплуатации, а также обеспечивающем безотказную работу до следующего очередного ремонта, срок которого запланирован в соответствии со сроком послеремонтной гарантии. Технические обслуживания, осмотры, регулировки и испытания увеличивают срок работы оборудования и сетей до очередного текущего ремонта. Производство текущих ремонтов предотвращает необходимость планирования более частых капитальных ремонтов.

Нормы и нормативы, приводимые в системе ППРЭ установлены опытно-статистическим путем.

При оптимальной периодичности и последовательности ремонтов и профилактических операций при техническом обслуживании, объем работ для каждого вида ремонта остается постоянным и называется типовым объемом ремонтных работ. В типовой объем каждого вида работ входит полностью объем работ предыдущего более легкого ремонта. Так, типовой объем текущего ремонта включает полностью объем технического обслуживания. Соответственно, типовой объем капитального ремонта включает полностью объем текущего ремонта.

Система ППРЭ служит нормативно-информационной базой для составления годового графика технических обслуживаний и ремонтов, согласно которому персонал ЭТС проводит работы по обслуживанию электрооборудования. Нормативы системы ППРЭ устанавливают структуру и продолжительность профилактических мероприятий, типовые объемы работ по видам ремонта и технического обслуживания, трудовые и материальные затраты, нормы простоя из-за ремонта, а также нормы складского резерва оборудования, запасных частей, деталей, покупных комплектую-

щих изделий и материалов для каждого вида ремонта и технического обслуживания.

Так, в нормативный документ «Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий (система ППРЭСх) [10] включены следующие разделы:

- основные положения системы ППРЭСх;
- классификация условий эксплуатации и общие требования к электрооборудованию;
- организация работ по ремонту и техническому обслуживанию электрооборудования (типовые штаты, номенклатура работ, технические средства для выполнения работ);
- планирование и учет работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- порядок составления годового графика технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования;
- трудоемкость технического обслуживания и текущего ремонта, нормы расхода материалов и запасных частей.

В приложениях даются: коэффициенты перевода физических единиц электротехнических изделий в у. е. э., должностные права и обязанности специалистов ЭТС, формы документации и другие сведения.

2.3.2 Оценка экономической эффективности внедрения системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования

Экономическая эффективность внедрения системы ППРЭСх на предприятии определяется по формуле

$$\Delta C = C_o - C_n, \quad (2.1)$$

где C_o , C_n – затраты на эксплуатацию электрооборудования до и после внедрения системы ППРЭСх. Значение C_o определяется по выражению

$$C_o = I_o + I_b, \quad (2.2)$$

где I_o – затраты предприятия на оплату работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту электрооборудования;

I_b – затраты, связанные с преждевременным выходом из строя электрооборудования.

При этом, например, для электродвигателей

$$I_B = N_0 D_0, \quad D_0 = f_0 + C_k + Y_T, \quad (2.3)$$

где N_0 – среднее число вышедших из строя электродвигателей на предприятии за год (штук электродвигателей) до внедрения системы ППРЭ;

D_0 – эксплуатационные потери при выходе электрооборудования из строя;

f_0 – затраты, связанные с недоиспользованием ресурса электродвигателей;

C_k – стоимость капитального ремонта;

Y_T – средний технологический ущерб от отказа электродвигателя.

По формуле, аналогичной (2.3), определяются затраты, связанные с преждевременным выходом из строя электрооборудования после внедрения системы ППРЭ

$$I_{II} = N_{II} D_{II}, \quad D_{II} = f_{II} + C_k + Y_T, \quad (2.4)$$

Исследованиями, проведенными в ВИЭСХ, установлено, что до внедрения системы ППРЭ срок службы электродвигателей серии 4А до первого капитального ремонта в среднем составляет 4 года, а по техническим условиям заводов изготовителей – 8 лет. Следовательно, при преждевременном выходе их из строя предприятие несет убытки на капитальный ремонт, равные стоимости капитального ремонта, и кроме того, наблюдается недоиспользование ресурса на 50 %.

2.3.3 Определение сроков проведения эксплуатационных мероприятий

В имеющейся нормативной и справочной литературе даются усредненные данные по периодичности проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования. При необходимости получить более точные оценки, а также в случае использования изделий, на которые нормы в ППРЭ отсутствуют, необходимы дополнительные расчеты. Определение периодичности проведения технических обслуживаний и ремонтов – одна из наиболее сложных проблем эксплуатации электрооборудования. Это объясняется тем, что с одной стороны выбор времени между профилактиками существенно влияет на надежность и экономические показатели, и с другой стороны задачи подобного рода трудно формализуемы.

В технической литературе известно несколько подходов к решению таких задач, большинство из них базируется на использовании аппарата теории массового обслуживания и требует трудоемких расчетов, зачастую с использованием ЭВМ [11].

В настоящее время в качестве критерия оптимальности при определении периодичности проведения профилактических мероприятий используются либо технические показатели (коэффициент готовности, коэффициент технического использования, коэффициент простоя, вероятность безотказной работы), т. е. показатели, характеризующие технический эффект от проводимых мероприятий, либо экономические показатели (затраты на эксплуатацию, прибыль от эксплуатации, затраты на единицу времени работы).

Рассмотрим упрощенные подходы, позволяющие с достаточной для инженерной практики точностью решать поставленную задачу.

Определение сроков проведения профилактических мероприятий по техническим показателям. При эксплуатации электрооборудования возникают внезапные и постепенные отказы. Внезапные отказы не прогнозируются, а при появлении устраняются. Постепенные отказы возникают в результате медленного изменения параметров, например, развитие межвиткового замыкания, тепловое старение изоляции на выводах обмотки, износ подшипников и т. д. В этом случае путем проведения профилактических мероприятий можно восстановить работоспособность.

При выборе периода между профилактическими мероприятиями нужно учитывать, что при сокращении его повышается надежность электрооборудования, но увеличивается суммарное время простоев на выполнение работ и уменьшается коэффициент технического использования. Существует оптимальное значение времени между профилактиками. В качестве основного критерия для определения его используем коэффициент простоя.

Рассмотрим отрезок времени между двумя профилактиками для электрооборудования, находящегося постоянно в работе. Среднее значение этого отрезка

$$t_p = T_{\Pi} + T_p, \quad (2.5)$$

где T_{Π} – время между профилактиками;

T_p – средняя продолжительность проведения профилактического мероприятия.

Поскольку проведение технических обслуживаний и текущих ремонтов не исключает аварийный выход из строя электрооборудования, то в период между профилактиками в принципе могут появиться отказы и возникнет необходимость в проведении ремонтных работ. В неработоспособном состоянии электрооборудование за это время будет находиться

$$t_p - T_o = T_{\Pi} + T_p - T_o, \quad (2.6)$$

где T_0 – наработка (время работоспособного состояния) электрооборудования между двумя профилактиками. В результате коэффициент простоя можно определить по формуле

$$K_{\text{п}} = (T_{\text{п}} + T_{\text{р}} - T_0) / t_{\text{р}}. \quad (2.7)$$

Так как $(T_{\text{п}} + T_{\text{р}} - T_0) \ll T_0$, то для удобства дальнейших вычислений примем $t_{\text{р}} \approx T_0$, тогда

$$K_{\text{п}} = (T_{\text{п}} + T_{\text{р}} - T_0) / T_0. \quad (2.8)$$

Известно, что

$$T_0 = \int_0^{T_{\text{п}}} P(t) dt, P(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right]. \quad (2.9)$$

Следовательно

$$T_0 = \int_0^{T_{\text{п}}} \left\{ \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right] \right\} dt, \quad (2.10)$$

где $\lambda(t)$ – интенсивность отказов электрооборудования с учетом принятой системы обслуживания.

Для определения оптимального значения величины $T_{\text{р}}$ возьмем производную от выражения (2.8) по $T_{\text{п}}$ и приравняем ее нулю. Получим

$$1 + \lambda(T_{\text{п}} + T_{\text{р}}) = 1 / \exp(-\lambda T_{\text{п}}) = \exp(\lambda T_{\text{п}}). \quad (2.11)$$

Разложим функцию $\exp(\lambda T_{\text{п}})$ в ряд Тейлора (ограничимся первыми тремя членами)

$$\exp(\lambda T_{\text{п}}) = 1 + \lambda T_{\text{п}} + (\lambda T_{\text{п}})^2 / 2. \quad (2.12)$$

После подстановки и сокращения получим

$$\lambda T_{\text{р}} = (\lambda T_{\text{п}})^2 / 2. \quad (2.13)$$

Отсюда $T_{\text{п}} = \sqrt{2T_{\text{р}} / \lambda}$.

Известно, что для экспоненциального распределения времени между отказами $T_0 = 1/\lambda$, следовательно

$$T_{\pi} = \sqrt{2T_p T_0} . \quad (2.14)$$

Итак, нами получено выражение для оптимального периода между профилактиками, при котором обеспечивается минимальный коэффициент простоя электрооборудования. Была рассмотрена аппаратура, находящаяся в работе.

Для электрооборудования, которое определенную часть времени используется по назначению, а остальное время находится в выключенном состоянии (например, при односменной работе предприятия), необходимо учитывать как интенсивность отказов электрооборудования во время работы λ_B , так и интенсивность отказов в выключенном состоянии λ_0 . Соотношение между временем выключенного и включенного состояний характеризуется коэффициентом интенсивности эксплуатации

$$k_v = \sum_{i=1}^{N_v} t_i / t_k , \quad (2.15)$$

где t_i – время работы электрооборудования при i -м включении;
 N_v – число включений за отрезок t_k ;
 t_k – рассматриваемый отрезок времени.

Из приведенного выражения следует, что показатель k_v характеризует относительное время нахождения электрооборудования во включенном состоянии, а $1 - k_v$, соответственно, – в выключенном. Тогда суммарная интенсивность отказов будет

$$\lambda_c = k_v \lambda_B + (1 - k_v) \lambda_0 . \quad (2.16)$$

Подставив λ_c вместо λ , получим

$$T_{\pi} = \sqrt{2T_p / [k_v \lambda_B + (1 - k_v) \lambda_0]} . \quad (2.17)$$

Если отказами в выключенном состоянии можно пренебречь, то

$$T_{\pi} = \sqrt{2T_p / (k_v \lambda)} . \quad (2.18)$$

Введение микроконтроллеров, микропроцессоров и других высоконадежных элементов для схем автоматики существенно повышает безот-

казность таких устройств. Учесть это обстоятельство можно, используя поправочный коэффициент k_c , который определяется по результатам эксплуатации. Тогда

$$T_{\Pi} = k_c \sqrt{2T_P / (k_v \lambda)}, \quad (2.19)$$

где k_c – коэффициент, учитывающий стабильность параметров.

Особенностью использования электрооборудования в условиях сельского хозяйства и на других объектах являются отдельные случаи длительного хранения его, например, на элеваторах, на животноводческих фермах в летний период и в других случаях. Для такого оборудования

$$T_{\Pi} = k_c \sqrt{2T_P / \lambda_x}, \quad (2.20)$$

где λ_x – интенсивность отказов установки в режиме хранения.

Пример 2.1. Электроприемник имеет интенсивность отказов $\lambda = 1,25 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$, время проведения профилактических мероприятий $T_P = 6 \text{ ч}$, коэффициент интенсивности эксплуатации $k_v = 0,2$. Отказами в выключенном состоянии можно пренебречь. Определить время между профилактиками T_{Π} .

Решение.

$$T_{\Pi} = k_c \sqrt{2T_P / (k_v \lambda)} = \sqrt{2 \cdot 6 / (0,2 \cdot 1,25 \cdot 10^{-4})} = 693 \text{ ч}^{-1}.$$

Пример 2.2. Нарботка на отказ машины постоянного тока при экспоненциальном законе надежности без проведения профилактических мероприятий $T_0 = 300 \text{ ч}$, при проведении профилактических работ длительностью $T_P = 5 \text{ ч}$ наработка на отказ составляет $T_0 = 1000 \text{ ч}$. Коэффициент интенсивности эксплуатации $k_v = 0,25$. Интенсивность отказов в выключенном состоянии $\lambda_0 = 2 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}$. Определить время между профилактическими обслуживаниями T_{Π} .

Решение.

$$T_{\Pi} = \sqrt{2T_P / (\lambda_v + (1 - k_v)\lambda_0)} = \sqrt{2 \cdot 5 / [0,25 \cdot 1 \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot 2 \cdot 10^{-6}]} = 200 \text{ ч}.$$

Определение оптимального времени между профилактическими работами по экономическому критерию. Пусть для некоторого объекта затраты на одну профилактику составляют C_p , а на один капитальный ремонт C_k . Интенсивность отказов при исходной периодичности профилактики λ , и технологический ущерб, выраженный в долях от C_k , составляет U^* . Известно, что с увеличением промежутка времени T_{Π} годовые затраты

на проведение профилактических работ снижаются, а на капитальный ремонт и ущерб от недоиспользования оборудования увеличиваются.

Удельные суммарные затраты за год определяются из выражения

$$C = C_p / T_{\Pi} + \lambda C_k (1 + Y^*) T_{\Pi}^a, \quad (2.21)$$

где a – коэффициент, характеризующий эффективность профилактик (он указывает, на сколько процентов снижается интенсивность отказов при снижении периодичности на один процент). Исследуем на экстремум выражение (2.21), получим

$$\frac{dC}{dT_{\Pi}} = -C_p T_{\Pi}^{-2} + \lambda C_k (1 + Y^*) a T_{\Pi}^{a-1} = 0. \quad (2.22)$$

Отсюда

$$T_{\Pi, \text{опт}} = \sqrt[1+a]{C_p / [a \lambda C_k (1 + Y^*)]}. \quad (2.23)$$

Полученная формула показывает, что оптимальная величина времени между профилактическими мероприятиями пропорциональна стоимости проведения таких работ и обратно пропорциональна стоимости капитального ремонта электрооборудования, размеру технологического ущерба и интенсивности отказов. Для частных случаев можно принять, $a = 1$ и значительно упростить выражение (2.23).

При организации технической эксплуатации электрооборудования стремятся совместить моменты проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов с технологическими паузами и моментами обслуживания технологических установок, а также учесть сезонность использования техники. Возникает вопрос – насколько можно отступить от приведенных в системе ППРЭ нормативов по времени между профилактиками? Считается допустимым увеличение или уменьшение сроков, если суммарные затраты не изменяются более чем на 5 % по сравнению с оптимальным уровнем. Исследование экономической устойчивости функции цели в данном случае показало, что допустимы отклонения от оптимальных сроков проведения мероприятий до 30 %. Указанная цифра может быть использована при построении графика проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования предприятий.

2.3.4 Этапы внедрения системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования

Реализация общего объема эксплуатационных работ, проводимых в электрохозяйствах с использованием системы ППРЭ, должна выполняться в несколько этапов.

Первый этап. Паспортизация и учет имеющегося на предприятии электрооборудования. Она проводится на основе единой формы по каждому участку, цеху и в целом по предприятию.

Второй этап. Определение трудоемкости проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования. План любой периодической работы должен отвечать на вопросы: Что делать? И как часто делать? Выражаясь строго, надо определить состав работ и сроки (периодичность) их проведения. Объем проводимых при эксплуатации электрооборудования мероприятий и необходимые затраты труда на их выполнение достаточно подробно изложены в системах ППРЭ для различных отраслей хозяйства [1, 10, 15]. Вопрос установления периодичности проведения профилактических мероприятий – более сложная задача. При этом целесообразно использовать документацию завода-изготовителя, где могут указываться рекомендуемые сроки проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов, нормативы системы ППРЭ, а для электрооборудования, на которое отсутствуют данные, например, импортное, персонал электрохозяйства должен уметь определять периодичность расчетным путем с использованием соответствующего математического аппарата.

Третий этап. Составление графика технических обслуживаний и текущих ремонтов. Составление графика и его выполнение – центральная задача деятельности ЭТС. Графики составляются: вначале пообъектно, затем для каждого подразделения и на заключительном этапе – общий график по предприятию в целом. Сократить затраты времени на его составление можно, используя для этих целей ЭВМ.

Четвертый этап. Определение потребности запасных частей, материалов, инструмента на ремонтно-эксплуатационные нужды. При этом используются нормативы, приводимые в системе ППРЭ.

Помимо перечисленных, для внедрения системы ППРЭ необходимо проведение еще ряда организационно-технических мероприятий:

- проверка соответствия применяемого электрооборудования условиям окружающей среды и режимам работы (при наличии несоответствия необходимы замена его, вынос из зоны действия агрессивной и пыльной среды, улучшение микроклимата);

- обучение и инструктаж персонала, обслуживающего технологические установки, правильным и безопасным методам работы с электрооборудованием;
- формирование необходимой материальной и технической базы служб;
- внедрение новых форм оплаты труда электромонтеров, стимулирующих производительную работу и бережное отношение к оборудованию, инструментам и материалам.

2.3.5 Картотека электрооборудования электрохозяйства

Тщательный учет установленного и резервного электрооборудования и электрических сетей, контроль его местонахождения, перемещения и состояния является залогом четкого планирования и выполнения эксплуатационных мероприятий. Для этого проводится инвентаризация оборудования. Инвентаризация имеет цель уточнения данных об оборудовании и электрических сетях.

При этом составляется перечень изделий, записываются их технические характеристики, уточняются условия работы, цикличность использования и т. д. На каждый вид электрооборудования заводятся карты учета. Карта учета электрооборудования предназначена для учета и хранения сведений, необходимых для планирования и выполнения эксплуатационных мероприятий. Она является также рабочим оперативным документом и может выдаваться исполнителю на руки накануне производства ремонтных работ, по выполнению которых карта возвращается в картотеку ЭТС.

Карты учета заполняются на основании результатов инвентаризации на каждую единицу электрооборудования и каждый участок сети. Первоначально туда заносятся данные по состоянию оборудования к моменту заполнения. В последующем учитываются возможные изменения. Учетные карты хранятся в картотеке руководителя ЭТС и располагаются в порядке инвентарных номеров по отделениям, цехам и участкам предприятия.

Один из возможных вариантов форма карты приведен в таблице 2.2 [10] и имеет следующий вид.

Таблица 2.2 – Карта учета электрооборудования

Инв. №	Объект, электрооборудование	Характеристика (тип, мощность и т. д.)	Единица измерения	Количество	Дата установки	Среда, в которой работает	Число часов работы в сутки

Краткий анализ приведенной формы карты учета электрооборудования, рекомендуемой для сельскохозяйственных предприятий, показывает,

что она не в полной мере отражает объем сведений, необходимых для планирования работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту, а также сведений, используемых для оценки деятельности ЭТС.

По мере выполнения эксплуатационных мероприятий в целях последующего анализа трудовых и материальных затрат следует учитывать стоимость израсходованных материалов, запасных частей и комплектующих изделий, фактическую трудоемкость и стоимость ремонтных работ. Необходимо также фиксировать перечень конкретно выполненных операций по обслуживанию электрооборудования, время простоя и другую информацию.

Предложенный вариант карты учета должен быть дополнен сведениями по проведению эксплуатационных мероприятий. Для промышленных предприятий рекомендуется более информативная карта [1].

И в заключение отметим, что при значительном объеме электрооборудования на предприятии работать с такой картотекой сложно, поскольку требуется много времени на поиск информации. Необходимо наладить автоматизированный учет электрооборудования с использованием ЭВМ.

2.3.6 Определение трудоемкости плановых работ и составление графика технических обслуживаний и текущих ремонтов

Работа ЭТС должна быть организована в соответствии с годовым графиком технических обслуживаний и текущих ремонтов. Перед составлением графика помимо инвентаризации проводится общая оценка технического состояния электрооборудования и сетей, которые предполагается обслуживать. При этом рассматриваются показатели надежности электрооборудования, его техническое состояние, сроки и объем ранее проведенных эксплуатационных мероприятий.

Рекомендуемая в технической литературе [15] форма графика плановых работ приведена на рисунке 2.1.

Краткий анализ представленной формы графика показывает, что такой график является мало информативным с точки зрения трудозатрат в чел.-ч на выполнение эксплуатационных мероприятий и не позволяет решать все задачи по обслуживанию электрооборудования. Фактически такой график ориентирован на смешанную систему обслуживания электрооборудования и электрических сетей, когда объем работ определяется по текущему состоянию оборудования с использованием ведомостей дефектов. Принятый интервал времени в один месяц слишком велик, лучше использовать неделю, чтобы знать, где конкретно должны работать электромонтеры, какие работы они выполняют и какова их трудоемкость. На графике отсутствуют технические обслуживания, которые используются в практике работы ряда ЭТС.

СОГЛАСОВАНО
Главный энергетик

“ ” Г.
Начальник производственного отдела
“ ” Г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора -
Главный инженер

“ ” Г.

**ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК
ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ НА _____ г.**

(наименование энергетического или технологического подразделения)

Наименование оборудования	Номер по схеме (инв. номер)	Норматив ресурса между ремонтами (числитель) и простоя (знаменатель)			Дата последнего ремонта (число, месяц)			Условное обозначение ремонта (числитель) и время простоя в ремонте, ч (знаменатель)												Годовой простой в ремонте, ч	Годовой фонд рабочего времени, ч				
		T ₁	T ₂	T ₃	K	T ₁	T ₂	T ₃	К	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь			ноябрь	декабрь		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		

Главный энергетик _____

Рисунок 2.1 – Форма годового плана-графика

Более детальной, с нашей точки зрения, является форма, предложенная в системе ППРЭСх для электрооборудования сельскохозяйственных объектов. В этом случае годового график представляет собой специальную таблицу, состоящую из двух частей.

В левой части таблицы для заданного перечня электрооборудования объекта проставляется число плановых технических обслуживания и ремонтов на единицу оборудования и их общее количество, а также затраты труда на каждый вид работ. При этом используются нормативы системы ППРЭС по периодичности и трудозатратам проведения профилактических мероприятий.

Таким образом, подведя суммарный итог трудозатрат на плановые профилактические мероприятия по обслуживанию электрооборудования по объектам, мы можем установить трудоемкость плановых работ. Пример определения их показан в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет трудоемкости плановых мероприятий по эксплуатации электрооборудования

№ п/п	Объект, ЭО	Кол-во, шт, км	Кол-во плановых мероприятий				Трудоемкость плановых мероприятий, чел.-ч			
			ТО		ТР/ТО		ТО		ТР/ТО	
			на ед.	общее	на ед.	общее	на ед.	общая	на ед.	общая
1	Свинарник-откормочник на 400 мест, ХАС Шкаф силовой на 8 групп	2	7	14	1/0	2/0	0,6	8,4	9	18/0
2	Щит осветительный на 6 групп	2	7	14	1/0	2/0	0,36	5,04	5,4	10,8/0
3	Автоматический выключатель до 50 А	16	11	176	1/0	16/0	0,25	44	1,7 5	28/0
4	Электрокалорифер 40кВт	2	3	6	1/0	2/0	0,76	4,56	6,5	13/0
5	Светильники с лампами накаливания	10	3	30	1/0	10/0	0,15	4,5	0,4	4/0
6	Светильники с люминесцентными лампами	32	3	96	1/0	32/0	0,2	19,2	0,5	16/0
7	Провод АПВ 2,5 мм ²	87	3	261	1/0	87/0	2,8	0,73	42	3,65/0
8	Кабель АВРГ 4х2,5 мм ²	530	2	1060	1/1	350/180	4,2	4,45	66	23,1/0,7
9	Кабель АКВРГ 4–20х2,5 мм ²	721	2	1442	1/1	476/245	1,6	2,31	24	11,4/0,4
10	ЭД 4А 1500 мин ⁻¹ , Р = 3кВт	4	3	12	1/1	2/2	0,4	4,8	4,3	8,6/0,8
11	ЭД 4А 1500 мин ⁻¹ , Р = 11кВт	2	3	6	1/1	1/1	0,6	3,6	5,4	5,4/0,6
12	ЭД 4А 3000 мин ⁻¹ , Р = 5,5кВт	8	3	24	1/1	4/4	0,5	12	4,5	18/2
Итого:								113,5 9		<u>159,97</u> 4,55
Всего:								227,1 8		<u>319,94</u> 9,1

Правая часть таблицы содержит понедельный перечень выполняемых работ для заданного набора электрооборудования, которые отмечаются специальными значками (таблица 2.4).

При составлении годового графика технических обслуживания и текущих ремонтов электрооборудования следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- график разрабатывается первоначально для отдельных объектов (мастерская, котельная, насосная станция и т. д.), затем для подразделения предприятия и наконец, для предприятия в целом;

- проведение эксплуатационных мероприятий по обслуживанию оборудования и сетей электрохозяйства должно планироваться на то время суток или определенные периоды, когда нагрузка или необходимость в работе оборудования является минимальной;

- ремонт оборудования и сетей с сезонной нагрузкой (холодильное оборудование, теплоэнергетические установки, системы кондиционирования воздуха, сельскохозяйственные объекты и др.) должен предусматриваться в периоды их наименьшей нагрузки. При значительном объеме сезонных работ планирование их ремонта производится таким образом, чтобы создать равномерную загрузку ремонтных подразделений в течение года. С учетом этих замечаний составление годового графика следует начинать с объектов сезонного использования, тогда лучше добиться его равномерности;

- в качестве интервала времени следует принять неделю, в этом случае отпадает необходимость отдельно составлять месячный и квартальный графики;

- для каждого вида электрооборудования, учитывая его суточную занятость и условия эксплуатации, по нормативам системы ППРЭ определяется количество технических обслуживания и текущих ремонтов на единицу оборудования $f_{тр} = 12/t_{тр}$, $f_{то} = t_{и}/t_{то} - f_{тр}$, где $t_{тр}$, $t_{то}$ – период времени между текущими ремонтами и техническими обслуживаниями, мес; $t_{и}$ – продолжительность использования электрооборудования, мес. При этом количество технических обслуживания уменьшается на число текущих ремонтов, так как в случае проведения последнего нет необходимости в выполнении технического обслуживания. Следует также помнить, что при периодичности между текущими ремонтами электрооборудования 18 месяцев на единицу оборудования в год приходится $f_{тр} = 12/18 = 0,66$ текущих ремонтов. Зная количество профилактических мероприятий на единицу оборудования, определяют их среднее годовое число и, используя нормативы системы ППРЭ по трудозатратам, объем выполняемых работ в чел.– ч отдельно по техническим обслуживаниям и текущим ремонтам;

Таблица 2.4 - График плановых работ

№ п/п	Объект, ЭО	Выполняемые работы																									
		1 квартал													1 квартал												
		Недели																									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	Свинарник на 400 мест, ХАС Кабель АВРГ			12																							
2	Калориферы, ОУ, АПВ, ЭД 4А			16,5												16,5											
3	ЩС, ЩО			1,9					1,9							1,9							1,9				
	Автоматические выключатели			4,0			4,0		4,0							4,0				4,0		4,0					
5	Итого:			25,8			4,0		5,9							22,4				7,4		5,9					
		3 квартал													4 квартал												
		Недели																									
	ЭО	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
	1											34,5															
	2			68,7													16,5										
	3			1,9								1,9					1,9						28,8				
	4			4,0				28,0				4,0					4,0						4,0				4,0
	Итого:			78,0				28				41,6					26,4						32,8				4,0

- необходимо стремиться к равномерной загрузке электромонтеров по неделям. Помимо этого нужно добиваться, чтобы электромонтеры выполняли максимально возможный объем работ на одном объекте для уменьшения потерь времени на переходы и переезды;

- суммарные трудозатраты одного электромонтера не должны превышать 40 ч в неделю;

- используя специальный календарь, на графике проставляется число часов работы на каждой из 52 недель;

- время проведения первого технического обслуживания и текущего ремонта устанавливается в зависимости от даты проведения таких мероприятий в предыдущем году;

- должно быть учтено время отпусков персонала ЭТЭС, а также сроки и трудозатраты на приведение в рабочее состояние электрооборудования, используемого сезонно;

- для удобства контроля за выполнением отдельных мероприятий их следует обозначать специальными значками, для этой цели лучше использовать значение трудозатрат на выполнение работ, после заполнения данных трудозатрат в чел. – ч по рассматриваемому объекту подводится общий итог;

- в зависимости от условий работы с учетом технического состояния электрооборудования разрешаются следующие отклонения от норм системы ППРЭ по периодичности проведения мероприятий: $\pm 20\%$ для текущих ремонтов и $\pm 15\%$ для капитального ремонта. В отдельных случаях по решению администрации предприятия с целью оптимизации графика технических обслуживаний и текущих ремонтов периодичность проведения таких мероприятий может отличаться от нормативных требований на $\pm 30\%$.

Подписывает график главный энергетик и утверждает главный инженер предприятия.

Планирование объемов работ на предстоящий год следует начинать в октябре-ноябре текущего года, для того чтобы до января месяца нового года выдать в подразделения согласованные планы работ на месяц.

Из годового графика технических обслуживаний и текущих ремонтов делают выписки месячных графиков, на основании которых выдаются конкретные задания электромонтерам по выполнению работ. Месячный план-график составляет мастер (бригадир), он согласовывается с производственными службами и представляется на утверждение руководителю ЭТЭС за 10 дней до конца месяца, предшествующего планируемому. Утвержденный месячный план эксплуатационных мероприятий электрооборудования и сетей доводится до исполнителей (участков) не позднее 5 дней до начала планируемого месяца и является для них планом-заданием.

Он же является и отчетным документом о производственной деятельности ремонтно-эксплуатационного участка или ремонтного участка.

Дальнейшей конкретизацией месячного плана технических обслуживаний и ремонтов может быть недельный план. При высокой организации работ электрооборудования и сетей такая детализация оправдана и, несомненно, принесет дополнительный эффект.

Ответственность за выполнение годового и месячных планов профилактических работ электрохозяйства возлагается на руководителя ЭТС.

Составленный проект годового плана технических обслуживаний и текущих ремонтов подлежит обсчету и экономическому обоснованию. Основным технико-экономическим показателем при этом является суммарная трудоемкость плановых работ по обслуживанию оборудования и сетей электрохозяйства. Как видим предлагаемый методический подход к построению годового графика позволяет достаточно просто получать такой показатель.

Вопрос составления графиков профилактических работ в ЭТС предприятия зависит от того, насколько серьезно в данной организации поставлена эксплуатация электрооборудования. Основные недостатки в организации такой работы:

- графики составляются формально или вообще не составляются, также формально фиксируются результаты проводимых работ;
- персонал ЭТС значительную часть времени отвлекается на выполнение не свойственных ему работ, а на обслуживание электрооборудования в полном объеме времени не хватает.

В результате такой эксплуатации увеличивается вероятность выхода электрооборудования из строя, наблюдается повышенное число аварийных ситуаций в электроустановках. С другой стороны использование графика технических обслуживаний и текущих ремонтов позволяет довести нормированное задание до каждого электромонтера, улучшить организацию работ, повысить их качество.

2.3.7 Планирование потребности в материалах, комплектующих изделиях и запасных частях

Одним из основных факторов, оказывающих значительное влияние на эффективность работы оборудования и сетей электрохозяйства, на сокращение простоя электроустановок при технических обслуживаниях и ремонтах является своевременное и технически обоснованное удовлетворение потребности в материалах, комплектующих изделиях и запасных частях. Потребность в них определяется работниками ЭТС. В настоящее время в системе ППРЭ применяется принцип определения потребности в расходных материалах в виде удельного показателя или нормы на трудоемкость ремонтных работ (обычно на 100 чел. – ч.). Исходными данными

для планирования служит, таким образом, годовой план ППРЭ, а также нормы расходных материалов, сведения о содержании и объеме профилактических работ конкретного оборудования и сетей, дефектные ведомости и сведения о наличии материалов и изделий на складах.

Установленные таким образом нормы расходных материалов на профилактические мероприятия не отличаются достаточной точностью, требуемой в настоящее время, и подлежат постоянной корректировке по результатам фактической оценки технического состояния электрооборудования и сетей, фактического объема эксплуатационных работ. Принципы формирования количества необходимых материалов, комплектующих изделий и запасных частей, необходимых для выполнения плановых работ требуют дальнейшего развития и совершенствования.

В целях снижения трудоемкости ремонта и времени простоя электроустановок следует в максимальной степени обеспечить сведение ремонта к замене изношенных частей и узлов заранее подготовленными запасными частями, а также комплектующими изделиями. Поэтому неснижаемый складской запас должен гарантировать укомплектование деталями и изделиями производство как плановых, так и внеплановых ремонтов и технических обслуживаний. Для этого ежемесячно необходимо пополнять складской запас до установленных норм.

Материалы, запасные части и комплектующие изделия для ремонта основного электрооборудования и сетей нужно заранее отобрать, и скомплектовать в полном объеме, необходимом для ремонта. На комплекте следует прикрепить бирку с указанием шифра, инвентарного номера этого оборудования и номера цеха, где оно установлено.

Запасные части, для которых конструктивные размеры являются постоянными за все время существования установки (например, щеткодержатели и подшипники электрической машины, термонагревательные элементы водонагревателей и др.), хранятся в окончательно готовом состоянии с размерами, соответствующими типовым размерам. Запасные части, размер которых меняется с износом сопряженных с ними деталей, должны иметь так называемый ремонтный размер, т. е. размер с припуском на обработку и восстановление паспортных зазоров с сопряженными деталями.

При достаточно большой трудоемкости и длительности ремонта доставка материалов, запасных частей и комплектующих изделий к месту ремонта может производиться не одновременно в полном количестве и полной номенклатуре, а по специально разработанному графику, соблюдение которого обязательно как для ремонтного участка, так и для складов и транспортного отдела. Однако до начала работ к месту ремонта необходимо доставить запас материалов, запасных частей и комплектующих изделий, обеспечивающих выполнение работ, на первый день, а в дальнейшем на каждый следующий день.

2.3.8 Расчет резервного фонда

Предпосылки и допущения, принимаемые при определении числа резервных элементов. Определение числа запасных элементов представляет собой довольно сложную и трудоемкую задачу. Сложность ее обусловлена рядом факторов:

1. Резервный фонд предназначен для поддержания оборудования и электрических сетей электрохозяйства в работоспособном состоянии путем устранения всех отказов и неисправностей, возникающих в электроустановках в процессе ее эксплуатации. При этом предполагается, что устранение каждого из отказов осуществляется заменой неисправного элемента на годный элемент из резервного фонда. Поэтому, казалось бы, что число запасных элементов резервного фонда должно быть равно общему числу отказов и неисправностей, возникающих в электроустановках электрических сетей в период их эксплуатации. Однако из практики эксплуатации следует, что не все отказы в них устраняются путем замены элементов на исправные элементы из резервного фонда. Некоторые отказы ликвидируются АПВ или путем проведения соответствующих регулировочных и настроечных работ, не исключаются и самоустраняющиеся отказы. Устранение таких отказов, очевидно, не требует резерва элементов. Вместе с тем, оценить количество таких отказов достаточно сложно.

2. Вторая трудность при расчете количественного состава резервного фонда связана со случайным характером отказов в электроустановках. Так как отказы того или иного элемента электроустановки являются случайным событием, то предсказать заранее сколько раз выйдет из строя тот или иной элемент за определенный промежуток времени можно только с определенной вероятностью. Отсюда можно сделать вывод – количественный состав резервного фонда может быть определен с заданной вероятностью его достаточности.

3. При проведении расчетов резервного фонда поток отказов электрооборудования и сетей обычно принимается простейшим, то есть он отвечает требованиям ординарности, стационарности и отсутствия последствия. Это отчасти обусловлено относительной простотой математических преобразований, проводимых в теории эксплуатации сложных технических систем. Однако в практике эксплуатации электроустановок встречаются не только независимые отказы отдельных элементов, вероятность появления которых можно оценить по известным значениям λ -характеристик элементов, но и зависимые отказы с последствием. В этом случае отказ одного элемента может привести к немедленному отказу другого или даже нескольких элементов. Учесть возможность возникновения таких отказов при расчете комплекта запасных частей представ-

ляет собой чрезвычайно сложную задачу. Практическое решение таких задач связано с необходимостью иметь в наличии исходные данные по интенсивностям зависимых отказов, которые в настоящее время в литературе отсутствуют.

4. Одной из трудностей расчета резервного фонда является учет такого свойства электрооборудования как восстанавливаемость с рассмотрением различного допустимого времени простоя технологических процессов, что в значительной мере затрудняет расчеты резервного фонда.

5. Есть и другие мелкие затруднения, например, учет отказов элементов, находящихся в резервном фонде.

В целом наличие рассматриваемых трудностей и сложностей приводит к тому, что практические расчеты количественного состава резервного фонда всегда проводят с некоторыми допущениями и ограничениями. В дальнейшем при рассмотрении методических положений расчета резервного фонда будем считать справедливыми следующие допущения:

- поток отказов электрооборудования является простейшим (зависимые отказы отсутствуют; частота отказов постоянна в течение времени эксплуатации; вероятность возникновения двух и более отказов мала);
- отсутствуют отказы элементов, находящихся в резервном фонде;
- отсутствуют отказы, возникающие в электроустановке в процессе ее ремонта;
- электротехническое оборудование обладает хорошей восстанавливаемостью (вероятность восстановления оборудования в течение заданного времени близка к единице);
- задана гарантийная достаточность числа запасных элементов в резервном фонде и продолжительность периода работы оборудования;
- отсутствуют ограничения по габаритам и массе.

Процесс обеспечения оборудования и электрических сетей электрохозяйства имеет характер массового обслуживания, где поток требований на обслуживание есть поток отказов оборудования; обслуживающей системой является система удовлетворения требований электроустановки по замене отказавших элементов исправными из резервного фонда. Требование на обслуживание получает отказ, если при появлении в электроустановке отказавшего элемента в резервном фонде отсутствует соответствующий запасной элемент.

Поэтому, учитывая близкое сходство процесса обеспечения электроустановок запасными элементами с процессом массового обслуживания, можно использовать аппарат теории массового обслуживания в интересах создания методики расчета количественного состава резервного фонда. Такая методика должна включать математические формулы для определе-

ния числа запасных элементов, необходимых для обеспечения работоспособности электроустановок в течение заданного срока.

В настоящее время существуют различные подходы к определению резервного фонда:

- нормативный;
- аналитический расчет;
- решение оптимизационных задач.

Нормативный метод расчета резервного фонда электрооборудования.

Нормативный метод базируется на использовании нормативных документов по определению резерва материально-технических ресурсов для электроустановок. Такие нормы обычно задаются в процентах на единицу измерения. Типовые нормы потребности в резервных изделиях, как правило, разрабатываются научно-исследовательскими и проектно-конструкторскими организациями и включаются в систему ППРЭ.

В качестве единицы измерения обычно принимается одна или иное количество единиц электротехнических изделий.

Зная объем эксплуатируемого электрооборудования и таблицы с нормами, можно достаточно просто вычислить необходимое количество резервных элементов для данного типа изделий. Недостаток такого подхода связан с не учетом особенностей конкретных электроустановок и фактического состояния используемого в них электрооборудования. Более точные результаты можно получить, используя аналитический расчет числа резервных элементов, а для особо важных устройств – решение оптимизационной задачи.

Аналитический расчет числа запасных элементов.

Аналитический расчет позволяет с некоторыми допущениями получать необходимое количество резервных элементов, используя аналитические зависимости, известные из теории вероятностей.

Зависимость резервного запаса электрооборудования от интенсивности отказов λ и времени пополнения резервного фонда $t_{\text{п}}$ очевидна. Чем больше λ и $t_{\text{п}}$, тем большее количество изделий необходимо иметь в резерве.

В теории надежности известно несколько моделей, позволяющих решить эту задачу. Процесс обеспечения электрооборудования запасными изделиями имеет характер массового обслуживания. Опыт показывает, что для внезапных отказов справедлив экспоненциальный закон распределения длительности безотказной работы (простейший поток отказов). Для простейшего потока вероятность появления ровно k отказов равна

$$P_k(t) = \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}, k = 1, 2, \dots, \quad (2.24)$$

где λ – интенсивность отказов,
 k – число отказов.

Из выражения (2.24) можно определить вероятность того, что число отказов за время t будет меньше m

$$P_{k \leq m}(t) = \sum_0^m \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}, \quad (2.25)$$

а также вероятность того, что число отказов за время t будет больше m

$$P_{k > m}(t) = 1 - \sum_0^m \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}. \quad (2.26)$$

Значения $P_{k > m}(t)$ приводятся в справочниках по надежности.

Зависимость состава резервного фонда от допустимой его недостаточности представляет собой вероятность того, что число отказов изделий будет больше, чем число резервных элементов. Если резервный фонд составляет три элемента, а вероятность того, что произойдет более трех отказов, равна 0,15, то достаточность резервного фонда равна 0,85, а недостаточность 0,15. Обычно берут достаточность резервного фонда в пределах 0,9 ... 0,99.

Расчет резервного фонда неремонтируемого электрооборудования.

Принимаем исходные условия: поток отказов изделий простейший, отказавшее электрооборудование не восстанавливается, интенсивность отказов i -го элемента – λ_i , время пополнения резервного фонда – $t_{пн}$, число изделий i -го типа N_i , достаточность резервного фонда P_d .

Необходимые расчеты проводятся в следующей последовательности

1. Определяется суммарная интенсивность отказов i -го изделия

$$\lambda_{i\Sigma} = \lambda_i N_i.$$

2. Принимая $k = 0, 1, 2 \dots$, вычисляются величины $P_{k \leq m}(t)$ по выражению (2.25), пока полученное значение не будет больше заданной достаточности резервного фонда.

3. Число k , соответствующее значению $P_{k \leq m}(t) > P_d$, принимается равным числу резервных изделий.

Пример 2.3. Требуется определить число резервных автоматических выключателей, если интенсивность отказов их $\lambda = 4 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}$, допустимая недостаточность равна 0,02, период пополнения резервного фонда составляет 7000 ч, число автоматических выключателей на объекте 80.

Р е ш е н и е.

1. Определяем суммарную интенсивность отказов $\lambda_{\Sigma} = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 80 = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$.
2. Находим значение $\lambda_{\Sigma} t = 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 7000 = 2,24$.
3. По таблицам для заданного значения $\lambda_{\Sigma} t$ определяем $P_{k>m}(t) = 0,0075$ при $m = 7$.

Выбираем 7 резервных автоматических выключателей. При этом вероятность возникновения более 7 отказов равна 0,00746, что меньше $P_{нд} = 0,02$.

Расчет резервного фонда для ремонтируемых изделий

Процесс использования и пополнения резервного фонда для такого оборудования несколько отличается. Отказ изделий происходит с интенсивностью λ_i . Отказавшие элементы ремонтируются и поступают в резервный фонд. Среднее время ремонта равно T_p , т. е. $t_{п} = T_p$. При этом последовательность вычисления количества резервных элементов аналогична ранее рассмотренному алгоритму.

1. Определяется суммарная интенсивность отказов i -го изделия.
2. Вычисляются значения вероятности того, что за время ремонта T_p произойдет число отказов k (по формуле (6.2) для $k = 0, 1, \dots$).
3. Выбирается число k , соответствующее значению $P_{k \leq m}(t) > P_d$, которое принимается равным числу резервных изделий.

Пример 2.4. Решить пример 2.3 при условии, что время ремонта автоматического выключателя $T_p = 11$ ч.

Решение.

1. Определяем суммарную интенсивность отказов $\lambda_{\Sigma} = 4 \cdot 10^{-6} \cdot 80 = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$.
2. Находим значение $\lambda_{\Sigma} T_p = 3,2 \cdot 10^{-4} \cdot 11 = 3,52 \cdot 10^{-3}$.
3. Определяем $P(0) = e^{-3,52 \cdot 10^{-3}} = 0,995$.
4. В резервном фонде достаточно иметь один автоматический выключатель, т. к. вероятность безотказной работы резервированной системы $P(t) = 1 - [(1 - 0,995)(1 - 0,995)] = 0,999 > P_d = 0,98$.

Третий подход определения объема запасного оборудования предполагает проведение оптимизационных расчетов.

Постановка и решение оптимизационной задачи по определению резервного фонда электрооборудования

Условия постановки оптимизационной задачи. Термин «оптимальный» означает лучший с точки зрения данных критериев. Оптимизация – процесс поиска предпочтительного решения среди множества альтернативных вариантов.

При выборе мероприятий по повышению надежности электрооборудования, расчете резервного фонда, установлении периодичности проведе-

ния технических обслуживаний и ремонтов оборудования, внедрении новых электроустановок требуется проведение оптимизационных расчетов.

Одним из необходимых условий постановки оптимизационной задачи является наличие нескольких возможных вариантов технической реализации выдвигаемых требований. Сложность оптимизации заключается в возможности существования не одного критерия оптимальности, а нескольких, и притом противоречивых. Например, мероприятия по повышению надежности электрооборудования сопряжены с увеличением затрат. Инженер может решить задачу, зная сравнительную ценность каждого критерия или имея возможность объединить их в один показатель на основе каких-то зависимостей, т. е. получить результирующую целевую функцию качества. Минимальному или максимальному значению результирующей целевой функции качества будет принадлежать оптимальное решение.

Постановка оптимизационной задачи. Оптимизационная задача может быть сформулирована следующим образом. Комплект электрооборудования, используемый на предприятии, может не удовлетворять требованиям по надежности. С целью доведения показателей надежности до заданных требований осуществляется введение структурной избыточности. При этом формулируется экстремальная задача комбинаторного типа, математическое содержание которой сводится к нахождению такой совокупности электротехнических агрегатов, которая обеспечивает минимальную величину их суммарной стоимости при: выполнении ограничений, наложенных на показатели надежности.

Будем исходить из следующих предпосылок. Электроустановка состоит из n последовательно соединенных агрегатов независимых в смысле надежности. Каждый агрегат характеризуется определенными показателями надежности. Численные значения их для i -й функциональной подсистемы зависят от принятого способа резервирования и количества резервных элементов

$$R_i = f(v_i, h_i), \quad (2.27)$$

где v_i – способ резервирования;
 h_i – количество резервных элементов.

Поскольку наиболее распространенными показателями надежности являются вероятность безотказной работы и коэффициент готовности, результирующий показатель надежности электрооборудования определяется по выражению

$$R(V, H) = R_1(v_1, h_1)R_2(v_2, h_2) \cdots R_n(v_n, h_n) = \prod_{i=1}^n R_i(v_i, h_i). \quad (2.28)$$

В качестве целевой функции рассмотрим суммарные затраты на содержание резервного фонда и ущерб от выхода из строя электрооборудования, тогда

$$C(V, H) = C(v_1, v_2, \dots, v_n; h_1, h_2, \dots, h_n) = \sum_{i=1}^n c_i(v_i, h_i), \quad (2.29)$$

где C – стоимость системы;

c_i – стоимость одного i -го элемента.

С учетом изложенного, математическую формулировку задачи оптимального резервирования можно представить в следующем виде

$$(v_1, v_2, \dots, v_n; h_1, h_2, \dots, h_n) \rightarrow \min \left[C = \sum_{i=1}^n c_i(v_i, h_i) \right] \quad (2.30)$$

$$\prod_{i=1}^n R_i(v_i, h_i) \geq R^*,$$

где $\forall v_i \geq 0, \forall h_i \geq 0$ – целые числа;

R^* – заданное значение показателя надежности электрооборудования.

Не исключается и обратная постановка задачи оптимального резервирования.

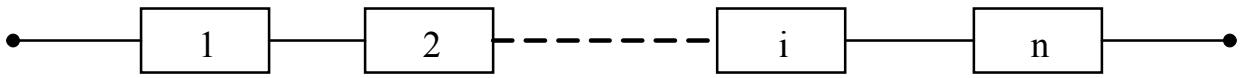
Методы решения оптимизационных задач. Методы решения оптимизационных задач могут быть различными.

Существует две группы методов для решения подобных задач: точные методы (прямого перебора, динамического программирования ветвей и границ) и приближенные методы (метод множителей Лагранжа, градиентный метод).

Точные методы громоздки, особенно метод прямого перебора, поэтому используются алгоритмы сокращенного перебора, базирующиеся главным образом на методе динамического программирования, который предусматривает проведение пошаговой оптимизации. Для высоконадежных систем, к которым относится электрооборудование, в ряде случаев можно использовать приближенные методы, они дают достаточно точные результаты. Довольно часто в этих случаях используется метод наискорейшего спуска.

При применении метода наискорейшего спуска процесс оптимизации разворачивается во времени таким образом, что на каждом шаге отыскивается участок резервирования, подключение к которому одного элемента дает наибольший выигрыш в виде увеличения показателя надежности на единицу затрат, т.е. движения к экстремуму осуществляется по направлению максимальной частной производной.

Рассмотрим систему, состоящую из n последовательно соединенных элементов, которые отличаются друг от друга вероятностью безотказной работы и стоимостью.



Решение задачи оптимизации при использовании метода наискорейшего спуска можно представить в виде следующего многошагового процесса.

Обозначим $P_i(m_i)$ вероятность безотказной работы за фиксированное время t_i агрегата при наличии m_i резервных элементов, а через c_i – стоимость одного элемента i -го типа. Для каждого агрегата вычислим $P_i(m_i)$, а также $d_i(m_i)$, где $d_i(m_i) = [P_i(m_i+1) - P_i(m_i)]/c_i P_i(m_i)$

1-й шаг. Определяем агрегат с номером k , для которого $d_k(1) = \max d_i(1)$, и к нему добавляем один резервный элемент. Затем вычисляем значения

$$P^{(1)} = P^{(0)} P_k(1) / P_k(0); C^{(1)} = C^{(0)} + c_k,$$

где $P^{(0)}, C^{(0)}$ – вероятность безотказной работы и стоимость нерезервированной системы

$$P^{(0)} = \prod_{i=1}^n P_i(0), C^{(0)} = \sum_{i=1}^n c_i$$

2-й шаг. Определяем максимальную из величин $d_i(1)$, $i \neq k$, $d_k(2)$. Добавляем один резервный элемент к g -му агрегату, для которого $d_g(1) = \max d_i(1)$ или снова к k -му агрегату, если $d_k(2) > d_i(1)$. Вычисляются значения

$$\begin{aligned} P^{(2)} &= P_g(1) P^{(1)} / P_g(0) && \text{если } d_g(1) > d_k(2) \text{ или} \\ P^{(2)} &= P_k(2) P^{(1)} / P_k(1) && \text{если } d_k(2) > d_i(1), \text{ а также} \\ C^{(2)} &= C^{(1)} + c_g && \text{если } d_g(1) > d_k(2) \text{ или} \\ C^{(2)} &= C^{(1)} + c_k && \text{если } d_k(2) > d_i(1) \end{aligned}$$

На последующих шагах процедуры повторяются. Многошаговый процесс останавливается на шаге N , на котором выполняется условие $C^{(N)} < C < C^{(N+1)}$.

Пример 2.5. Система состоит из трех последовательно включенных элементов. Вероятности безотказной работы элементов на заданном интервале времени равны $P_1 = 0,5$, $P_2 = 0,7$, $P_3 = 0,9$, а стоимости соответственно $c_1 = 1$, $c_2 = 3$, $c_3 = 5$ условных единиц. Требуется определить оптимальное число резервных элементов при постоянном включении резерва, обеспечив максимальное значение вероятности безотказной работы системы при условии, чтобы стоимость резервированной системы не превысила 145 у. е.

Р е ш е н и е. 1. Добавив к каждому из элементов по одному резервному элементу, определяем удельный прирост надежности на единицу стоимости по блокам

$$d_1(1) = \frac{P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)}{c_i \cdot P_i(m_i)} = \frac{1 - (1 - P_1)^2 - P_1}{c_1 P_1} = \frac{1 - (1 - 0,5)^2 - 0,5}{1 \cdot 0,5} = 0,5;$$

$$d_2(1) = \frac{P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)}{c_i \cdot P_i(m_i)} = \frac{1 - (1 - P_2)^2 - P_2}{c_2 P_2} = \frac{1 - (1 - 0,7)^2 - 0,7}{3 \cdot 0,7} = 0,1;$$

$$d_3(1) = \frac{P_i(m_i + 1) - P_i(m_i)}{c_i \cdot P_i(m_i)} = \frac{1 - (1 - P_3)^2 - P_3}{c_3 P_3} = \frac{1 - (1 - 0,9)^2 - 0,9}{5 \cdot 0,9} = 0,02,$$

а также определим вероятность безотказной работы и стоимость не резервированного участка системы

$$P^{(0)} = \prod_{i=1}^n P_i(0) = P_1 P_2 P_3 = 0,5 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 0,315.$$

$$C^{(0)} = \sum_{i=1}^n c_i = c_1 + c_2 + c_3 = 1 + 3 + 5 = 9 \text{ у. е.}$$

2. Удельный прирост вероятности безотказной работы наибольший для первого элемента, поэтому на первом шаге добавляем к нему один резервный элемент, оставив остальные элементы без резервирования. Найдем вероятность безотказной работы и стоимость системы на первом шаге

$$P^{(1)} = \frac{P^{(0)} P_1(1)}{P_1} = \frac{P^{(0)} (1 - P_1)^2}{P_1} = \frac{0,315 \cdot (1 - 0,5^2)}{0,5} = 0,473.$$

$$C^{(1)} = C^{(0)} + c_1 = 9 + 1 = 10 \text{ у. е.}$$

3. Находим величину $d_1(2)$

$$d_1(2) = \frac{P_2(m_2 + 1) - P_2(m_2)}{c_2 \cdot P_2(m_2)} = \frac{1 - (1 - P_1)^3 + (1 - P_1)^2 - 1}{c_1 \cdot [1 - (1 - P_1)^2]} = \frac{(1 - 0,5)^2 - (1 - 0,5)^3}{1 - (1 - 0,5)^2} = 0,167.$$

4. Так как $d_1(2) > d_2(1)$, то снова к первому элементу добавляем один резервный элемент. Определяем надежность и стоимость системы на втором шаге

$$P^{(2)} = \frac{P^{(1)} P_1(2)}{P_1(1)} = \frac{P^{(1)} [1 - (1 - P_1)^3]}{1 - (1 - P_1)^2} = \frac{0,473 [1 - (1 - 0,5^3)]}{1 - (1 - 0,5)^2} = 0,551.$$

$$C^{(2)} = C^{(1)} + c_1 = 10 + 1 = 11 \text{ у. е.}$$

5. Находим величину

$$d_1(3) = \frac{(1 - P_1)^3 - (1 - P_1)^4}{c_1 [1 - (1 - P_1)]} = \frac{(0,5^3 - 0,5^4)}{1 \cdot (1 - 0,5^3)} = 0,0715.$$

6. Так как $d_2(1) > d_1(3)$ и $d_2(1) > d_3(1)$, то добавляем ко второму элементу один резервный элемент и вычисляем

$$P^{(3)} = \frac{P^{(2)}P_2(1)}{P_2(0)} = \frac{P^{(2)}[1 - (1 - P_2)^2]}{P_2} = \frac{0,551 \cdot [1 - 0,3^2]}{0,7} = 0,591.$$

$$C^{(3)} = C^{(2)} + c_2 = 11 + 3 = 14 \text{ у. е.}$$

7. Находим величину $d_2(2)$

$$d_2(2) = \frac{(1 - P_2)^2 - (1 - P_2)^3}{c_2[1 - (1 - P_2)^2]} = \frac{(0,3^2 - 0,3^3)}{3 \cdot (1 - 0,3^2)} = 0,023.$$

8. С учетом того, что $d_1(3) > d_2(2)$, к первому элементу добавляем еще один резервный элемент. Определяем $P^{(4)} = 0,77$ и $C^{(4)} = 15$ у. е.

Таким образом, состав резервных элементов будет: $m_1 = 3$, $m_2 = 1$, $m_3 = 0$.

Один из недостатков метода наискорейшего спуска – малая чувствительность, т. к. после каждого шага стоимость системы увеличивается как минимум на значение наименее дорогого элемента. Разработано несколько способов повышения эффективности решения оптимизационных задач методом наискорейшего спуска. Для прикидочных расчетов имеются упрощенные формулы.

2.3.9 Организационная и инженерная подготовка эксплуатационных работ

Организационная подготовка по обслуживанию и ремонту электрооборудования предусматривает:

- доведение до всех бригад календарного графика работ каждой единицы оборудования и участка сети;
- ознакомление с предшествующим обслуживанию и ремонту состоянием оборудования по картам ремонтов и осмотров, по дефектным ведомостям;
- согласование с производственными цехами и подразделениями конкретной даты и времени остановки на ремонт оборудования или участка сети. При этом электрооборудование рекомендуется ремонтировать одновременно с технологическими системами, и сроки отдельных этапов ремонта согласовывается с мастером ремонтного участка, производящего ремонт технологического оборудования. Все сети питающие электротехническое оборудование, ремонтируются одновременно с ним;
- разработку последовательности этапов выполнения обслуживания или ремонта;
- разработку сетевого графика капитальных ремонтов для оборудования с большой трудоемкостью ремонта и оборудования, лимитирующего производство;
- проверку соответствия состава ремонтных бригад (количественного и по профессиям) заданным объемам и характеру предстоящих работ;

- разработку и согласование календарного плана привлечения недостающих в составе бригады специалистов-ремонтников (например, сварщиков, такелажников и т. п.);
- согласование обеспечения ремонтных работ необходимыми подъемно-транспортными средствами.

В достаточно развитом и хорошо поставленном электрохозяйстве капитальный и аварийный ремонт с заменой оборудования не должен вызывать длительных простоев связанных с ним технологических установок. Это достигается путем применения системы обменного ремонта, т. е. замены подготовленного в ремонт агрегата другим, той же или взаимозаменяемой модели и мощности из складского резерва.

Инженерная подготовка работ по техническим обслуживаниям и ремонтам может быть разделена на проектно-конструкторскую и технологическую.

Проектно-конструкторская подготовка сводится к следующему. Каждая подстанция, распределительный, групповой щит или сборка должны иметь схему с указанием нагрузок, видов защит и их уставок. Нумерация щитов и сетей одновременно является шифром схемы. Так, для электрических сетей шифр содержит номера питающей подстанции, распределительного щита, сборки, группового щитка и связывающих их кабелей. Такой же порядок ведения исполнительных схем должен быть установлен и для других видов электроустановок, сетей и сетевых устройств.

Схемы постоянно корректируются. В них в оперативном порядке должны учитываться все происходящие изменения в составе потребителей, их нагрузок и схем питания. На каждом эксплуатационном и ремонтно-эксплуатационном участке должен находиться альбом принципиальных электрических и монтажных схем, а также ведомости эксплуатируемого на участке оборудования. В паспортах импортного оборудования в большинстве случаев приводятся лишь блок-схемы, в таких ситуациях возникает дополнительная проблема по развертыванию таких схем до уровня монтажных. На участках должны быть номограммы и таблицы выбора уставок защит автоматических выключателей, реле, предохранителей, смазочных и изоляционных масел, обмоточные данные всевозможных катушек, карты нормированной освещенности по помещениям и рабочим местам, настроечные и регулировочные данные для оборудования и сетей.

Технологическая подготовка начинается с организации рабочего места, которую необходимо тщательно продумать с учетом требований санитарных норм, эстетики и эргономики. Ремонтный и эксплуатационный персонал должен иметь приспособленные рабочие помещения. С этой целью, например, создаются посты электрика, а специалисты таких профессий как аккумуляторщики, обмотчики, сварщики и другие должны иметь специально подготовленные помещения или рабочие места.

Не менее важной задачей является обеспечение каждого рабочего участка или места комплектом приспособлений, оснастки и нестандартного оборудования. Комплект разрабатывается применительно к характеру и технологии работ каждого участка при сохранении возможного уровня унификации.

Наборы инструментов следует продумывать как для постоянного хранения на рабочем месте, так и для переносных (перевозимых) комплектов. Здесь важны не только состав набора инструментов, но и возможность быстрого выяснения наличия того или иного их них и удобства получения для работы. Расположение инструмента на инструментальных досках, в ложементы, в инструментальных сумках и ящиках должно быть удобным и наглядным.

К началу ремонта на рабочее место должны быть доставлены или стационарно установлены необходимые подъемно-транспортные средства, специальный инструмент и приспособления.

Руководители ремонтных и эксплуатационных участков непосредственно на рабочих местах должны проверять достаточность принятых мер для эффективного выполнения плановых работ, изыскивать пути облегчения труда и повышения его производительности.

Как показывает практика, инженерный труд, потраченный на обработку проектно-конструкторской и технологической документации, многократно окупается снижением трудовых затрат и сокращением простоев оборудования при проведении эксплуатационных мероприятий.

2.3.10 Проблемы внедрения и перспективы совершенствования системы технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования

Несмотря на имеющийся положительный опыт использования ППРЭ на отдельных предприятиях, повсеместное внедрение ее в различных отраслях пока не происходит. Основные причины такого положения:

1. Неукомплектованность ЭТС кадрами. В случае отсутствия в достаточном количестве специалистов в ЭТС некому выполнять полный объем работ по графику и получать положительные результаты.

2. Использование на предприятиях широкой номенклатуры оборудования, работающего в различных условиях эксплуатации. Достаточно отметить, что на крупных сельскохозяйственных предприятиях обычно эксплуатируется более одной тысячи штук электродвигателей различных типоразмеров и большое количество других электротехнических изделий. Особенность ряда объектов заключается в том, что значительная часть электротехнического оборудования применяется в составе поточных линий и комплексов. При этом отдельные элементы, входящие в установку,

могут иметь различную периодичность проведения профилактических мероприятий.

3. Слабая материально-техническая база электрохозяйств. Не в полном объеме решаются вопросы снабжения ЭТС материалами, запасными частями, инструментами, приспособлениями для выполнения эксплуатационных работ.

4. Устарела нормативная база системы ППРЭ, которая не обновлялась более 10 лет, За это время появилось новое оборудование, более широко стали применяться импортные изделия, на которые нет нормативов по продолжительности и периодичности проведения эксплуатационных мероприятий.

5. Нормами системы ППРЭ установлены сроки проведения полного объема мероприятий по текущему ремонту с разборкой электрооборудования вне зависимости от его технического состояния. Так при проведении текущего ремонта электрических машин производится их разборка, замена подшипников, ремонт щеточно-коллекторного механизма (при наличии его), ремонт выводов, лобовых частей, клеммной коробки. Излишние разборки электрических машин и другого оборудования не способствуют повышению его надежности. Некоторые из обязательных работ можно было бы не проводить с учетом состояния электрооборудования.

6. Составление самого графика плановых работ в условиях эксплуатации широкой номенклатуры и большого объема электрооборудования представляет значительные сложности, требует больших затрат труда и времени, а также определенных навыков в составлении таких документов.

7. Отвлечение электромонтеров для выполнения не свойственных их специальности работ, в этом случае нарушается выполнение годового графика плановых работ, и его реализация в полном объеме может быть не осуществлена.

8. Система оплаты труда электромонтеров не ориентирована на использование плановой системы обслуживания электрооборудования и не содержит эффективных рычагов воздействия на персонал электрохозяйств с целью своевременного и качественного обслуживания и ремонта электроустановок.

В результате можно сделать следующий обобщающий вывод: в настоящее время повсеместно еще не созданы в полной мере необходимые условия для реализации системы ППРЭ, хотя несомненный эффект от применения такой системы будет.

Более прогрессивной по сравнению с планово-предупредительной стратегией является система технических обслуживаний и ремонтов по фактическому состоянию электрооборудования, учитывающая его технологические и конструктивные особенности. Однако для ее реализации необходимо располагать обобщенным диагностическим параметром каждого типа изделия. Зная изменение этого параметра во времени, можно про-

гнозировать сроки наступления предельного состояния и выполнять упреждающие профилактические мероприятия.

Расчеты показывают, что при внедрении системы обслуживания электрооборудования по текущему состоянию объем работ, проводимых ЭТС, может быть сокращен на 30 %.

В качестве недостатков рассматриваемого метода обслуживания электрооборудования следует отметить его сложность, повышенные требования к техническим знаниям персонала ЭТС, средствам и методам, используемым при проведении работ по диагностике, т. е. к общей культуре работы исполнителей ЭТС, которая еще далека от совершенства. В ряде случаев необходимо использование ЭВМ.

Система технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования за рубежом в принципе напоминает нашу систему планово-предупредительных ремонтов, но отличается большей эффективностью.

Основные отличия зарубежных систем обслуживания электрооборудования:

- ремонтные работы на предприятиях приравниваются к работам по выпуску новой продукции;
- при обслуживании электрооборудования нет шаблона, каждая установка с точки зрения проводимых эксплуатационных мероприятий считается уникальной;
- отсутствие заранее запланированных, проводимых в принудительном порядке ремонтов;
- широкое использование диагностических средств (в Японии ими оснащено 30 ... 40 % всего оборудования, в США имеется специальная отрасль по выпуску аппаратов и приборов для обнаружения и предупреждения повреждений в оборудовании);
- применение ЭВМ для составления еженедельных графиков обслуживания, определения оптимальной численности бригад, моделирования альтернативных вариантов ремонта, выдачи ремонтных карт и решения других вопросов.

2.4 Годовая производственная программа электротехнической службы

2.4.1 Структура годовой производственной программы

Годовая производственная программа содержит перечень работ, которые предстоит выполнить ЭТС в новом году. Она необходима для определения состава ЭТС, решения вопросов ее финансирования, а также материально-технического обеспечения.

Примерный состав и процентное содержание работ годовой производственной программы ЭТС приведены в таблице 2.5.

Таблица 2. 5 – Состав работ производственной программы

Разделы и виды работ	Доля, %
1. Техническая эксплуатация электрооборудования:	
оперативно - дежурное обслуживание	8
плановые технические обслуживания	20
текущие ремонты	29
капитальный ремонт	8
испытания и измерения	5
2. Повышение эффективности эксплуатации электроустановок	
корректировка комплектования электроустановок	2
выбор и контроль режимов использования	3
повышение надежности электрооборудования	3
учет и экономия электроэнергии	2
повышение квалификации кадров	2
развитие ремонтно-обслуживающей базы ЭТС	3
3. Модернизация и развитие электрохозяйства	
электромонтажные работы	7
пусконаладочные работы	3
модернизация электрооборудования	2
производство нестандартных изделий	3

Годовая производственная программа намного шире, чем годовой график, так как помимо технической эксплуатации в ней рассматриваются вопросы модернизации и развития электрохозяйства, а также мероприятия по совершенствованию самой системы эксплуатации электрооборудования.

2.4.2 Определение объема годовой производственной программы

Объем работ годовой производственной программы измеряется в условных единицах электрооборудования у. е. э. За 1 у. е. э. принимаются годовые трудозатраты по обслуживанию асинхронного короткозамкнутого электродвигателя мощностью 1 кВт, работающего на открытом воздухе.

Объем работ по 1 разделу годовой производственной программы определяется путем перевода физических единиц электрооборудования в у. е. э. с использованием переводных коэффициентов, которые даны, например, в системе ППРЭСх и другой литературе. Предварительно проводится упорядочение имеющейся информации – все электрооборудование группируется по номенклатуре, относится к определенному диапазону по мощности, например, до 1 кВт, от 1,1 до 10 кВт и т. д. Далее составляется таблица, из которой определяется суммарный объем работ.

Пример 2.6 Определить объем работ годовой производственной программы в у. е. э. для набора электрооборудования, представленного в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Определение объема работ годовой производственной программы для набора электрооборудования

Тип электрооборудования	Кол-во	Переводной коэффициент	Объем работ, у.е.э.	Примечание
Линии электропередачи напряжением до 1 кВ, км	15	3,93	58,95	
Трансформаторные подстанции, шт.	1	2,2	2,2	
Асинхронный электродвигатель, шт.	6	0,61	3,66	
Электродный паровой котел, шт.	1	5,54	5,54	
Электроосветительные установки, шт.	200	0,65	13	на 10 шт.

Р е ш е н и е.

1. Определяем объем работ по эксплуатации каждого вида электрооборудования в у. е. э. (см. таблицу 2.6).

2. Суммарный объем работ

$$Q_{\text{гп}} = 58,95 + 2,2 + 3,66 + 5,54 + 13 = 83,35 \text{ у. е. э.}$$

Такой расчет необходим для предварительной оценки числа электромонтеров, установления числа инженерно-технических работников, отнесения ЭТС к определенной категории, а должностей руководителей – к соответствующим категориям по оплате труда и решения других эксплуатационных вопросов.

2.4.3 Расчет трудоемкости годовой производственной программы

Трудоемкость годовой производственной программы измеряется в чел.– ч и является основой для определения среднегодового числа электромонтеров. При этом необходимо использовать годовой график технических обслуживания и текущих ремонтов.

В технической литературе приводится переводной коэффициент для получения трудозатрат в человеко-часах через условные единицы электрооборудования, как соотношение 1 у. е. э. = 18,6 чел.– ч. Однако оказывается, что подсчет трудоемкости годовой программы таким способом дает завышенные результаты. Указанное обстоятельство объясняется тем, что отдельные электротехнические изделия с учетом норм периодичности проведения профилактических мероприятий, установленных системой ППРЭ, в рассматриваемом году текущему ремонту могут не подвергаться. Как следствие, будет завышено число электромонтеров. Чтобы исключить ошибку, следует использовать годовой график технических обслуживаний и текущих ремонтов.

По первому разделу годовой программы отдельно определяют трудоемкость плановых мероприятий T_n и трудоемкость оперативного обслуживания. Годовые затраты на плановые профилактические мероприятия рассчитываются по формуле

$$T_n = \sum_{i=1}^n (f_{toi} C_{toi} + f_{tri} C_{tri}) + T_{кр}, \quad (2.31)$$

где f_{toi} , f_{tri} – число технических обслуживаний и текущих ремонтов; i -го типа электрооборудования в год;

C_{toi} , C_{tri} – трудоемкость технического обслуживания и текущего ремонта i -го типа электрооборудования;

$T_{кр}$ – трудозатраты на подготовку к отправке электрооборудования в капитальный ремонт.

Число плановых мероприятий устанавливается по нормам системы ППРЭ, исходя из принятой периодичности их проведения. Там же даются трудозатраты на выполнение работ.

Если электрооборудование используется сезонно и проводится его консервация и расконсервация, то C_{toi} берется с коэффициентом 1,15.

Годовые затраты на оперативное обслуживание могут быть приняты равными 15 % от плановых работ, т. е. $T_{оп} = 0,15T_n$.

Общая трудоемкость годовой производственной программы

$$T_{гп} = kT_n + T_{оп} + T_2 + T_3, \quad (2.32)$$

где k – коэффициент, учитывающий время на разъезды электромонтеров при выполнении плановых работ с учетом разбросанности объектов с электрооборудованием ($k = 1,14$ при $L = 5$ км; $k = 1,23$ при $L = 10$ км; $k = 1,32$ при $L = 15$ км);

T_2 , T_3 – трудоемкость 2-го и 3-го разделов годовой производственной программы (определяется на основе анализа трудозатрат ЭТС за прошлые годы и плана модернизации хозяйства);

L – расстояние от места базирования обслуживающего персонала до места работы.

Зная суммарные трудозатраты на выполнение годовой производственной программы, можно перейти к определению необходимого числа электромонтеров ЭТС.

2.4.4 Расчет числа электромонтеров электрохозяйства

Число электромонтеров зависит от ряда факторов, определяющим из которых является трудоемкость годовой производственной программы. Помимо этого следует учитывать: общее состояние электрооборудования, территориальное размещение его, сезонность обслуживания, квалификацию обслуживающего персонала, состояние ремонтно-обслуживающей базы и другие факторы.

В практике работы ЭТС определяют нормативное и среднегодовое число электромонтеров.

Нормативное число электромонтеров является ориентировочным и его можно рассчитать по выражению

$$N_n = Q_{гп}/a, \quad (2.33)$$

где Q – объем работ годовой производственной программы в у. е. э.;
 a – норма на одного электромонтера ($a = 100$).

Наиболее полное соответствие фактического состава производственных рабочих выполняемым мероприятиям можно получить, определяя число электромонтеров по трудоемкости годовой производственной программы в чел.-ч. В данном случае необходимо знать периодичность проведения эксплуатационных мероприятий и, соответственно, их количество, а также трудозатраты на каждый вид работ.

Зная трудоемкость годовой производственной программы, можно определить среднегодовое число электромонтеров по формуле

$$N_{ст} = T_{гп}/\Phi, \quad (2.34)$$

где Φ – фонд рабочего времени одного электромонтера, рассчитывается по выражению

$$\Phi = (d_k - d_b - d_n - d_o)th - t_c d_{пп}, \quad (2.35)$$

где $d_k, d_b, d_n, d_o, d_{пп}$ – соответственно число календарных, выходных, праздничных, отпускных и предпраздничных дней в рассматриваемом году;

t – продолжительность смены, ч;

h – коэффициент использования рабочего времени, учитывающий уважительные причины ($h = 0,93 \dots 0,96$);

t_c – промежуток времени, на который сокращается рабочий день в предпраздничные дни.

Ориентировочно годовой фонд рабочего времени составляет 1740 ч.

Поскольку квалификация электромонтеров может существенно отличаться, в отдельных случаях определяют гарантированное число исполнителей, которое устанавливается с учетом возможной вариации объема работ и производительности.

Окончательное решение по числу электромонтеров принимается при обосновании структуры ЭТС.

Штат инженерно-технических работников ЭТС определяют по типовым штатным нормативам, учитывающим общее число у. е. э. годовой производственной программы и годовое потребление электроэнергии предприятием на производственные нужды.

3 Учет и расчеты за электроэнергию

3.1 Организация учета электрической энергии

Электроустановки потребителей электрической энергии должны быть обеспечены необходимыми приборами учета для расчетов за потребленную электроэнергию с энергоснабжающей организацией. Присоединение к сетям энергоснабжающей организации, а также к сетям абонента, оптового потребителя-перепродавца и субабонентов, не имеющих приборов учета для расчета за электроэнергию, запрещается.

При питании от одного источника электроснабжения нескольких потребителей различных тарификационных групп приборы учета должны быть, как правило, установлены для каждой тарификационной группы. Для контрольного учета электроэнергии (контроля выполнения установленных норм ее расхода) приборы учета рекомендуется устанавливать в отдельных цехах, на электроемких агрегатах, технологических линиях и других установках.

В жилых домах счетчики электрической энергии устанавливаются на каждую квартиру. Кроме поквартирных счетчиков в жилых домах могут устанавливаться приборы учета для расчета жилищных организаций за электроэнергию, расходуемую на общедомовые нужды (освещение лестничных клеток, работа лифтов, насосов и т. п.). В соответствии с действующим законодательством электроэнергия, расходуемая на освещение мест общего пользования, оплачивается по отдельной статье. Согласно Федеральному закону от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» в многоквартирных домах в обязательном порядке должен находиться счетчик общего расчета потребленной домом электроэнергии. Расчетные приборы учета (счетчики и автоматизированные системы учета) устанавливаются в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» и должны отвечать требованиям ГОСТ.

Расчетные электросчетчики, а также другие средства учета электроэнергии и мощности, предназначенные для расчетов предприятий, организаций и учреждений за израсходованную электроэнергию приобретаются и устанавливаются потребителем за его счет. Это относится и к электросчетчикам, устанавливаемым в жилых домах. Ответственность за содержание и техническое состояние измерительных трансформаторов, вторичных цепей, в том числе линий связи автоматизированных цепей несет та организация, на чьем балансе находится электроустановка.

В соответствии со статьей 210 Гражданского кодекса Российской Федерации собственник несет бремя содержания принадлежащего ему имущества, если иное не предусмотрено законом или договором. При

этом в соответствии с п. 140 Правил функционирования розничных рынков электрической энергии (постановление Правительства РФ № 530 от 31. 08. 2006 г.) гарантирующий поставщик, энергосбытовая организация или сетевая организация (в случае заключения с потребителем договора оказания услуг по передаче электрической энергии) обеспечивает за счет потребителя:

- установку, замену прибора учета в случае выхода его из строя, утраты или истечения срока эксплуатации;
- обслуживание (проверку, калибровку, замену) приборов учета, находящихся в собственности граждан-потребителей, если гражданин-потребитель не заключил договор на установку и обслуживание его прибора с иным лицом.

Ответственность за сохранность, целостность и обслуживание счетчиков электрической энергии возлагается на организацию, в помещении которой они установлены, вне зависимости от ее ведомственной принадлежности. При нарушении схемы учета и повреждении электросчетчика по вине потребителя, замена и госповерка его производится за счет потребителя. Энергоснабжающая организация имеет право требовать от потребителя предоставления нового (годного для дальнейшей эксплуатации) электросчетчика взамен поврежденного или пропавшего по вине потребителя.

В случае выявления неисправности прибора учета (истек срок поверки, отсутствие пломбы, нарушена целостность прибора) в ходе проверки, проведенной сетевой компанией и отражения данного факта в акте сетевой компании такой прибор не является расчетным и оплата по показаниям такого прибора не принимается. В акте указывается, какие нужно провести мероприятия по приведению системы учета в норму. Обычно потребителю предоставляется до 30 календарных дней для приведения системы учета в соответствие с действующими правилами. В дальнейшем если, гражданин-потребитель не устранил указанные замечания, оплата за электроэнергию производится по нормативам потребления электроэнергии, действующим в данном регионе.

Вышеописанные требования по замене и обслуживанию приборов учета действуют, если квартира приватизирована. В случае если квартира находится в муниципальной или ведомственной собственности, то замену и обслуживание приборов учета осуществляет организация, на балансе которой находятся данные приборы. Аналогичное требование распространяется на приборы учета, расположенные на лестничных клетках и не являющиеся собственностью граждан-потребителей.

Учет электрической энергии для расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителем должен производиться в точке разграничения балансовой принадлежности электросети между энергоснабжающей организацией и потребителем. При этом энергетические компании не мо-

гут указывать место установки счетчиков, ссылаясь на удобство съема показаний, в частности требовать установку счетчика на фасаде частного домовладения. Согласно ПУЭ (п.1.5.27) счетчики должны размещаться в легкодоступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и нестесненном месте с температурой в зимнее время не ниже нуля градусов Цельсия. В тоже время энергоснабжающей организации предоставляется право установить за свой счет прибор учета в удобном для нее месте, в частности, поставить «интеллектуальный счетчик» с дистанционным съемом показаний. Тогда уменьшится вероятность хищений электроэнергии и будет возможность в любое время дня и ночи контролировать расход электроэнергии.

В случае установки электросчетчиков не на границе балансовой принадлежности электросети потери электроэнергии на участке сети от границы до места установки счетчика относятся за счет организации (энергосистемы или потребителя), на балансе которой находится указанный участок сети. Объем отпущенной из сети энергии в этом случае корректируется с учетом нормативных потерь электроэнергии, если соглашением сторон не установлен иной порядок корректировки. Процент потерь электроэнергии в сетях на участке от места установки счетчика до границы раздела сети определяется расчетным путем энергоснабжающей организацией совместно с потребителем. Величина нормативных потерь определяется по методике, согласованной сторонами по договору и аттестованной федеральным органом власти по техническому регулированию и метрологии.

Указанный подход не распространяется на бытовое электропотребление населением. Расчеты с населением производятся по установленному тарифу на основании показаний электросчетчиков вне зависимости от места их установки.

Электросчетчик является расчетным прибором, по показаниям которого осуществляется расчет за потребленную энергию, В связи с этим данный прибор, на основании Федерального закона № 102-ФЗ от 26.06.2008 г. «Об обеспечении единства средств измерений» подлежит метрологической аттестации или государственной проверке. Межповерочный интервал электросчетчика устанавливается при утверждении типа средства измерения и внесении его в Государственный реестр. Он указывается в паспорте прибора.

Срок эксплуатации индукционных счетчиков не менее 32 лет. Аналогичный срок службы имеют электронные счетчики. Однофазные индукционные электросчетчики до 1989 г. выпуска имеют срок госповерки 8 лет, после 1989 года выпуска – 16 лет. С момента поверки до момента пломбировки счетчика должно пройти не более двух лет. Трехфазные индукционные электросчетчики до 1988 года выпуска имеют срок госповерки 4 года, а после 1988 года выпуска – 6 лет.

Проверку погрешности электросчетчиков могут выполнять только специалисты государственного центра стандартизации и давать соответствующие заключения. Энергоснабжающая и другие организации могут направить счетчик на внеочередную проверку только в связи с явной неисправностью приборов учета. В настоящее время поверка индукционных электросчетчиков класса точности 2,5 запрещена, как приборов, не соответствующих действующим нормам.

Со вступлением в силу постановления Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 г. изменились требования к приборам учета электрической энергии, в частности, согласно п. 141 для учета электроэнергии, потребляемой гражданами-потребителями и другими потребителями, присоединенными к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ должны использоваться приборы учета класса точности 2,0 и выше. При подключении новых энергоприемных устройств (за исключением установок граждан-потребителей) должны устанавливаться приборы учета класса точности 1,0 и выше. Исполнение указанного положения требует замены ранее установленных электросчетчиков класса точности 2,5. Причем проводится такая замена будет за счет потребителей.

Электросчетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы Госстандарта, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов счетчика.

Приводы разъединителей трансформаторов напряжения, питающих расчетные приборы учета, а также сборки зажимов в проводке к приборам учета пломбируются энергоснабжающей организацией. Их перестановка и замена производится только с согласия энергоснабжающей организации. Перед началом любого вида работ, связанных с изменением или нарушением схемы учета электрической энергии, абонент обязан письменно известить об этом энергоснабжающую организацию. В период ремонта учет электроэнергии может осуществляться по временным схемам, согласованным с энергоснабжающей организацией.

Энергосбытовая и электросетевая организации вправе проводить проверку соблюдения потребителями условий заключенных договоров, определяющих порядок учета поставляемой электроэнергии, а также наличия у потребителя оснований для получения электроэнергии.

3.2 Приборы учета электроэнергии

Для измерения и учета расхода электроэнергии применяются индукционные и электронные одно- и трехфазные счетчики активной и реактивной энергии. Для дистанционной передачи информации о расходе электроэнергии используются телеметрические датчики импульсов, кото-

рые встраиваются в счетчики. Такие приставки имеют электронные и некоторые типы индукционных счетчиков. Например, однофазные индукционные счетчики типа СО 502, СО 514. Они выпускаются в двухтарифном исполнении с телеметрическим выходом. Класс точности счетчиков 2,0.

Однако большинство индукционных счетчиков не имеют телеметрического выхода, конструкция их устарела (они разработаны еще в 1966 г.), вызывает сомнение также точность их работы в межповерочном интервале (на практике обнаружены завышения или занижения показателей до 30 %). Применение встраиваемых телеметрических датчиков дает вторую жизнь индукционным счетчикам, поскольку они могут использоваться в АСКУЭ и нет необходимости в замене счетчика. Такие телеметрические приставки в настоящее время выпускаются отечественной промышленностью и в ближайшем зарубежье.

В последние годы за рубежом и в России все большее распространение получают электронные счетчики. Достоинства электронных счетчиков:

- в отличие от индукционных приборов учета они проще в изготовлении;
- имеют более высокие классы точности, в том числе во всем токовом диапазоне;
- допускают большие отклонения температуры окружающего воздуха;
- имеют меньшее потребление в измерительных цепях;
- допускают большие перегрузки;
- отличаются наличием дополнительных функций (многотарифность; вычисление мощности и других параметров, в частности показателей качества электроэнергии; запоминание интервальных значений электроэнергии и мощности и т. п.).

В качестве недостатков электронных счетчиков по сравнению с индукционными приборами учета необходимо отметить меньшую надежность и срок службы, более высокую стоимость.

Следует заметить, что все типы электронных счетчиков, выпускаемых в России, являются электромеханическими. Наряду с электронной схемой измерения, преобразования и вычисления они имеют шаговый электродвигатель и механический счетчик, который относительно просто сохраняет данные о расходе электроэнергии при полном пропадании ее на неограниченное время.

В качестве примера рассмотрим электронные счетчики концерна «Энергомера». Однотарифные и двухтарифные счетчики прямого и трансформаторного включения серии ЦЭ 6803 предназначены для контроля и учета активной энергии в трехфазных четырехпроводных цепях переменного тока. Они соответствуют классу точности 2,0, имеют световой индикатор работы и телеметрические импульсные выходы для связи с информацией, измеренной системой и для ускоренной проверки. Счетчи-

ки могут работать в составе АСКУЭ. Суммирующие устройства снабжены механическими шестирядными индикаторами. Приборы учета выполнены в пожаробезопасном пластмассовом корпусе. Применение данного счетчика взамен индукционного не требует доработки места установки.

Аналогичные характеристики имеет счетчик ЦЭ 6801, предназначенный для измерения реактивной энергии в трех- и четырехпроводных цепях переменного тока. Указанный счетчик имеет класс точности 1,5.

Кроме отмеченных, концерн «Энергомера» выпускает и другие модификации счетчиков, например, счетчики ЦЭ 6805 с классом точности 0,8 и счетчики ЦЭ 6808 с классом точности 0,5. Счетчик ЦЭ 6807 предназначен для применения в однофазных цепях переменного тока. Выпускается в одно- и двухтарифном исполнении. Подключение счетчика прямое или трансформаторное. Счетчик может использоваться автономно или в составе АСКУЭ для коммерческого и технического учета в качестве датчика приращения энергии и телеизмерения мощности, а также для организации двухтарифной системы учета, дифференцированной по времени суток.

Кроме концерна «Энергомера» электронные счетчики выпускает Нижегородский завод им. Фрунзе и предприятие АВВ ВЭИ «Метроника» г. Москва. На данном предприятии выпускаются счетчики серии «Альфа» по лицензии американской фирмы АВВ. Счетчики отличаются высокими эксплуатационно-техническими характеристиками. Они имеют класс точности 0,2 и 0,5, срок службы до 30 лет, температурный диапазон от – 40 до + 60 °С, обеспечивают сохранность информации в течение 2 ... 3 лет.

Счетчики типа «Альфа» предназначены для учета активной и реактивной энергии в цепях переменного тока и использования в составе АСКУЭ для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электроэнергии.

Счетчики обладают широкими функциональными возможностями и обеспечивают:

- учет электроэнергии по четырехтарифным зонам;
- измерение активной и реактивной энергии и мощности в двух направлениях;
- фиксацию максимальной мощности на расчетном интервале времени;
- запись и хранение данных графика нагрузок в памяти счетчика;
- передачу результатов измерения по цифровым и импульсным каналам связи.

Счетчики «Альфа-Плюс» имеют дополнительную функцию, обеспечивающую измерение показателей качества электроэнергии, что актуально в настоящее время, поскольку в условиях рыночной экономики приходится перестраивать взаимоотношения между энергоснабжающей организацией и потребителями, переходя к договорным условиям.

Мировой и отечественный опыт свидетельствуют, что альтернативы электронным счетчикам нет, и в настоящее время они находят все большее применение в электроустановках. Основные направления дальнейшего совершенствования приборов учета просматриваются следующим образом:

- отказ от принципа «самообслуживания», когда абонент сам определяет сумму оплаты;
- введение многотарифности;
- исключение хищений электроэнергии;
- учет помимо количества электроэнергии показателей ее качества;
- создание более универсальных и дешевых каналов передачи информации.

3.3 Автоматизированные системы управления энергоресурсами

Существующая в нашей стране система оплаты за израсходованную электроэнергию бытовых потребителей построена на уникальном принципе «самообслуживания». Он заключается в том, что абонент самостоятельно фиксирует показания своего счетчика, вычисляет количество потребленной электроэнергии и умножением на установленный для него тариф определяет сумму денег, подлежащую оплате за потребленную электроэнергию. Эту сумму абонент указывает в двух экземплярах квитанции установленной формы, которые вместе с деньгами предъявляет в кассу филиала Сберегательного банка или РКЦ.

Зарубежный опыт показывает, что при доле бытового потребления более 20 ... 25 % (в денежном выражении) у энергоснабжающих компаний возникают серьезные экономические трудности со сбором платежей от населения. В России эта цифра до последнего времени не превышала 12 %.

В настоящее время в России городские и сельскохозяйственные потребители оплачивают электроэнергию по льготному тарифу, а разницу между фактической стоимостью ее и реальным тарифом покрывают промышленные предприятия. В связи с принятым Правительством РФ постановлением от 26. 09. 1997 года № 1231 «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в электроэнергетике и доведении тарифов на электроэнергию для населения до фактической стоимости ее производства, передачи и распределения» к 2001 году планировалось повышение тарифов в 2 ... 3 раза. Однако это постановление полностью не реализовано и-за возможных нежелательных социальных последствий.

Удорожание электроэнергии и других топливно-энергетических ресурсов для населения неизбежно приведет к увеличению неплатежей и хищениям электроэнергии. С другой стороны, увеличение доли платежей

населения в общем балансе энергокомпании свыше 20 %, как свидетельствует мировой опыт, неизбежно приведет к отказу от существующей ныне системы «самообслуживания». Сначала это произойдет в отдельных энергокомпаниях, а затем и повсеместно. Переход в этой ситуации к периодическому (ежемесячному или ежеквартальному) массовому списанию показаний счетчиков контролерами энергоснабжающих компаний маловероятен из-за проблемы попадания их к местам установки счетчиков, не говоря уже о многократном увеличении их численности.

Единственным реальным способом решения такой проблемы является переход к автоматизированным системам учета энергоресурсов с передачей информации по силовой сети, что позволит списывать показания счетчиков в многоквартирном доме за несколько секунд дистанционно, не входя в помещения, в которых они установлены. При этом сами контролеры лишаются возможности изменять показания счетчиков.

Автоматизированная система учета может выявлять хищения электроэнергии, сигнализировать об этом и даже дистанционно отключать неплательщиков. Такие системы разрабатываются многофункциональными, решая кроме вопросов учета электроэнергии проблему пожарной и охранной сигнализаций, учета тепла, воды, газа.

По предварительным расчетам стоимость автоматизации учета у бытовых потребителей в пересчете на одного абонента сегодня не превышает 50 ... 70 % стоимости двухтарифного счетчика. Затраты времени и средств на массовую автоматизацию при этом минимальны, так как линия связи – провода силовой сети уже существуют.

Автоматизированная система учета и контроля электроэнергии бытовых потребителей широко используется за рубежом. В нашей стране такие системы находятся в стадии внедрения. Рассмотрим в качестве примера основные технические решения, заложенные в одной из наиболее совершенных отечественных разработок АСКУЭ бытовых потребителей «Энергосбыта» Мосэнерго и Московского завода электроизмерительных приборов (рисунок 3.1)

Контроллеры счетчиков (КС) устанавливаются в этажных осветительных щитках. Телеметрические выходы квартирных счетчиков соединяются соответствующими выводами КС. В системе могут использоваться однотарифные и многотарифные счетчики. На каждые 4 счетчика предусмотрена установка индикатора для предоставления абонентам всех данных, необходимых для правильной оплаты за электроэнергию (номер квартиры, электропотребление в кВт·ч, время действия тарифов и их величины). Индикаторы устанавливаются рядом со щитком и кабелем соединяются с соответствующим КС.

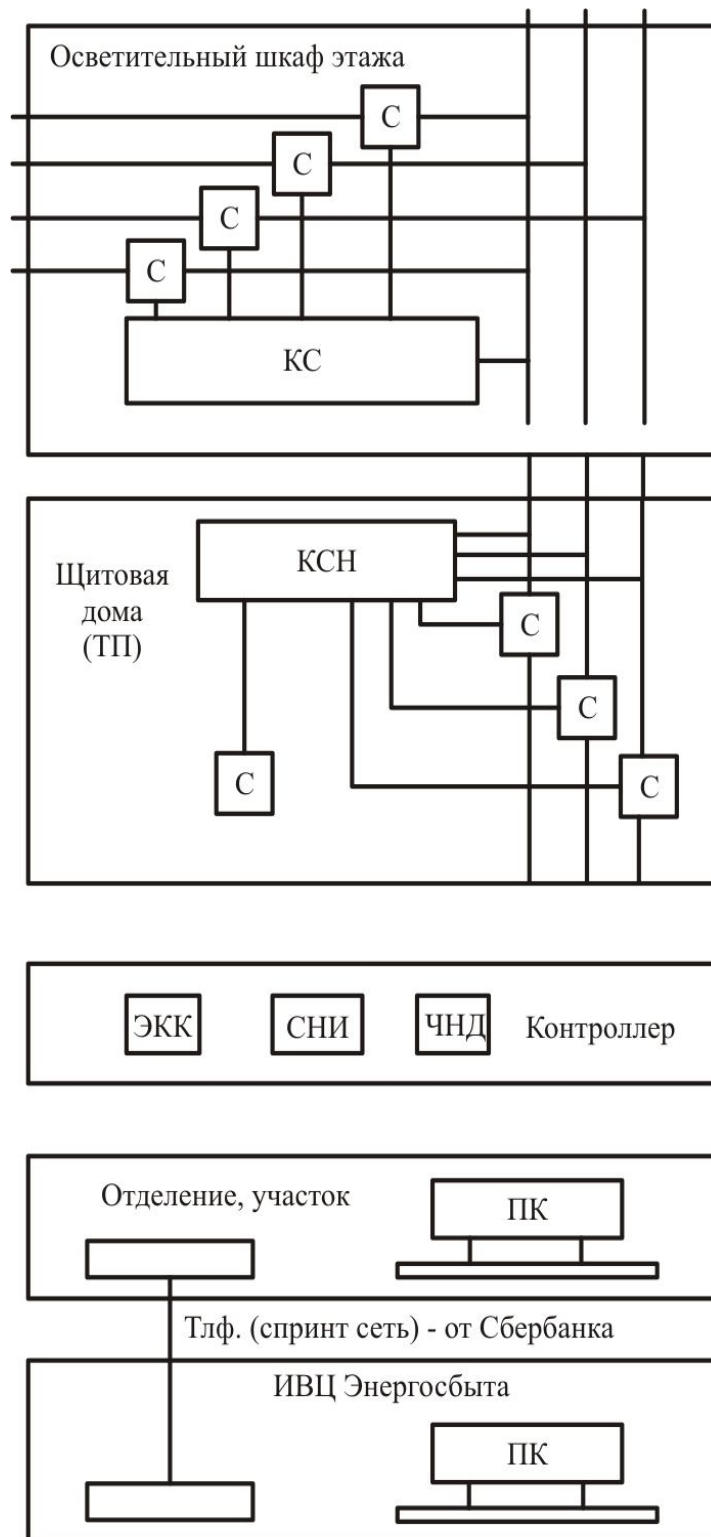


Рисунок 3.1 – Структурная схема АСКУЭ БП

В щитовой комнате дома, либо в ТП устанавливается контроллер сети – накопитель КСН, подключаемый к сети напряжением 220 В. Контроллер сети обеспечивает работу с 225 удаленными счетчиками через 64 этажных контроллеров КС. К КСН также могут быть подключены 8 счетчиков потребления электроэнергии бытовыми потребителями на технические нужды (лифты, освещение подъездов и др.).

Перед пуском системы в КСН с помощью переносного компьютера по каждому счетчику вносится его коэффициент пересчета и начальные показания по двум тарифам. После подачи сетевого напряжения эти данные автоматически перезаписываются по проводам сети напряжением 220 В в соответствующие КС счетчика. В последующем, телеметрические импульсы преобразуются в кВт·ч потребленной электроэнергии и данные накапливаются в памяти КС. В КСН от встроенных часов (ЧНД) в соответствии с введенными уставками по проводам сети передаются сигналы для переключения тарифов, которые принимаются всеми КС и отрабатываются на счетчиках. Кроме этого ежедневно в 0 часов КСН производит запрос данных, накопленных по каждому счетчику в КС, и записывает их в свою память. По истечению месяца с КСН передается сигнал, по которому производится фиксация в КС данных потребления за месяц, и соответствующие данные фиксируются в памяти КСН.

Кроме этого в памяти КСН регистрируется ряд дополнительных событий (перерывы в электроснабжении, открытие и закрытие этажных осветительных щитов, обрыв проводов линии связи КС со счетчиком, отказ в работе отдельных КС, отключение и включение отдельных потребителей по командам, формируемым в КСН).

При пропадании сетевого напряжения данные, хранимые в оперативных запоминающих устройствах КС и КСН, сохраняются в течение нескольких лет.

Для сбора данных о потребленной электроэнергии из КСН служат электронные сменные носители (СНИ) емкостью на 510 абонентов каждый и сроком хранения 10 лет.

В городском отделении (участке) энергосбыта организуется автоматизированное рабочее место (АРМ) контролёра, оборудованное компьютером и базой данных по энергопотреблению и платежам бытовых потребителей. Перед выходом на объекты контролёр подключает СНИ к компьютеру и туда вводится необходимая справочная информация. Вся эта информация может быть просмотрена на дисплее электронной книжки контролёра (ЭКК). Подключив СНИ к КСН контролёр в течение 10 с переносит всю информацию об электропотреблении в СНИ. После окончания сбора данных контролёр возвращается в отдел (участок), полученные данные заносятся в компьютер для дальнейшей обработки и выписки счетов.

Система сертифицирована Госстандартом России, в настоящее время установлена и эксплуатируется в ряде домов в Москве и Ростовской области.

Каковы возможные направления совершенствования системы:

1. Оснащение каждого абонента электронной книжкой. Подключив ее к соответствующему разъему индикатора, потребитель может получить необходимую информацию о потребленной электроэнергии, тарифах и

оплате. Такая система позволяет легко перейти к системе предварительной оплаты за электроэнергию.

2. Оснащение КСН устройствами отключения электроэнергии в случае длительной неуплаты после неоднократного предупреждения или значительного повышения потребителем договорной мощности.

3. Перевод системы из полуцентрализованной в централизованную систему путем оснащения КСН модемом для передачи данных по телефонным сетям в центр обработки информации.

4. Расширение функциональных возможностей системы путем подключения к ней счетчиков газа, воды, тепла, охранной сигнализации и использования единой книжки для оплаты за коммунальные услуги.

5. Установка в квартире счетчиков, не имеющих отсчетных устройств (типа датчика). Разработка таких устройств близка к завершению.

Имеющиеся в любой стране разветвленные сети электроснабжения автоматически станут главной информационной магистралью для таких систем. Скорость передачи информации в этом случае в 30 раз выше, чем в телефонных сетях. В настоящее время ведутся интенсивные разработки проблемы передачи информации по электрическим сетям у нас и за рубежом. Есть интересные новинки в разработках британских и канадских ученых в этой области. Не исключено, что в перспективе это может привести к краху телефонных компаний.

Рассмотренная отечественная система аккумулировала в полном объеме зарубежный опыт, но в 2 ... 3 раза дешевле зарубежных аналогов.

АСКУЭ широко используются на средних и крупных предприятиях различных отраслей промышленности. Имеется определенный опыт эксплуатации таких систем. В настоящее время создана АСКУЭ «СПРУТ» нового поколения. В основе таких систем положен принцип считывания показаний счетчиков электроэнергии за определенный интервал времени (от 10 с до 5 ... 30 мин) и вычисления на базе этой информации двух показателей – количества электроэнергии и среднего за установленный период значения мощности в точках контроля. Затем производится обработка, формирование и выдача результатов в виде таблиц, графиков, ведомостей на монитор АРМ, принтер и в каналы связи. Отметим еще некоторые особенности учета электроэнергии на объектах электроэнергетики.

Эксплуатация систем учета электроэнергии (в том числе автоматизированных) должна осуществляться обученным и закрепленным приказом по энергообъекту персоналом).

Установка и эксплуатация расчетных счетчиков, а также счетчиков технического учета, показания которых используется при составлении баланса на энергообъектах, должны осуществляться персоналом энергоснабжающей организации, а прочих приборов учета – персоналом электростанций и предприятий электрических сетей.

Метрологический контроль и надзор за средствами учета электроэнергии осуществляется органами Госстандарта России и метрологическими службами энергокомпаний на основе действующей нормативно-технической документации.

Представители Ростехнадзора имеют право доступа к приборам учета электроэнергии, измерительным комплексам и системам учета в пределах предоставленных им полномочий.

Рассмотрим кратко организацию учета электроэнергии в электрических сетях. Учет активной энергии в электрических сетях должен организовываться на подстанциях. На подстанции расчетные счетчики устанавливаются для учета электроэнергии, поступающей на ее шины и отпущенной в сеть, а также для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды. Для контроля достоверности учета электроэнергии на подстанциях назначается комиссия, которая ежемесячно составляет баланс и оформляет акты поступления и отпуска электроэнергии по показаниям счетчиков на 24. 00 местного времени последних суток отчетного месяца. Состав комиссии утверждается приказом. Порядок ее составления определяется местными инструкциями. Кроме учета активной энергии ведется учет реактивной энергии.

Как для бытовых и промышленных потребителей, в электрических сетях также рекомендуется использовать АСКУЭ.

Состав такой системы является традиционным и должен включать:

- счетчики электрической энергии, оснащенные датчиками-преобразователями;
- аттестованные устройства сбора информации;
- каналы связи;
- средства обработки информации (как правило, персональные ЭВМ).

Устройства сбора информации должны быть защищены от несанкционированного доступа и изменения констант и данных учета.

Подводя итог рассматриваемому вопросу, следует отметить следующее: мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии позволяют упорядочить учет, уточнить исходную информацию, снизить коммерческие потери. На сегодняшний день становится все более очевидным, что наиболее перспективными путями совершенствования систем учета являются:

- замена старых, отработавших свой ресурс индукционных счетчиков класса точности 2,5 новыми приборами учета, что позволит в среднем повысить учитываемый полезный отпуск электроэнергии на 10 ... 12 %;
- проверка и метрологическая аттестация трансформаторов тока и трансформаторов напряжения в рабочих условиях эксплуатации, создание и внедрение соответствующих поверочных средств;

- установка дополнительных счетчиков электроэнергии, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, обеспечивающих учет отпуска и потерь электроэнергии по ступеням напряжения;
 - активизация внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии на электрических станциях, подстанциях, у крупных потребителей с постепенным переходом к внедрению АСКУЭ бытового сектора;
 - информационная и функциональная увязка АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ);
 - создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям с целью контроля динамики объема потребления электроэнергии по месяцам и годам и ее соответствия динамике объема выпускаемой продукции;
 - расчет и анализ фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям;
 - корректировка Правил устройства электроустановок, Строительных норм и правил в части защиты бытовых электросчетчиков от возможного вмешательства в систему учета;
 - широкое внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.
- Практическая реализация перечисленных мероприятий требует значительных капитальных вложений и времени, хотя и позволит уменьшить коммерческие потери электроэнергии на 30 ... 35 %.

3.4 Расчеты за электроэнергию

Расчеты представляют собой юридические и фактические действия сторон, направленные на надлежащее прекращение денежных долговых обязательств абонента перед энергоснабжающей организацией по оплате за потребленную этим абонентом электроэнергию.

Взаимоотношения между потребителем электроэнергии и энергоснабжающей организации для осуществления расчетов за потребленную электроэнергию могут поддерживаться лишь при наличии приборов учета. Расчет потребителя за использованную электроэнергию в основном осуществляется путем перечисления денежных средств. Расчетная стоимость потребленной абонентом электроэнергии производится, как правило, ежемесячно по окончанию расчетного периода на основании отчетов об отпуске и покупке электроэнергии, составленных по соответствующей форме и являющихся неотъемлемой частью договора энергоснабжения.

Расчеты за отпущенную электроэнергию производятся по платежным документам, выписываемым энергоснабжающей организацией или

(при самообслуживании) абонентами в установленном для них порядке. При наличии у абонента субабонентов выписывается один платежный документ за всю электроэнергию, израсходованную абонентом и его субабонентами. У плательщиков, имеющих расчетные счета в банках, взимание платы за отпущенную электроэнергию производится путем безакцептного списания денежных средств с указанных счетов не позднее, чем на следующий день после поступления платежного документа на электроэнергию в банк.

В случае неоплаты на следующий день предъявленных в банк платежных документов по какой бы то ни было причине, в том числе из-за отсутствия средств на расчетном (текущем) счету плательщика начисляется пеня в размере 0,03 % в сутки по день фактической оплаты стоимости потребленной электроэнергии. Наряду с правом взыскания пени энергоснабжающая организация предупреждает потребителя о возможном отключении за неуплату задолженности.

В Гражданском кодексе РФ отсутствуют требования в части правил и порядка расчетов за потребленную электроэнергию, за исключением пункта, в котором говорится: «... оплата энергии производится за фактически принятое абонентом количество электроэнергии в соответствии с данными учета энергии, если иное не предусмотрено законом, иными правовыми актами или соглашением сторон» (ГК РФ ст.544 п.1).

Следует иметь в виду нововведение по срокам оплаты электроэнергии на розничных рынках, которое вступило в силу с декабря 2009 года (Постановление Правительства РФ № 816 от 12 ноября 2009 г. «О внесении изменений в акты Правительства РФ в части совершенствования порядка расчетов за электроэнергию (мощность), тепловую энергию и природный газ»). Все потребители должны будут оплачивать электроэнергию несколькими платежами: 30 % стоимости договорного объема электроэнергии (мощности) в месяц, за который осуществляется оплата, вносится до 10-го числа этого месяца (в виде аванса), далее 40 % стоимости до 25-го числа этого месяца. Полный расчет за фактическое потребление электроэнергии в истекшем месяце с учетом средств, ранее внесенных потребителем в качестве оплаты, должно быть произведено до 18-го числа следующего месяца.

Таким образом, у сбытовых компаний появляется возможность воздействовать на неплательщиков и не допускать ситуации, когда потребитель по нескольким месяцам не оплачивает электроэнергию. Это норма прямого действия, то есть независимо от того, что написано в договоре энергоснабжения, норма постановления Правительства главенствует и по ней обязаны осуществлять расчеты все потребители и сбытовые компании.

Расчеты между потребителем и энергоснабжающей организацией ведутся с учетом действующей цены на электроэнергию. Как формируется

цена электроэнергии? С 1 января 2011 года вся электроэнергия на оптовом рынке продается по свободным, т. е. нерегулируемым ценам (в 2010 г. по свободным ценам продавалось 80 % энергии). Постепенный переход к рыночным ценам обеспечил отсутствие резкого скачка цен на розничном рынке. Цены для населения по-прежнему будут регулироваться государством. Они складываются из трех составляющих: цена на оптовом рынке; стоимость передачи электроэнергии по сетям (полностью регулируется государством и устанавливается один раз в год); стоимость услуг по закупки и организации процесса поставки электроэнергии – также регулируется государством и устанавливается один раз в год.

В нашей стране идут инфляционные процессы, а значит, цена на электроэнергию будет расти на оптовом рынке, она зависит от стоимости топлива, которое используют электростанции, и от величины инвестиций, вкладываемых в развитие мощностей. В общем балансе ежегодного увеличения цены на электроэнергию первая составляющая может достигать 75 %. Размер платы за электроснабжение на розничном рынке рассчитывается по тарифам, устанавливаемым органами государственной власти субъектов Российской Федерации. Обычно корректировка их производится один раз в год. Тарифы на электроэнергию устанавливаются регулирующим органом одновременно в трех вариантах:

1. Одноставочный тариф, включающий в себя стоимость 1 кВт·ч поставляемой электроэнергии и мощности;
2. Двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 кВт·ч электроэнергии и ставку за 1 кВт установленной генерируемой мощности;
3. Тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Одноставочный тариф – простой и наиболее распространенный тариф. Он приборно обеспечен простыми индукционными или электронными счетчиками электроэнергии. Снижение нагрузки в часы максимума никак не отражается на плате за электроэнергию, следовательно, потребители не заинтересованы в таком мероприятии.

Двухставочный тариф применяется для потребителей с установленной мощностью электроприемников более 750 кВт·А.

Учет электроэнергии не является технологией энергосбережения. Он представляет меру, стимулирующую потребителей к энергосбережению. В настоящее время для населения и приравненных к нему групп потребителей установлены различные тарифные сетки. Тарифы, дифференцированные по зонам суток, имеют две модификации – двухзонную и трехзонную. Для использования таких тарифов должны быть установлены специальные счетчики электроэнергии – соответственно, двухтарифные и многотарифные.

Применение двухтарифных счетчиков и, соответственно, двухтарифной системы оплаты предполагает снижение платы за электроэнергию в ночное время, причем для населения это снижение весьма значительное

– ночью тариф в несколько раз меньше, чем днем. Это может стимулировать население к переносу части нагрузки на ночное время, однако в реальности есть не так много электроприборов, которые можно будет использовать ночью, в основном это стиральные машины. Приготовление пищи, глажение и другие энергоемкие процессы на ночное время переносятся не будут.

Есть ли смысл использовать дифференцированный тариф? Да, есть в ряде случаев. Например, на 2011 год в г. Москве одноставочный тариф на электроэнергию составляет 3,8 руб./кВт·ч, а тариф, дифференцированный по зонам суток: дневная зона 3,45 руб./кВт·ч, ночная зона – 0,95 руб./кВт·ч. Кроме этого утверждены тарифы для владельцев многотарифных электросчетчиков: в ночное время 0,95 руб./кВт·ч, в пиковое 3,8 руб./кВт·ч, в полупиковое – 3,2 руб./кВт·ч. При этом, ночной зоной тарифа в этом случае является время с 23 до 7 часов, пиковым временем – с 7 до 10 и с 17 до 21, а полупиковым – с 10 до 17 и с 21 до 23 часов.

Использование в быту многотарифных электросчетчиков имеет гораздо больше стимулов для снижения нагрузки в пиковые часы, люди будут стараться перенести использование большинства электроприборов на другое время.

Многотарифные счетчики для населения только начали внедряться, поэтому в настоящее время важно определить основные принципы таких систем учета. Один из основных принципов – счетчик должен иметь гибкие программно–перстраиваемые, многотарифные характеристики. Срок службы электронного счетчика в среднем составляет 30 лет, и за этот срок тарифные системы могут неоднократно изменяться. Зарубежный опыт показал, что во многих странах мира идут по пути увеличения числа тарифных зон (в пределе – до 48 получасовых зон в течение суток, и до 12 сезонов в течение года с отдельным тарифом в выходные и праздничные дни).

Потребители выбирают для проведения расчетов за электроэнергию (мощность) на розничном рынке один из указанных вариантов тарифа, уведомив об этом организацию, поставляющую электроэнергию, не менее чем за месяц до вступления в силу указанного тарифа установленным порядком.

Есть и еще одно новшество в применении тарифов на электроэнергию. Согласно постановлению Национальной комиссии регулирования электроэнергетики № 8 от 13. 01. 2011 внесены изменения в применение тарифов на электроэнергию, отпускаемую населению и населенным пунктам. С 1. 02. 2011 г. введен двухуровневый тариф для населения: объем электроэнергии, потребленный абонентом в течение месяца в пределах 150 кВт·ч (включительно), оплачивается по базовому тарифу, остальная электроэнергия оплачивается по повышенному на 30% тарифу или тарифу второго уровня.

В случае выявления неисправности или утраты расчетных приборов учета определение потребленной электроэнергии осуществляется на основании контрольного прибора, а при его отсутствии по статистическим данным за аналогичный период, если иное не предусмотрено договором. При этом энергоснабжающая организация должна иметь статистические данные не менее чем за один год, а потребитель обязан предупредить энергоснабжающую организацию о выходе из строя прибора учета или его отсутствии. В иных случаях, исключая граждан-потребителей и потребителей, у которых мощность энергоприемных устройств не превышает 25 кВ·А, используются специальные способы распределения совокупного объема потребленной электроэнергии.

Ситуация с тарифами на оптовом и розничном рынках в настоящее время достаточно напряженная. Целый ряд электроэнергетических организаций работает с убытками, не имея иногда средств на восполнение своего производства (ремонт и восстановление оборудования). Электроэнергетика, являющаяся базовой отраслью экономики страны, вынуждена сдерживать рост тарифов, чтобы поддерживать работоспособность отечественной промышленности.

Искусственное сдерживание относительно низких цен на электроэнергию не является выгодным ни для энергоснабжающей организации, ни для государства, ни даже для потребителя электроэнергии. Доля затрат на потребление электроэнергии несоизмеримо мала по сравнению с другими производственными затратами, вследствие чего со стороны потребителей уделяется недостаточное внимание энергосбережению и эффективному использованию электроэнергии.

Специфика оплаты за реактивную энергию в настоящее время обусловлена следующими факторами. До недавнего времени энергоснабжающие организации взимали плату за потребленную реактивную электроэнергию исходя из экономически обоснованного уровня ее потребления, который ежегодно рассчитывался энергосбытовыми организациями по исходным данным потребителя, используя специальные методики. При превышении допустимого уровня энергопотребления к потребителям применяли штрафные санкции.

В связи с признанием не действующими Правил пользования электрической и тепловой энергией (приказ Минтопэнерго России от 10.01.2002 г. № 2) и отменой с 01.01.2001 г. Инструкции о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию, в которой также устанавливались скидки и надбавки к тарифу за компенсацию реактивной мощности, до сих пор отсутствует экономический механизм нормализации ее потребления и ее оплаты.

В настоящее время основными целями учета реактивной энергии являются не ее оплата, а обеспечение ее перетоков по межсистемным линии-

ям электропередачи и контроль фактического потребления или выдачи реактивной энергии потребителями. В связи с этим энергоснабжающие организации обязывают потребителей применять установки компенсации реактивной мощности.

Следует учитывать, что повышенное потребление реактивной энергии (мощности) является нежелательным для обеих сторон (участников договора энергоснабжения). Такой режим работы приводит к ухудшению пропускной способности электрических сетей, удорожанию стоимости электроустановок (так как при увеличении потребления реактивной мощности приходится увеличивать сечение проводов), увеличению потерь электроэнергии и снижению ее качества, а также к излишним затратам на компенсирующие устройства.

Кроме этого, при выработке реактивной энергии, как потребителями, так и ее производителями, она уже не может являться только товаром продавца (энергоснабжающей организации), а потребитель не может являться только ее покупателем. В режиме перекомпенсации потребитель может оказаться продавцом реактивной энергии, а энергоснабжающая организация ее потребителем. При решении такого вопроса необходимо учитывать взаимную заинтересованность обеих сторон.

Учитывая сложившуюся ситуацию, графики включения и отключения компенсирующих устройств, порядок оплаты за потребленную (генерируемую) электроэнергию, методы стимулирования потребителей за рациональную компенсацию реактивной мощности (например, в виде скидок с тарифа на оплачиваемую электроэнергию) должны быть определены в договоре энергоснабжения по обоюдному соглашению обеих сторон (участников договора).

3.5 Учет надежности электроснабжения при расчетах за электроэнергию

В энергоснабжающей организации разработана система скидок (надбавок) к тарифам на электроэнергию за надежность электроснабжения и установлена система штрафов за внезапные отключения потребителей.

Скидка (надбавка) к действующему тарифу на электроэнергию для данного потребителя устанавливается на основании договорных значений двух показателей надежности электроснабжения: количества внезапных отключений $N_{\text{д}}$ откл./год и продолжительности одного внезапного отключения $t_{\text{д}}$, ч. Договорные значения показателей надежности определяют гарантированный уровень надежности электроснабжения данного потребителя со стороны энергоснабжающей организации. В проекте договора

энергоснабжения указываются также существующие значения показателей надежности N_c, t_c .

Абонент имеет право устанавливать в договоре любые договорные значения показателей надежности, но не ниже существующего уровня. При отказе абонента включать договорные значения показателей, надежности отпуск электроэнергии производится по действующему тарифу, а в договоре делается запись «Требования к надежности электроснабжения потребителей абонентом не установлены».

Договорная стоимость одного киловаттчаса электроэнергии для данного потребителя определяется энергоснабжающей организацией на основании значений показателей надежности, установленных абонентом

$$\Pi_d = k_T \Pi, \quad (3.1)$$

где k_T – значение поправочного коэффициента к действующему тарифу;
 Π – тариф на электроэнергию.

Таблица значений величины k_T составляется энергоснабжающей организацией на основании технико-экономических расчетов и корректируется каждые 3 года. Значения поправочного коэффициента и договорная стоимость 1 кВт·ч указываются в договоре энергоснабжения.

Размер штрафа за внезапное отключение определяется энергоснабжающей организацией расчетным путем для каждого отключения:

при превышении числа отключений

$$X = X_y t_\phi k_c, \quad (3.2)$$

при превышении длительности отключения

$$X = X_y (t_\phi - t_d) k_c, \quad (3.3)$$

где X_y – удельный штраф за отключение, руб./ч;

t_ϕ – продолжительность внезапного отключения, ч;

k_c – коэффициент, учитывающий степень совпадения времени данного внезапного отключения с периодом проведения основного технологического процесса потребителя ($k_c = 1$ при совпадении отключения с технологическим процессом, $k_c = 0,1$ – при несовпадении). Месяцы и время суток основного технологического процесса потребителя указываются в договоре энергоснабжения. Значение удельного штрафа определяется энергоснабжающей организацией по формуле

$$X_y = 3_0 W_T / 8760, \quad (3.4)$$

где 3_0 – норматив удельных затрат на повышение надежности электроснабжения (удельный ущерб), руб./кВт·ч;

W_T – годовое потребление электроэнергии объектом, (кВт·ч).

Фактические значения показателей надежности определяются на основании записей в оперативных журналах ЭТЭС и энергоснабжающей организации. При отключении питания диспетчер ЭТЭС ставит в известность об этом диспетчера энергоснабжающей организации.

Штрафы рассчитываются и выплачиваются энергоснабжающей организацией, если фактическое значение суммарного числа отключений и их длительность превысят договорные значения. В противном случае штраф не выплачивается.

Пример 3.1. Потребитель – животноводческая ферма по производству молока. Норматив удельных затрат на повышение надежности $Z_0 = 18$ руб./кВт·ч годовое электропотребление $W_r = 482000$ кВт·ч. Тариф на электроэнергию $\Pi = 4$ руб./кВт·ч. Абонентом установлены договорные значения показателей надежности $N_d = 2$ откл./год, $t_d = 1,5$ ч. Для данных значений энергоснабжающей организацией установлен поправочный коэффициент $k_r = 2,7$. Определить суммарный штраф за 3 отключения, длительностью 1,3; 2,7; 0,8 ч.

Р е ш е н и е.

1. Договорная стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

$$\Pi_d = 2,7 \cdot 4 = 10,8 \text{ руб.}$$

2. Удельный штраф $X_v = 18 \cdot 482\,000 / 8760 = 990,4$ руб./ч.

3. Произошло первое отключение, длительность $t_\phi = 1,3$ ч. Штраф не выплачивается ($X_1 = 0$, т. к. $t_\phi < t_d$).

4. Произошло второе отключение продолжительностью $t_\phi = 2,7$ ч. Величина штрафа $X_2 = 990,4(2,7 - 1,5) = 1188,5$ руб.

5. Произошло третье внезапное отключение продолжительностью $t_\phi = 0,8$ ч. Величина штрафа $X_3 = 990,4 \cdot 0,8 = 792,3$ руб.

6. Суммарный штраф

$$X = X_1 + X_2 + X_3 = 0 + 1188,5 + 792,3 = 1980,8 \text{ руб.}$$

Пример рассмотрен для случая, когда все внезапные отключения совпали с работой потребителя.

Разработанная система надбавок к тарифам и штрафов за надежность электроснабжения требует дальнейшей проверки в реальных условиях. При этом энергоснабжающая организация должна иметь соответствующую техническую базу для проведения мероприятий по повышению надежности сетей. Потребители по результатам проведенных расчетов ущерба от перерывов электроснабжения должны разработать научно обоснованные нормы по числу и длительности отключений, которые необходимо использовать при заключении договора энергоснабжения, а также провести детальный технико-экономический анализ возможных альтернативных вариантов повышения надежности электроснабжения объектов, нуждающихся в проведении такого мероприятия.

4 Рациональное использование электроэнергии

4.1 Современное состояние и пути решения проблемы энергосбережения

Энергосберегающая политика является государственным приоритетом, определяя государственную безопасность страны. Это связано с дефицитом основных энергетических ресурсов, возрастающей стоимостью их добычи, а также с глобальными экологическими проблемами.

Энергетика вносит значительный вклад в формирование основных социальных и экономических параметров развития страны, в частности доходов и бюджета. Глобальный финансово-экономический кризис вывел неустойчивость подъема национальной экономики, достигнутого в начале 2000-х годов. Российская экономика сохраняет явные черты структурных диспропорций с доминированием топливно-энергетического комплекса, ориентированного преимущественно на экспорт.

Государственный бюджет, инвестиции, внешняя торговля испытывают сильную зависимость от конъюнктуры энергоносителей на мировых рынках. Доминирование в национальной экономике экспорта энергоресурсов не только делает ее восприимчивой к глобальным шокам, но и сковывает потенциал долгосрочного экономического роста. Ежегодное производство топливно-энергетических ресурсов в России составляет около 1400 миллионов тон условного топлива (т. у. т.), из которых около 900 млн. т. у. т. (64 %) приходится на внутреннее потребление. Большая часть вырабатываемой энергии (около 45 %) потребляется в структурах топливно-энергетического комплекса. На втором месте стоят промышленность и строительство (около 25 %). На долю ЖКХ приходится порядка 20 %, на сельское хозяйство и транспорт – чуть более 10 % потребляемой энергии. Из потребляемой в быту энергии: 70 % идет на отопление помещений, 15 % энергии расходуется на приготовление пищи, 10 % энергии потребляет бытовая техника и 5 % энергии расходуется на освещение. При этом современная российская экономика энергорасточительна, что ощутимо снижает ее конкурентоспособность. При сжигании 1 кг нефтяного эквивалента в нашей стране производится товаров и услуг на сумму 1,9 доллара, тогда как среднемировой показатель составляет 4,4 доллара. В результате удельная энергоемкость внутреннего валового продукта России примерно в 2,5 раза выше среднемирового уровня. Низкая энергетическая эффективность отечественных товаров порождает низкую конкурентоспособность отечественной промышленности. Величина потерь электроэнергии в электрических сетях в 2009 – 2011 годах находится примерно на одном уровне и составляет 10,3 %, что значительно выше аналогич-

ных показателей в зарубежных электроэнергетических компаниях и отрицательно влияет на тарифную политику в электроэнергетической отрасли

С другой стороны энергосбережение следует рассматривать как крупный дополнительный источник электрической и тепловой энергии.

В России один из самых больших в мире потенциал в повышении энергетической эффективности – более 40 % от уровня потребления энергии в стране.

Основными барьерами, сдерживающими развитие энергосбережения и энергоэффективности являются: отсутствию мотивации к внедрению энергосберегающих технологий; недостаточное информационное обеспечение таких работ в части особенностей потребления энергии, существующих технологий ее сбережения и возможных путей привлечения финансовой поддержки; слабый опыт финансирования энергосберегающих объектов, а также недостаточно высокий уровень организации и координации процесса энергосбережения на различных уровнях. К этому следует добавить такие факторы, как отсутствие лиц, управляющих этим процессом на предприятиях, в организациях и учреждениях, недостаточную квалификацию энергоаудиторов и сотрудников, проводящих энергосберегающие мероприятия.

В Российской Федерации введен и реализуется Федеральный закон № 261-ФЗ от 23. 11. 2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». Он утверждает основные принципы энергосберегающей политики, определяет экономические и финансовые механизмы его осуществления. Закон предписывает проведение энергетических обследований до 31 декабря 2012 г. для организаций бюджетной сферы, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и организаций, осуществляющих производство и транспортировку энергоресурсов. В последующем такие обследования должны проводиться с периодичностью один раз в 5 лет. Вводится запрет на ввод в эксплуатацию построенных или реконструированных зданий, строений и сооружений не соответствующих требованиям энергетической эффективности. Предусматриваются штрафные санкции за несоблюдение требований энергетической эффективности, сроков проведения энергетического обследования и разработки программ по энергосбережению. Вводится поэтапный запрет на производство, импорт и продажу источников света с лампами накаливания различной мощности.

Среди финансовых механизмов следует также отметить набор мер, стимулирующих энергосбережение, в том числе обязанность бюджетных организаций снижать объемы потребления энергоресурсов не менее, чем на 3 % ежегодно в течение 5 лет, при этом за бюджетной организацией сохраняются средства, сэкономленные благодаря проведению мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности, а также возможность их

перераспределения, в том числе и в фонд оплаты труда. Несмотря на наличие закона об энергосбережении реализация его положений осуществляется крайне медленно. Так на конец 2011 года только 6 % учреждений приступили или планируют приступить к энергетическому обследованию.

Под энергосбережением следует понимать комплекс правовых, научных, организационных, производственных, технических и экологических мероприятий, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов. Экономия энергии – это эффективное использование энергоресурсов за счет применения инновационных решений, которые осуществимы технически, обоснованы экономически, применимы с экологической и социальной точек зрения и не изменяют привычного образа жизни людей. Это определение было сформулировано на Международной энергетической конференции ООН.

Применительно к ЭТС энергосбережение следует рассматривать как рациональное использование электроэнергии в различных отраслях хозяйственного механизма. Хотя энергосбережение более широкое понятие, включающее помимо электроэнергии экономию тепла и других видов энергоресурсов.

Энергосбережение в любой сфере сводится по существу к снижению бесполезных потерь энергии. Анализ потерь в сфере производства, распределение и потребления электрической энергии показал, что большая часть потерь до 90 % приходится на сферу энергопотребления, тогда как потери при передаче электроэнергии составляют лишь 10 ... 11 %. Поэтому основные усилия по экономии электроэнергии следует сконцентрировать именно в сфере ее потребления.

Статистические данные говорят о серьезном отставании нашей страны в энергосбережении. Одной из основных причин такого положения являются устаревшие энергорасточительные технологии, оборудование и приборы. Существует и ряд других факторов, связанных с перестройкой хозяйственного механизма, экономическими кризисами, значительно повлиявшими на ситуацию по энергосбережению в России. Рассмотрим их применительно к электрохозяйствам предприятий. Применительно к таким службам основными причинами сложившейся ситуации являются следующие:

- отменена система моральной и материальной заинтересованности в снижении энергоемкости и экономии энергоресурсов;
- разрушена система нормирования энергоресурсов по видам продукции и видам производства;
- общий кризис неплатежей привел к фактическому замораживанию финансовых затрат на ремонтно-эксплуатационные нужды и обновление оборудования. Это заставило электротехнический персонал сосредоточить основные усилия на элементарной поддержке оборудования в работоспособном

состоянии, При этом экономичность его работы ушла на второй план. Большая часть электрооборудования (до 60 %) исчерпала свой амортизационный срок, требует замены и восстановительного капитального ремонта;

- сокращение персонала, вызванное падением объемов производства, а также ухудшение социально-бытовых условий (низкая заработная плата специалистов) привели к оттоку квалифицированных кадров и значительному ослаблению производственно-технического персонала энергослужб предприятий. До 70 % ремонтных рабочих сейчас составляют люди пенсионного и предпенсионного возраста;

- отсутствует система подготовки и повышения квалификации специалистов в области энергосбережения и эффективности управления энергохозяйством;

- остро стоит проблема информационного обеспечения, высокая стоимость источников информации резко уменьшила доступность, мало издается литературы, методических пособий, периодических изданий, справочников и каталогов в области промышленной энергетики и энергосбережения;

- не все предприятия имеют оптимальные системы контроля и учета электроэнергии, что не позволяет наладить полноценный анализ и планирование энергоресурсов. Данные о потреблении энергоресурсов не всегда достоверны, что затрудняет проведение энергетического менеджмента;

- в стране наблюдается возрастание неконтролируемого объема электропотребления (хищений электроэнергии);

- слабо внедряется энергоаудит на предприятиях, в организациях и учреждениях;

- в силу сложившихся традиций, мероприятия по энергосбережению не увязаны с финансовыми планами предприятий, крупные инвестиции, как правило, в такое направление не вкладываются;

- реорганизация органов управления в период экономических реформ конца 80-х начала 90-х годов привела к сокращению, упразднению или переориентации действовавших организационных структур по электроэнергетике в министерствах, главках, НИИ и других органах. Функции таких подразделений сводились к научно-методическому и нормативному обеспечению, координации и контролю за работой энергослужб, в частности и в вопросах энергосбережения. Это привело к полному отсутствию юридической и другой помощи предприятиям в отношениях с энерго-снабжающими организациями, которые одновременно являются и контролирующим органом и разработчиком нормативных документов, ориентируясь на себя, например, разработку «Правил пользования электрической и тепловой энергии». Органы государственного управления не имеют необходимой информации о состоянии дел в энергослужбах предприятий и

не могут в полной мере реализовать функции координатора и защитника промышленных энергетиков.

Не смотря, на столь плачевное состояние в вопросах энергосбережения в нашей стране переход на рыночные отношения диктует необходимость решения такой проблемы. В условиях рыночных отношений сама возможность работы предприятий с повышенной энергоемкостью продукции за счет роста цен практически исчерпана, так как влечет за собой падение и без того низкой конкурентоспособности продукции. Нельзя надеяться на то, что конкуренты не опередят Вас на путях повышения энергоэффективности и не окажутся в более выгодном положении.

Директивные материалы по вопросам энергосбережения, как можно заметить, также сменили тональность. Вместо прежних рекомендательных предложений все чаще приходят конкретные нормативные документы, которые к тому же содержат целый ряд санкций различного характера к предприятиям и их руководителям.

При этом должно быть изменено отношение руководства предприятия к проблеме энергосбережения. Традиционно руководство большее внимание уделяло насущным потребностям производства, а вовсе не эффективному использованию энергии, которую рассматривало как проблему техническую, а не управленческую. Однако, не будучи специалистом в области энергетики, не имея представления об энергетическом менеджменте, руководитель без специальной подготовки вряд ли сможет понять и поддержать внедрение незнакомой ему системы повышения энергоэффективности.

Неуклонный рост тарифов на электроэнергию заставляет специалистов и хозяйственников искать пути снижения электропотребления, которые пока что большей частью сводятся к прямому ограничению подачи электроэнергии или отключению электроприемников. Экономия электроэнергии без ущерба интересов потребителей может быть достигнута только внедрением энергосберегающих технологий и методик, оптимизирующих реальное электропотребление.

Для предприятий, организаций и учреждений в принципе возможно три направления экономии электроэнергии:

1. Прямое ограничение подачи электроэнергии или отключение электроприемников. При этом нарушается сложившийся режим электропотребления.

2. Снижение потерь электроэнергии при сохранении сложившегося режима электропотребления за счет внедрения энергосберегающих технологий и новых более совершенных видов электрооборудования.

3. Оптимизация электропотребления без ухудшения условий работы электроприемников за счет внедрения новейших технологических решений в системе электропотребления на основе адаптивных алгоритмов управления энергоемким технологическим оборудованием.

Общий комплекс вопросов, которые предстоит решать, выполняя второе и третье направления должен включать ряд технических и организационных мер:

- внедрение новейшего электротехнического оборудования, имеющего высокие технико-экономические показатели и эксплуатационные характеристики;
- разработку и внедрение специальных режимов работы электроустановок и способов регулирования параметров, позволяющих снизить электропотребление без ущерба для технологических систем;
- регулирование частоты вращения массовых асинхронных электроприводов с помощью высокоэкономичных преобразователей частоты, реализованных на современной элементной базе силовой электроники;
- оптимизация режимов использования осветительных установок;
- широкое внедрение бесконтактных пускорегулирующих и коммутационных устройств;
- внедрение компактных программируемых коммутационных средств, реализующих экономичные временные алгоритмы управления электропотреблением;
- реализацию компенсации реактивной мощности и повышение коэффициента мощности электроустановок;
- применение совершенных технических средств учета электрической энергии и контроля технического состояния электроустановок;
- регулярное проведение энергоаудита потребителей электроэнергии с применением современного диагностического оборудования;
- совершенствование и оптимизацию распределительных электрических сетей низкого напряжения;
- постоянное ведение энергобаланса предприятия, разработку и реализацию режимного графика;
- внедрение мероприятий по выравниванию графика электрических нагрузок отдельных участков и предприятия в целом;
- систематический анализ состояния использования электроэнергии на предприятии, выявление и количественную оценку резервов в экономии электроэнергии;
- планирование организационно–технических мероприятий по экономии электроэнергии;
- контроль своевременности и правильности расчетов за электроэнергию;
- введение в высших и средних специальных учебных заведениях для соответствующих специальностей целевого курса (предмета) по основам энергосбережения;

- внедрение на каждом энергоемком хозяйственном субъекте системы материального поощрения за разработку и реализацию мер по экономии электроэнергии;
- проведение эффективной рекламной-информационной кампании по энергосбережению;
- разработку законодательных актов, устанавливающих административную и иную ответственность за нарушение и игнорирование порядка расходования электроэнергии.

4.2 Планирование организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии

Организация работ по рациональному использованию электроэнергии возлагается на электрохозяйства и является, как было указано ранее, одной из основных функций этих подразделений. Ежегодно составляется план организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии. Цель его – максимальное снижение потерь энергии в электроустановках при минимальных затратах на эти мероприятия. План должен включать в себя работы по рационализации электропотребления и внедрению более совершенных технологий и оборудования.

При разработке плана следует выделить отдельно организационные и технические мероприятия.

Первые связаны с планированием работ по экономии электроэнергии, проведением разъяснительных мероприятий, приобретением и размещением плакатов, подачей рационализаторских предложений и т. д.

Технические мероприятия направлены непосредственно на внедрение технических решений, дающих экономию электроэнергии, например, перевод уличного освещения на автоматическое управление, замена мало нагруженных электродвигателей и др. При этом выделяются мероприятия, которые не требуют дополнительных затрат (устранение утечек воды, отключение электроосвещения в дневное время), мероприятия с небольшими затратами (усиление теплоизоляции, автоматизация управления установками) и мероприятия, связанные с реконструкцией действующих установок и требующие значительных денежных средств на их реализацию.

Руководитель электротехнической службы предприятия разрабатывает ежегодный (текущий) и перспективные планы организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии с указанием вида и места проведения мероприятий, сроков и должностных лиц, ответственных за их исполнение, размеров планируемой экономии. К плану прилагается пояснительная записка с расчетом экономической эффективности по каждому мероприятию.

Электротехнические службы в процессе своей деятельности осуществляют регулярный контроль эффективности использования электрооборудования, режимов работы электроустановок, надежности электроснабжения, качества электроэнергии и других параметров. Для контроля используется соответствующая аппаратура, в том числе и самопишущие приборы.

Помимо планирования работ по экономии электроэнергии руководитель ЭТС предприятия составляет ежеквартальный и годовой отчеты о выполнении плана организационно-технических мероприятий с пояснительной запиской о фактической эффективности использования мероприятий и достигнутой экономии электроэнергии, а также о причинах невыполнения отдельных позиций плана. На основании этих материалов поощряется персонал ЭТС.

4.3 Экономия электроэнергии в электрических сетях

4.3.1 Классификация потерь

При передаче электроэнергии по электрическим сетям часть ее расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей, потерь на корону и т. д. Этот расход называют потерями электроэнергии.

Общие потери электроэнергии в электрических сетях делятся на технические и коммерческие потери

$$\Delta W = \Delta W_T + \Delta W_K. \quad (4.1)$$

Технические потери связаны с физической сущностью процесса передачи электроэнергии ее рассеиванием в элементах сети. Коммерческие потери определяются как разность между отчетными и техническими потерями. Они обусловлены несовершенством системы учета, не одновременностью снятия показаний счетчиков и погрешностью приборов учета, неравномерностью оплаты за потребленную электроэнергию, наличием неучтенных потребителей, хищением электроэнергии и т. п.

Уровень технических потерь электроэнергии в отечественных электрических сетях в среднем составляет в настоящее время примерно 11 % (в отдельных энергосистемах потери достигли 20 ... 25 %). Для сравнения в США 8,1 %; Германии 4,5 %; Нидерландах 4,3 %, Японии 5 %. [14]. Коммерческие потери по разным оценкам составляют примерно такую же величину, а в отдельных случаях существенно превышают средние данные.

В общем случае технические потери можно поделить на две группы постоянные и переменные. Постоянные потери представляют собой поте-

ри на корону в воздушных линиях электропередачи, потери от токов утечки через изоляцию воздушных и кабельных линий, потери в сердечниках трансформаторов и автотрансформаторов. Этот вид потерь учитывается с помощью потерь холостого хода ΔW_x и потерь на корону $\Delta W_{кор}$.

Потери холостого хода

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2} \int_0^T U^2(t) dt, \quad (4.2)$$

где ΔP_x – мощность потерь холостого хода;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$U(t)$ – изменение напряжения за период T .

Как правило, потери холостого хода рассчитываются без учета изменений напряжения во времени, и в этом случае

$$\Delta W_x = \Delta P_x T. \quad (4.3)$$

Потери на корону обычно рассчитываются по среднестатистическим данным, приводимым в справочной литературе

$$\Delta W_{кор} = \Delta P_{кор.ср} T. \quad (4.4)$$

Переменные (нагрузочные) потери зависят от протекающего по элементу тока нагрузки. При этом часть энергии по закону Джоуля-Ленца выделяется в виде тепла в активных сопротивлениях проводников воздушных и кабельных линий электропередачи.

Нагрузочные потери

$$\Delta W_n = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I^2(t) dt, \quad (4.5)$$

где T – период времени, за который вычисляются потери (обычно год);

$\Delta P(t)$ – изменение потерь активной мощности за период T ;

$I(t)$ – токовая нагрузка;

R – сопротивление элемента сети, в котором вычисляются потери.

Распределение потерь по элементам сети определяется в соответствии с данными приведенными в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Потери электроэнергии в элементах сети

Объект электрической сети	Потери электрической энергии, %		
	нагрузочные	на холостой ход и на корону	всего
ЛЭП	60	5	65
Подстанции	15	20	35
Всего	75	25	100

Существенная разница в величине потерь наблюдается в зависимости от напряжения сети (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Величина потерь для сетей различного напряжения

Напряжение, кВ	Потери, %
0,435	32
110	28
220	16
330	7

Если расчет потерь холостого хода и потерь на корону не вызывает затруднений, то расчет нагрузочных потерь, связанный с учетом изменения нагрузки во времени, представляет определенные сложности.

Обычно потери энергии определяют по формуле

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau, \quad (4.6)$$

где ΔP_{\max} – наибольшие потери;
 τ – время максимальных потерь.

Величина τ зависит от характера изменения активной и реактивной нагрузки элемента. Обычно пользуются зависимостью $\tau = f(T_{\max}, \cos \varphi)$.
 Графики для данного функционала приведены на рисунке 4.1.

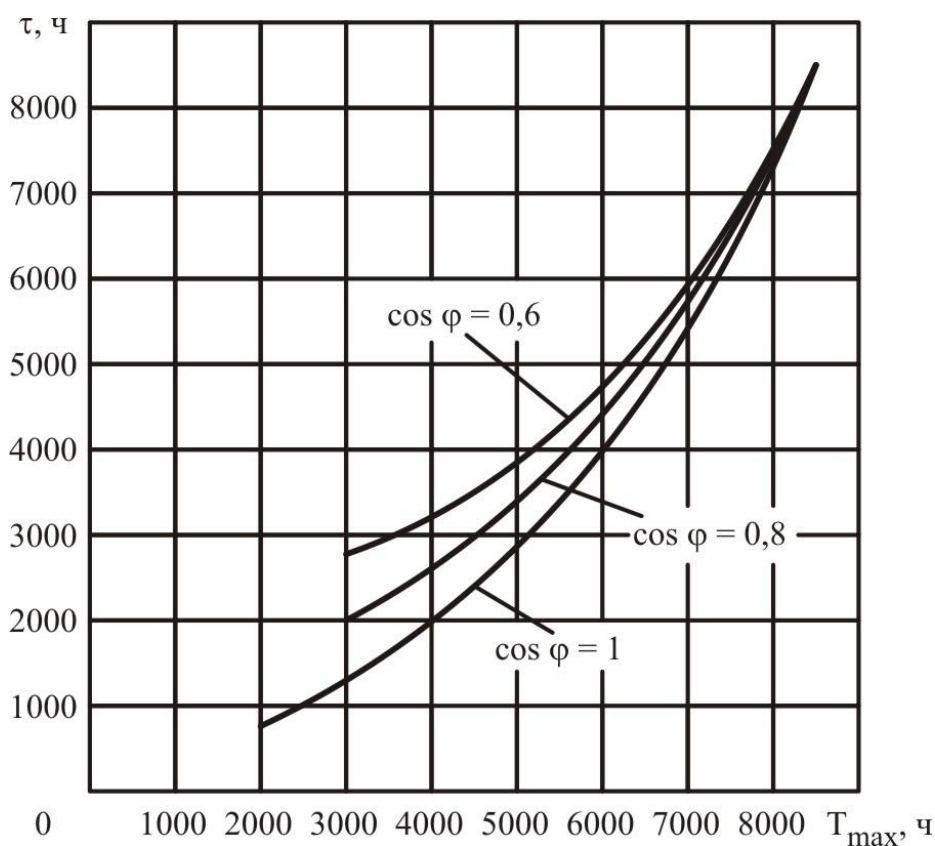


Рисунок 4.1 - Зависимость времени потерь от T_{\max} и $\cos \varphi$

При типовой форме графика нагрузок величину τ можно определить по эмпирической формуле

$$\tau = (0,124 + T_{\max} 10^{-4})^2 8760. \quad (4.7)$$

Обычно при проведении технико-экономических расчетов τ принимают одинаковым для всех элементов сети, а T_{\max} рассматривают для суммарной нагрузки сети. Нагрузочные потери определяют как сумму потерь во всех элементах сети. С учетом потерь холостого хода и потерь на корону общие технические потери в сети могут быть определены по формуле

$$\Delta W = (\Delta P_x + \Delta P_{\text{кор}}) 8760 + \Delta P_{\max} \tau. \quad (4.8)$$

4.3.2 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях сложная комплексная проблема, требующая значительных капитальных вложений, постоянного внимания персонала, его высокой квалификации и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

В настоящее время нет единой установившейся классификации мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Общепринятым является деление их на три группы: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию систем учета.

Организационные мероприятия практически не требуют для их внедрения дополнительных капитальных вложений. Они направлены на совершенствование системы эксплуатации оборудования электрических сетей и оптимизации их схем и режимов работы. В качестве таких мероприятий могут рассматриваться:

- оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности;
- размыкание контуров сети;
- отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ и др.

К техническим мероприятиям относятся мероприятия по реконструкции, модернизации или строительству сетей, замене или установке дополнительного оборудования. Почти все технические мероприятия могут проводиться с целью снижения потерь или с целью улучшения режима сети. В последнем случае эффект снижения потерь будет сопутствующим.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь в распределительных электрических сетях напряжением 0,38-35 кВ относятся:

- установка компенсирующих устройств;

- замена проводов линий электропередачи на провода с большим сечением;
- замена перегруженных и недогруженных трансформаторов;
- установка трансформаторов с регулированием под нагрузкой, линейных регуляторов, вольтодобавочных трансформаторов и др.;
- перевод сетей на более высокое напряжение;
- использование напряжения 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение радиуса действия и строительство воздушных линий 0,38 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных конденсаторных батарей и др.;
- более широкое применение столбовых трансформаторных подстанций для сокращения протяженности сетей 0,38 кВ и потерь в них;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности устранения аварийных ситуаций;
- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Рассмотрим некоторые из наиболее часто используемых мероприятий.

Организационные мероприятия

Оптимизация режима сети по напряжению и реактивной мощности является одним из основных организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Из анализа формулы потерь активной мощности в электрической сети

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (4.9)$$

можно установить, что увеличение напряжения или уменьшение реактивной мощности, передаваемой по элементу, приведет к снижению потерь мощности. В сложных схемах можно понизить потери мощности централизованно, поднимая уровни напряжения в узлах нагрузки и разгружая линии и трансформаторы по реактивной мощности. Достаточно эффективен этот метод в случае большой загрузки сети, когда потери сами по себе являются высокими.

Задача оптимизации состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения, а потери активной мощности были минимальны. В сетях сверхвысокого напряжения при этом следует учитывать также рост потерь на корону. Кроме этого необходимо помнить, что увеличение напряжения и разгрузка сети по реактивной мощности взаимосвязаны между собой, поскольку компенсация реактивной мощности, например, приводит к повышению напряжения в сети.

Размыкание контуров сети наиболее распространенный способ уменьшения потерь. Задача состоит в определении таких точек в сети, при размыкании которых достигается минимум целевой функции потерь мощности (или потерь энергии).

Определение рациональных мест размыкания рассмотрим на примере петлевой схемы электрической сети (рисунок 4.2)

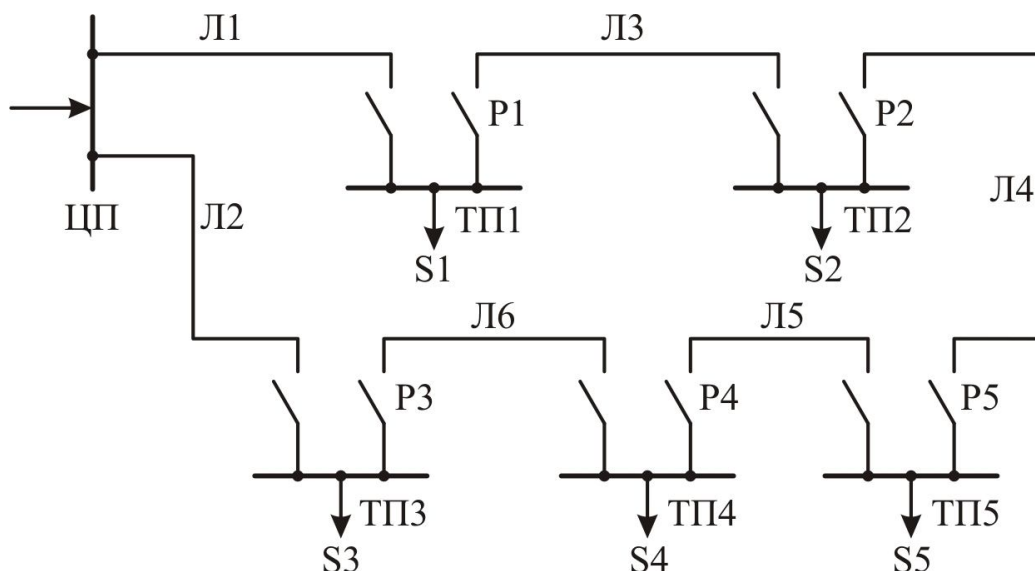


Рисунок 4.2 – Схема для определения мест размыкания в сети 6-20 кВ

Для выполнения поставленной задачи последовательно намечаются места размыкания петлевой схемы (P1, P2, P3, P4, P5). Далее определяется потоко-распределение по участкам петлевой линии с учетом намеченного места ее размыкания и потерь мощности на каждом участке и в петлевой схеме в целом. Потоки мощности по участкам петлевой линии приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Потоки мощности по участкам петлевой линии

Место раз- рыва пет- левой ли- нии	Потоки мощности по линии					
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6
P1	S_1	$S_2+S_3+S_4+S_5$		S_2	S_2+S_3	$S_2+S_4+S_5$
P2	S_1+S_2	$S_3+S_4+S_5$	S_2		S_5	S_4+S_5
P3	$S_1+S_2+S_4+S_5$	S_3	$S_2+S_4+S_5$	S_4+S_5	S_4	
P4	$S_1+S_2+S_5$	S_3+S_4	S_2+S_5	S_5		S_4
P5	S_1+S_2	$S_3+S_4+S_5$	S_2		S_5	S_4+S_5

По известным потокам мощности на участках петлевой линии L_i ($i = 1, 2, \dots, 6$) и сопротивлениям участков находят нагрузочные потери мощности на этих участках. Сумма потерь по каждому участку линии представляет собой потери мощности во всей петлевой схеме сети. Наиболее рациональное место размыкания петлевой линии соответствует наименьшему значению нагрузочных потерь мощности в схеме сети.

При выборе в качестве критерия оптимальности минимума потерь энергии в сети расчеты несколько усложняются. В этом случае необходимо знать число часов использования максимальной нагрузки каждой подстанции $T_{\max i}$. С учетом потокораспределения можно определить $T_{\max li}$, то есть число часов использования максимума нагрузки по каждому участку петлевой линии

$$T_{\max li} = \sum_{i=1}^n P_{\max i} T_{\max i} / \left(k_{\text{од}} \sum_{i=1}^n P_{\max i} \right), \quad (4.10)$$

где $T_{\max i}$ – максимальная активная нагрузка i -ой подстанции;
 $k_{\text{од}}$ – коэффициент одновременности (можно принять равным 1).

Далее могут быть найдены по известным формулам или таблицам время потерь по каждому участку линии τ_{li} и соответственно потери энергии, как по отдельным участкам, так и по всей петлевой сети. Оптимальному месту размыкания петлевой линии соответствует наименьшее значение потерь энергии в сети.

Способ размыкания неоднородных контуров сети широко применяется как в распределительных сетях напряжением до 110 кВ, так и в сетях более высокого напряжения. Надежность электроснабжения потребителей при работе в разомкнутом режиме в случае возникновения аварийной ситуации обеспечивается быстрым автоматическим включением отключенных выключателей.

Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок.

Одним из основных недостатков в работе силовых трансформаторов, установленных на подстанциях, является их малая загрузка. Анализ фактических нагрузок трансформаторов в сетях 6-10 кВ сельскохозяйственного назначения показал, что их средняя загрузка не превышает 60 % номинальной мощности. Это ниже экономически оптимального значения. Основные причины такого положения, помимо неравномерного графика нагрузки электроприемников: отсутствие на отдельных объектах предусмотренных проектом технологических установок; несоблюдение режимов работы электрооборудования; нарушение обслуживающим персоналом распорядка дня; отсутствие устройств автоматики в ряде систем и т. д. Недогрузка трансформатора приводит к недоиспользованию мощности и повышению потребления реактивной энергии.

В случае малой загрузки трансформатора (менее 30 %) его рекомендуется заменить менее мощным. В качестве других мер, направленных на экономию электроэнергии, следует рассматривать перераспределение потребителей между отдельными трансформаторными подстанциями, регулирование (выравнивание и уплотнение) графиков электрических нагрузок, повышение загрузки трансформатора в ночное время. На двухтрансформаторных подстанциях в период минимальных нагрузок экономически целесообразно один из трансформаторов отключать от сети.

Потери холостого хода ΔP_x и нагрузочные потери ΔP_n в трансформаторах сопоставимы между собой. В режимах недогрузки $\Delta P_x > \Delta P_n$ и часть параллельно работающих трансформаторов может быть отключена.

Рассмотрим ситуацию, когда на подстанции установлено два одинаковых понижающих трансформатора. Общие потери в каждом трансформаторе

$$\Delta P_n + \Delta P_x = \frac{S^2}{U^2} R + \Delta P_x, \quad (4.11)$$

где S – мощность нагрузки трансформатора;

U – напряжение;

R – активное сопротивление обмоток трансформатора.

Приняв для простоты расчетов напряжение равным номинальному напряжению, запишем формулы для определения потерь при работе одного (ΔP_1) и параллельной работе двух трансформаторов (ΔP_2) при одной и той же нагрузке

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R + \Delta P_x, \\ \Delta P_2 &= \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Кривые зависимости потерь от загрузки трансформаторов показаны на рисунке 4.3.

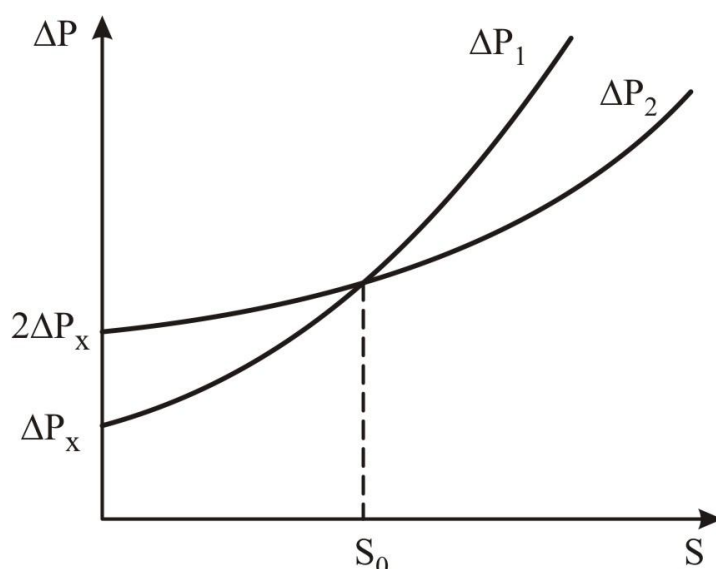


Рисунок 4.3 – Зависимость потерь в трансформаторах от нагрузки

Точка пересечения этих кривых дает величину S_0 нагрузки трансформаторов, при которой потери для обеих случаев равны друг другу $\Delta P_1 = \Delta P_2$. При работе с нагрузкой меньшей S_0 общие потери $\Delta P_1 < \Delta P_2$ и выгодно отключить один из трансформаторов, и, наоборот, при $S > S_0$ необходимо держать оба трансформатора включенными.

Установим зависимость для определения величины S_0

$$\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R + \Delta P_x = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \frac{R}{2} + 2\Delta P_x. \quad (4.13)$$

Решив это уравнение, получим

$$S_0 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{2\Delta P_x / R}. \quad (4.14)$$

Пример 4.1. Рассчитать нагрузку трансформаторов на подстанции с двумя трансформаторами ТМ-320/6, ниже которой выгодно отключать один из трансформаторов. Активное сопротивление обмоток трансформатора $R = 2,35$ Ом, потери холостого хода $\Delta P_x = 1,6$ кВт.

Решение.

Подставив численные значения в формулу 4.14, получим

$$S_0 = U_{\text{НОМ}} \sqrt{2\Delta P_x / R} = 6 \sqrt{2 \cdot 1,6 \cdot 10^3 / 2,35} = 220 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Неравномерная загрузка фаз электрической сети.

В электрических сетях напряжением 0,38 кВ работает большое количество однофазных электроприемников. При неравномерном распределении их по фазам увеличиваются потери энергии в фазах трансформатора в силу неравенства

$$I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 \geq 3I_{\text{ср}}^2. \quad (4.15)$$

В зависимости от процентного соотношения неравенства нагрузки фаз определяется коэффициент неравномерности $k_{нр}$ по формуле

$$k_{нр} = \frac{2I_{\max} - I_{\text{ср}} - I_{\min}}{I_{\max} + I_{\text{ср}} + I_{\min}}, \quad (4.16)$$

где I_{\max} , I_{\min} , $I_{\text{ср}}$ – максимально, минимально и средне загруженных фаз.

Увеличение потерь в обмотках трансформатора получают в процентах к оптимальным потерям (к потерям при равномерной нагрузке фаз). Максимальное увеличение потерь имеет место при обрыве одной фазы ($I_{\min} = 0$). Например, при равенстве нагрузок двух фаз ($I_{\max} = I_{\text{ср}}$) и $I_{\min} = 0$ коэффициент неравномерности окажется равным

$$k_{нр} = \frac{2I - I}{2I} 100\% = 50\%. \quad (4.17)$$

То есть увеличение потерь в этом случае составит 50 %. Практически такое неравенство фаз редко встречается и соответственно величина потерь бывает значительно меньше.

Борьба с перекосами нагрузок фаз осуществляется с помощью регулярных (2–3 раза) в год замеров нагрузки фидеров и трансформаторов в период зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок и переключения однофазной нагрузки с перегруженных фаз на недогруженные фазы. Допустимый коэффициент неравномерности нагрузок фаз обычно устанавливается в пределах до 15 %.

Среди других мероприятий организационного характера по снижению потерь энергии следует отметить сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электростанций и сетей за счет рационализации проводимых работ.

Технические мероприятия

Технические мероприятия по сокращению потерь энергии в первую очередь связаны с компенсацией реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности в электрических сетях рассматривается как важнейшее мероприятие по уменьшению потерь мощности и энергии.

Известно, что потери активной мощности в линии равны

$$\Delta P = 3I_{л}^2 r_{л} = \frac{S_{л}^2}{U^2} r_{л} = \frac{Q_{л}^2 + P_{л}^2}{U^2} r_{л}. \quad (4.18)$$

В случае установки компенсирующего устройства в конце линии она разгружается по реактивной мощности

$$\Delta P = \frac{P_{\text{л}}^2 + (Q_{\text{л}} - Q_{\text{к}})^2}{U^2} r_{\text{л}}, \quad (4.19)$$

где $Q_{\text{к}}$ – мощность компенсирующих устройств.

Поскольку при этом увеличивается коэффициент мощности, уменьшаются потери мощности

$$\Delta P = \frac{S_{\text{л}}^2}{U^2} r_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 r_{\text{л}}}{(\cos \varphi)^2 U^2}. \quad (4.20)$$

Одним из возможных путей уменьшения потерь мощности и энергии в электрических сетях является повышение коэффициента мощности ($\cos \varphi$) электроустановок.

Коэффициент мощности является одним из наиболее важных показателей электроэнергетической системы. При низких значениях коэффициента мощности не полностью используются мощности генераторов и трансформаторов. Величина $\cos \varphi$ зависит от соотношения величин активного, индуктивного и емкостного сопротивления машин и аппаратов, включенных в цепь переменного тока.

Для работы электрических машин и трансформаторов нужен намагничивающий ток. Переменный ток состоит из активной и реактивной составляющих.

Активная составляющая тока равна полному току, умноженному на $\cos \varphi$, т. е.

$$I_{\text{а}} = I \cos \varphi, \quad (4.21)$$

Реактивная составляющая тока соответственно равна

$$I_{\text{р}} = I \sin \varphi, \quad (4.22)$$

где I – ток, который мы измеряем в цепи переменного тока амперметром или токоизмерительными клещами.

При протекании переменного тока различают три вида мощности: активную, реактивную и полную или кажущуюся.

Активная мощность P равна произведению напряжения на активную составляющую тока

$$P = UI \cos \varphi. \quad (4.23)$$

Эта мощность измеряется в ваттах (Вт) или киловаттах (кВт).

Реактивная мощность Q равна произведению напряжения на реактивную составляющую тока

$$Q = UI \sin \varphi. \quad (4.24)$$

Эта мощность измеряется в вольтамперах реактивных (вар) или киловольтамперах реактивных (квар).

Полная или кажущаяся мощность равна произведению напряжения на полный ток

$$S = UI. \quad (4.25)$$

Приведенные формулы действительны для цепей однофазного тока. Для цепей трехфазного тока в формулу вводится множитель $\sqrt{3}$. В этом случае активная мощность трехфазного тока определяется по формуле

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi, \quad (4.26)$$

где φ – угол сдвига фаз между током и напряжением.

Перечисленные ранее три мощности можно представить в виде треугольника мощностей, из которого следует, что полная мощность $S = \sqrt{(P^2 + Q^2)}$, а коэффициент мощности $\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}$.

Так как $\cos \varphi$ дает соотношение между двумя мощностями, то его называют коэффициентом мощности.

Величина коэффициента мощности показывает, какую часть от полной мощности составляет активная мощность. Чем меньше коэффициент мощности, тем меньше активная мощность и наоборот. Следовательно, коэффициент мощности показывает, какая часть полной мощности используется для полезной работы. Ввиду того, что коэффициент мощности зависит от потребителя в паспортах на генераторы и трансформаторы, а также в каталогах на них указывается полная мощность.

Значение коэффициента мощности не остается постоянным, а меняется во времени.

Наибольшее влияние на величину коэффициента мощности оказывают асинхронные электродвигатели и трансформаторы, так как они нуждаются в намагничивающем токе для создания магнитных полей. Величина коэффициента мощности асинхронных электродвигателей зависит от степени их загрузки. С уменьшением нагрузки соответственно уменьшается активный ток двигателя, тогда как реактивный ток остается почти постоянным.

Недогрузка трансформатора также вызывает понижение коэффициента мощности. При холостом ходе коэффициент мощности трансформатора составляет величину 0,1 ... 0,2. Наиболее резко он уменьшается при нагрузке менее 60 % от номинальной мощности. Низкий коэффициент мощности (порядка 0,3 ... 0,4) имеют сварочные трансформаторы.

При уменьшении коэффициента мощности необходимо увеличивать полную мощность генераторов на электростанциях и мощность трансформаторов в энергетической системе. Для передачи потребителям 100 кВт активной мощности при $\cos \varphi = 1$ понадобится трансформатор мощностью 100 кВ·А, а при $\cos \varphi = 0,5$ необходим трансформатор мощностью 200 кВ·А.

Уменьшение коэффициента мощности при одной и той же передаваемой активной мощности приводит к увеличению тока, а, следовательно, увеличению потерь напряжения, что вызывает снижение напряжения у потребителей, увеличиваются также потери мощности и энергии. Например, при одной и той же передаваемой активной мощности в случае снижения коэффициента мощности с 0,9 до 0,7, т. е. в 1,29 раза, потери мощности (следовательно, и электроэнергии) возрастут в 1,66 раза.

При увеличении тока следует увеличивать сечение проводов и кабелей, при этом стоимость линий электропередачи резко возрастает.

Пример 4.2. Насосная установка потребляет мощность 1500 кВт при напряжении 6 кВ и $\cos \varphi = 0,85$. Определить, как изменится сечение питающего кабеля, если $\cos \varphi$ снизится до величины 0,6.

Р е ш е н и е.

1. До снижения $\cos \varphi$ ток I составлял $I = 10^3 P / \sqrt{3} U \cos \varphi = 1500 \cdot 1000 / 1,73 \cdot 6000 \cdot 0,85 = 170$ А.

2. При снижении $\cos \varphi$ до 0,6 для передачи той же активной мощности ток станет равным $I' = 1500 \cdot 1000 / 1,73 \cdot 6000 \cdot 0,6 = 241$ А.

3. По справочным таблицам определяем, что заданная мощность при $\cos \varphi = 0,85$ ($I = 170$ А) может быть передана при сечении жил кабеля $S = 70$ мм² (допустимый ток $I = 175$ А), а при $\cos \varphi = 0,6$ потребуется сечение жил кабеля $S = 120$ мм² (допустимый ток $I' = 250$ А).

Отсюда становится понятным, насколько важно повышать коэффициент мощности во всех звеньях системы электроснабжения и у потребителей.

Экономия электроэнергии при использовании установок компенсации реактивной мощности может составить

$$\Delta \mathcal{E} = 0,05W[1 - (\cos \varphi_1 / \cos \varphi_2)^2], \quad (4.27)$$

где W – потребляемая активная энергия, кВт·ч за время t ;
 $\cos \varphi_1, \cos \varphi_2$ – коэффициент мощности до и после компенсации.

Пример 4.3. Определить экономию электроэнергии за счет использования компенсирующего устройства для повышения коэффициента мощности объекта с 0,7 до 0,92, если среднегодовая активная мощность электроприемников составляет 320 кВт, число часов использования установленной мощности равно 4200 ч.

Решение.

1. Определяем годовой расход активной энергии объекта

$$W = Pt = 320 \cdot 4200 = 1344\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

2. Рассчитываем экономию электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E} = 0,05W \left(1 - \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 = 0,05 \cdot 1344\,000 \cdot \left(1 - \frac{0,7^2}{0,92^2} \right) = 8296 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Наибольшее распространение для повышения коэффициента мощности получили статические конденсаторы. Они имеют незначительные потери энергии, мало подвержены износу, бесшумны, просты и удобны в обслуживании, легко могут быть подобраны на различные мощности. Выход из строя отдельных конденсаторов при надлежащей их защите не отражается на работе всей конденсаторной батареи. Конденсаторы могут устанавливаться в виде отдельных единиц (индивидуальная компенсация) у электродвигателей, группами на шинах центрального распределительного устройства (групповая компенсация) и централизованно на шинах трансформаторных подстанций.

Виды компенсации реактивной мощности с использованием конденсаторов показаны на рисунке 4.4

При определении емкости конденсаторов для повышения коэффициента мощности установки от значения $\cos \varphi_1$ до величины $\cos \varphi_2$ можно пользоваться следующей формулой

$$C = \frac{P}{2\pi f U^2} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (4.28)$$

где C – емкость, ф;

P – средняя активная потребляемая мощность электродвигателя, Вт;

φ_1 – угол сдвига фаз до компенсации;

φ_2 – угол сдвига фаз после компенсации;
 U – фазное напряжение, В;
 f – частота сети, Гц.

Зная величину C , можно определить реактивную мощность конденсаторов Q (квар) по формуле

$$Q = U^2 2\pi f C 10^{-9}. \quad (4.29)$$

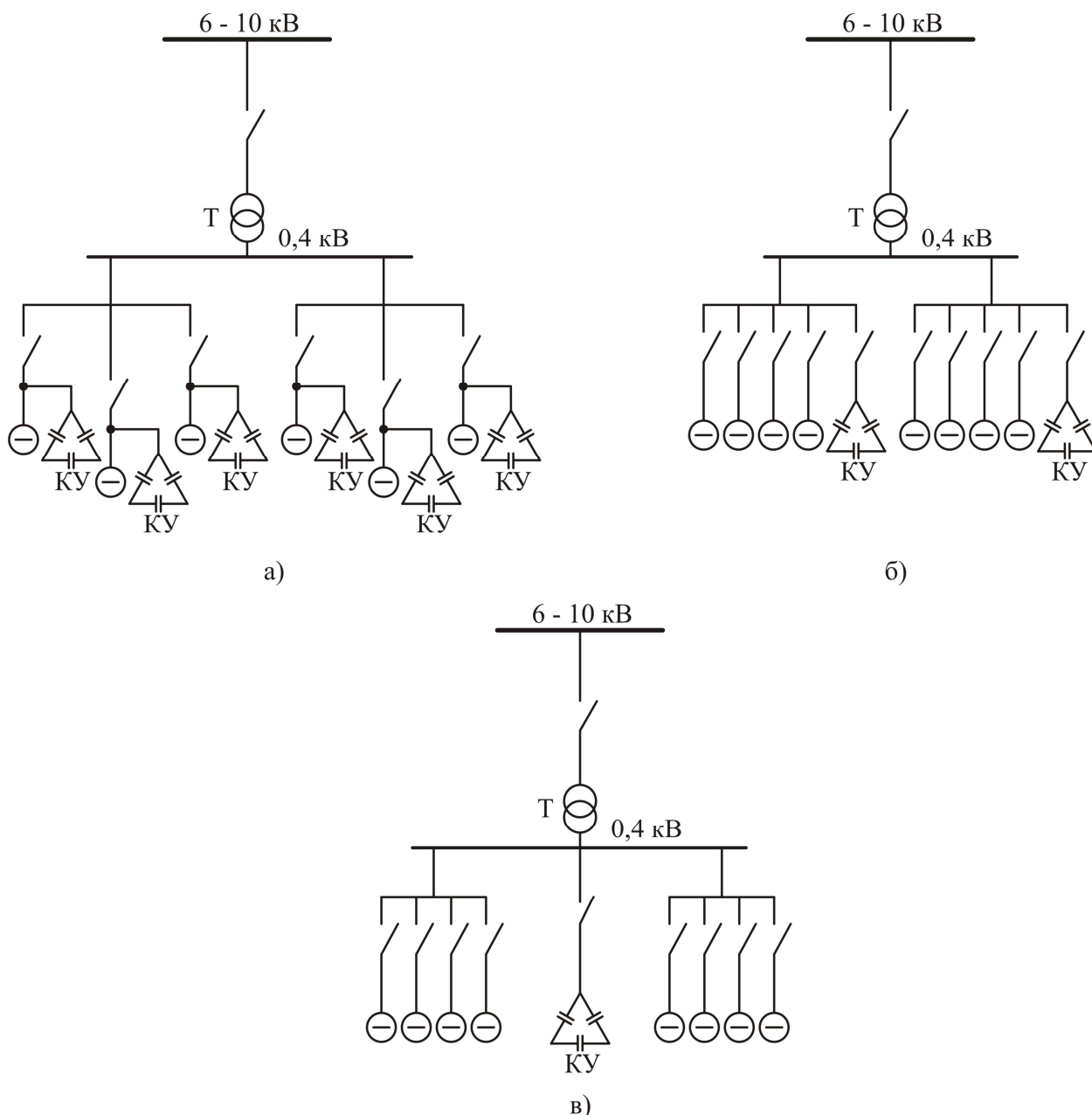


Рисунок 4.4 – Виды компенсации реактивной мощности:
а – индивидуальная; б – групповая; в – централизованная

Пример 4.4. К сети переменного тока напряжением 380 В подключен электродвигатель мощностью 14 кВт, работающий с коэффициентом мощности $\cos \varphi_1 = 0,7$. Какой емкостью должна обладать батарея конденсаторов, чтобы повысить коэффициент мощности до $\cos \varphi_2 = 0,9$?

Решение.

1. Определяем значения $\operatorname{tg} \varphi_1$ и $\operatorname{tg} \varphi_2$, для $\varphi_1 = 45^\circ 40'$ $\operatorname{tg} \varphi_1 = 1,024$, а для $\varphi_2 = 25^\circ 40'$ $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,480$.

2. Рассчитываем значение емкости конденсаторов

$$C = \frac{14000}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 380^2} (1,024 - 0,480) = 0,00016 \text{ Ф} = 160 \text{ мкФ}.$$

3. Определяем реактивную мощность конденсаторов

$$Q = 380^2 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 160 \cdot 10^{-9} = 7,3 \text{ квар}.$$

Необходимую мощность (квар) на 1 кВт активной мощности можно также определить по таблице 4.4. Для этого необходимо знать величину $\cos \varphi$ до и после компенсации.

Таблица 4.4 – Потребление реактивной мощности (квар) на 1 кВт активной мощности для повышения $\cos \varphi$

$\cos \varphi_1$ до компенсации	$\cos \varphi_2$ после компенсации						
	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,97
0,4	1,807	1,837	1,866	1,899	1,929	1,965	2,044
0,5	1,246	1,276	1,305	1,338	1,368	1,404	1,483
0,6	0,845	0,878	0,907	0,940	0,970	1,060	1,085
0,7	0,535	0,565	0,594	0,627	0,657	0,693	0,772
0,79	0,289	0,319	0,348	0,381	0,411	0,447	0,526

Можно считать, что в среднем на каждые 5 % увеличения коэффициента мощности необходимы конденсаторы, реактивная мощность которых в квар составила бы 12 % активной мощности потребителей.

Батарея конденсаторов быстро окупается, так как примерно 5 ... 7 квар мощности конденсаторов освобождают 1 кВт мощности трансформаторной подстанции, стоимость которой значительно выше стоимости конденсаторной установки.

Способы регулирования мощности конденсаторных установок можно подразделить на три группы:

- ступенчатое регулирование путем включения или отключения отдельных секций установки или изменения схемы соединения;
- плавное изменение реактивной мощности с помощью специальных устройств, например, с использованием управляемых полупроводниковых вентиляей;
- регулирование путем изменения индуктивности, включенной параллельно или последовательно с емкостью.

В качестве коммутационных аппаратов для изменения числа работающих секций наиболее целесообразно использовать управляемые полупроводниковые вентили. Тиристорные выключатели допускают большое число срабатываний, позволяют снизить броски тока при включении, ис-

ключают переходный процесс при отключении и дают возможность сократить время включения и отключения конденсаторной установки.

Отечественная промышленность выпускает конденсаторные установки единичной мощности от 5 до 2 000 квар («ДИАЛ Энерго»). Разработаны и выпускаются нерегулируемые конденсаторные установки, предназначенные для повышения коэффициента мощности электроприемников с постоянным потреблением реактивной энергии (индивидуальная и групповая компенсация) и автоматизированные конденсаторные установки с пошаговым (ступенчатым) регулированием. Они предназначены для повышения коэффициента мощности нагрузок с широким диапазоном потребляемой реактивной мощности (централизованная компенсация).

Работа автоматизированных конденсаторных установок характеризуется частыми переключениями ступеней регулирования и большими бросками тока, в 200 и даже 300 раз превышающими номинальный ток. Такие броски тока возникают, например, при разряде ранее подключенных батарей на конденсаторы присоединяемой ступени.

Для коммутации ступеней в таких конденсаторных установках применяются специальные электромеханические контакторы, называемые конденсаторными контакторами, которые одновременно осуществляют ограничение пусковых токов и гашение дуги. В отличие от обычных контакторов они снабжены вспомогательными контактами, установленными параллельно основным (рисунок 4.5).

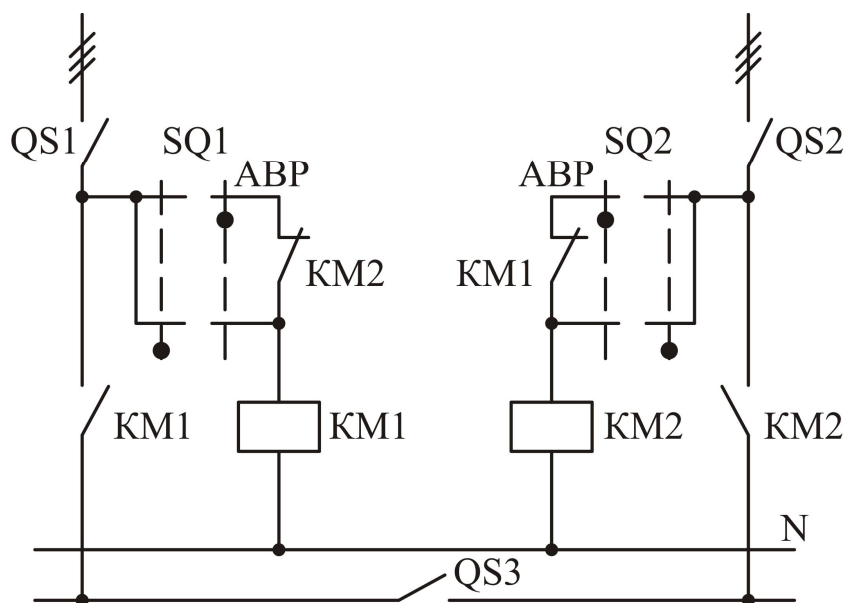


Рисунок 4.5 – Устройство АВР с силовыми контакторами и ключами управления: KM1, KM2 – силовые контакторы; SQ1, SQ2 – ключи управления

К вспомогательным контактам с обеих сторон подключены последовательно токоограничивающие элементы в виде нескольких витков провода или комплекта резисторов.

Автоматические регуляторы реактивной мощности, устанавливаемые в конденсаторных установках, производят дискретный автоматический подбор емкостной мощности ступеней, необходимой для компенсации индуктивной мощности сети. Они выполнены в микропроцессорном исполнении и действуют в функции значения угла фазного сдвига в одной из фаз компенсируемой сети.

Кроме отечественных установок компенсации реактивной мощности на рынке электротехнической продукции представлены конденсаторные установки фирмы «Twelve Electric» (Польша), фирмы «NOVAR» (Чехия), фирмы «Lovato Electric» (Италия).

Автоматическое регулирование мощности батарей конденсаторов также положительно влияет на снижение потерь мощности и энергии.

Замена сечения проводов воздушных линий. Одним из возможных путей снижения потерь служит замена проводов воздушной линии (особенно на ее головных участках) на провода большего сечения. Замена проводов выполняется на перегруженных линиях и, как правило, в распределительных электрических сетях 0,38-10 кВ. Данное мероприятие может быть осуществлено лишь в том случае, если механическая прочность опор данной линии допускает подвеску проводов большего сечения. На воздушных линиях напряжением до 10 кВ применяются, как правило, провода сечением до 70 мм². Основная цель замены проводов это снижение потери напряжения в линии и повышение ее пропускной способности. Мероприятие обычно осуществляется на линиях с большим сроком эксплуатации, на которых провода уже подверглись значительному износу. Потери мощности при этом уменьшаются пропорционально изменению сопротивления проводов.

Экономия электроэнергии при проведении реконструкции сетей (замена сечения и материала проводов, сокращение длины линии без изменения напряжения) определяется по формуле [13]

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 I^2 t \left(\frac{\rho_1 L_1}{F_1} - \frac{\rho_2 L_2}{F_2} \right), \quad (4.30)$$

где I – среднеквадратичное значение тока нагрузки одной фазы, А;

L_a, F_a, ρ_a – соответственно длина, м, сечение, мм² и удельное сопротивление провода, Ом·мм²/м данного участка сети до реконструкции;

L_c, F_c, ρ_c – то же после реконструкции;

t – расчетный период времени, ч.

Пример 4.5. В поселке с учетом роста нагрузок была произведена замена алюминиевых проводов сечением 25 мм² на алюминиевые провода сечением 50 мм². Токовая нагрузка участка сети составляет 105 А. Протяжен-

ность участка сети 15 км. Определить годовую экономию электроэнергии на участке сети после реконструкции.

Решение.

По формуле $\Delta \mathcal{E} = 0,003I^2t \left(\frac{\rho_1 L_1}{F_1} - \frac{\rho_2 L_2}{F_2} \right)$ определяем

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \cdot 105^2 \left(\frac{0,029 \cdot 15}{25} - \frac{0,029 \cdot 15}{50} \right) 8760 = 2520 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Кроме замены сечения проводов могут быть проведены и другие мероприятия по реконструкции сетей для снижения потерь энергии – замена материала провода, сокращение длины линии.

Пример 4.6. При реконструкции силовой электросети объекта в нем провели замену алюминиевых проводов протяженностью 1410 м и сечением 2,5 мм² на медные. Определить годовую экономию электроэнергии от этого мероприятия, если ток нагрузки силовой сети $I = 10$ А.

Решение.

По формуле (4.30) определяем

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003I^2t \left(\frac{\rho_1 L_1}{F_1} - \frac{\rho_2 L_2}{F_2} \right) = 0,003 \cdot 10^2 \cdot \left(\frac{0,029 \cdot 1410}{2,5} - \frac{0,0175 \cdot 1410}{2,5} \right) \times$$

$$\times 8760 = 17045 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Пример 4.7. Воздушная ЛЭП ($L_1 = 300$ м) была выполнена для электропитания строительной площадки алюминиевым проводом с завышенным сечением $F_1 = 50$ мм². В связи с изменением фронта строительных работ была выявлена возможность сокращения длины линии до 125 м, а также использования провода меньшего сечения $F_2 = 25$ мм². Определить экономию электроэнергии за 6 000 ч по результатам проведения реконструкции ($I = 90$ А, $\rho = 0,0289$ Ом·мм²/м).

Решение.

По формуле $\Delta \mathcal{E} = 0,003I^2t \left(\frac{\rho_1 L_1}{F_1} - \frac{\rho_2 L_2}{F_2} \right)$ определяем

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \cdot 90^2 \cdot 0,029 \left(\frac{300}{50} - \frac{125}{25} \right) 6 000 = 4213 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Установлено, что сокращение длины воздушных линий позволяет уменьшить потери энергии в 2 ... 4 раза, а увеличение сечения проводов в 1,3 ... 2 раза.

Перевод воздушных линий на более высокую ступень номинального напряжения является одним из самых эффективных мероприятий с точки зрения сокращения потерь мощности и энергии, но и одним из самых дорогих мероприятий. Этот способ применяется, как правило, для повышения пропускной способности электрической сети в тех случаях, когда на-

грузка линии достигла предельных для действующего номинального напряжения значений и другие мероприятия по реконструкции сетей не способны улучшить ситуацию. Снижение потерь электроэнергии в этом случае является сопутствующим, хотя и весьма существенным. Так при переводе линии 35 кВ на напряжение 110 кВ возможно снижение потерь на этом участке до 10 раз.

Глубокие вводы на территории предприятий находят все большее распространение. Под глубокими вводами следует подразумевать линии 110 и 220 кВ, прокладываемые на территории предприятия с отпайками от них к наиболее крупным пунктам потребления энергии. При таком питании распределение энергии на первой ступени происходит при повышенном напряжении с минимальными потерями энергии и наименьшими затратами металла.

Экономия электроэнергии в сети при переводе ее на более высокое напряжение можно установить по выражению

$$\mathcal{E} = 0,003\rho L t (I_x^2/F_x - I_y^2/F_y), \quad (4.31)$$

где L – длина участка сети, на котором производится повышение номинального напряжения, м;

I_x, I_y, F_x, F_y – среднее значение токов и сечений провода сети при низшем и высшем напряжениях;

t – расчетный период времени, ч;

При решении вопросов рационального использования электроэнергии применительно к электрическим сетям важно помнить также о качестве электроэнергии и надежности электроснабжения. Неудовлетворительное качество напряжения в сетях предопределяется многими факторами, основными из которых являются: отсутствие устройств регулирования напряжения под нагрузкой на многих действующих ТП 35-110/10 кВ; перегрузка воздушных линий электропередачи напряжением 10 и 0,38 кВ, особенно часы максимума нагрузки; нерациональное использование электрооборудования в электрохозяйствах, неравномерность загрузки фаз.

Низкое качество напряжения приводит дополнительным потерям мощности, преждевременному выходу из строя электрооборудования, а также другим отрицательным последствиям.

Для повышения качества напряжения рекомендуется:

- периодически снимать суточные, недельные и месячные графики напряжения на концах линий 0,38 кВ, и по результатам замеров своевременно устанавливать переключатели ПБВ трансформаторов на ТП 10/0,4 кВ в положение, обеспечивающее у электроприемников максимально близкое к нормируемому значению отклонения напряжения;

- на вводах линий 0,38 кВ в крупные производственные объекты и на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ устанавливать регулируемые и нерегулируемые батареи статических конденсаторов, позволяющие повышать уровень напряжения у электроприемников при максимуме нагрузки на 3 ... 5 %;
- крупные электродвигатели с резко переменной (ударной) нагрузкой, отключение которых может вызвать недопустимое отклонение напряжения у других электроприемников, следует размещать вблизи наиболее мощных ТП 10/0,4 кВ или сооружать для их электроснабжения отдельные ТП.

Перерывы в подаче электроэнергии могут вызывать значительный материальный ущерб, связанный с остановкой технологических процессов, и с другой стороны, при перерывах питания наблюдается недоиспользование электрических сетей.

Персонал электрохозяйств должен вести учет перерывов электроснабжения в специальном журнале, знать все мероприятия, проводимых энергоснабжающей организацией по повышению надежности электрических сетей. Для потребителей первой категории независимо от резервирования фидеров рекомендуется иметь автономные источники питания. Следует предусмотреть также другие меры, позволяющие свести к минимуму ущерб от перерывов электроснабжения, например, использовать теплоаккумулирующие установки при длительных отключениях питания.

4.4 Хищения электроэнергии в электрических сетях

4.4.1 Предпосылки для хищений электроэнергии

За последние 15 лет произошли значительные изменения в структуре отечественной электроэнергетики, связанные с приватизацией объектов электроэнергетики, переходом к коммерческим рыночным отношениям, распадом уникальной и единственной в мире Единой энергетической системы (ЕЭС) России, которая прекратила свое существование в 2008 г.

Таким образом, перестает существовать единое руководство отраслью, и электроэнергетика переходит на свободную рыночную деятельность. В результате общесистемные принципы, и, например, такое приоритетное направление, как энергосберегающая политика, могут оказаться слабее частных коммерческих интересов мелких региональных энергокомпаний.

В условиях рыночной экономики электроэнергия представляет собой товар, который можно не только продать или купить, но также украсть, скрыть («припрятать») излишек мощности, растратить или присвоить или даже незаконно продать электроэнергию (например, субабоненту). Такие противоправные действия называются одним общим термином хищение.

Имеются ли предпосылки для хищений электроэнергии в электрических сетях? Да, имеются.

Хищению электроэнергии способствуют специфические особенности ее как товара, заключающиеся в том, что производство, передача, распределение и потребление происходят одновременно. При этом товар не может складироваться и храниться. В данной ситуации необходимо учитывать также наличие протяженных разветвленных магистральных и распределительных сетей сложной конфигурации, что создает предпосылки для хищений электроэнергии.

В ранее действовавших Правилах пользования электрической и тепловой энергией предусматривались достаточно суровые, но справедливые меры воздействия к расхитителям электроэнергии. Так, за повреждение расчетных приборов учета по вине абонента (сорвана пломба, разбито стекло и др.), изменение схемы учета или хищение электроэнергии предусматривалось право энергоснабжающей организации отключить абонента от сети и произвести перерасчет расхода электроэнергии по фактической максимальной нагрузке или установленной мощности электроприемников и числу часов работы за время до последней замены расчетных приборов учета или проверки схемы их включения, но не более чем за срок исковой давности. Такая же мера наказания была предусмотрена за самовольное присоединение к электрическим сетям или увеличение мощности сверх договорных обязательств.

В настоящее время электроэнергия перестала быть государственной собственностью, ее производство, передача, и сбыт перешли в частные коммерческие организации. В результате контроль фактов хищения электроэнергии оказался практически утрачен, отсутствуют действенные организационно-правовые и технические меры по предотвращению подобных явлений.

В Методических рекомендациях по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителями, утвержденных Минэнерго России 19.01.2002 г. имеется лишь один пункт, касающийся вопросов хищения электроэнергии. В нем сказано, что в случае самовольного присоединения абонентом электрической мощности, минуя приборы учета, он оплачивает объем электроэнергии, рассчитанный по присоединенной помимо приборов учета мощности, за весь период пользования со дня последней технической проверки электроустановки, но не более срока исковой давности по тарифу, действовавшему на момент обнаружения этого факта. К сожалению, указанные Методические рекомендации не зарегистрированы в Минюсте России и поэтому не являются подзаконным актом.

В соответствии с действующими в настоящее время нормативными документами факты самовольного присоединения абонента к электрическим сетям энергоснабжающей организации оформляются в виде догово-

ров безучетного пользования (бездоговорное соглашение). Если энерго-снабжающая организация выявляет факт конкретного хищения электроэнергии, то расхититель переходит в разряд неплательщиков, он становится потенциальным абонентом, которому предписывается в установленный срок заключить договор энергоснабжения. Оплата за период оформления договора осуществляется по установленной мощности. И лишь при одностороннем необоснованном отказе от оформления бездоговорного соглашения и оплаты потребленной электроэнергии, а также при неоднократном отказе от оплаты просроченной задолженности, абонент в законном порядке может быть отключен от сети. При этом необходимо помнить о статье 546 п.2 Гражданского кодекса РФ (ГК РФ), в которой указывается, что перерыв в подаче электроэнергии или ограничение ее подачи допускается по соглашению сторон, за исключением случаев, когда состояние электроустановок угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности граждан. О перерывах в подаче, прекращении или ограничении подачи электроэнергии энергоснабжающая организация должна предупреждать абонента.

Вместе с тем, отдельные энергосбытовые компании, пользуясь юридической неграмотностью абонента, в одностороннем порядке вносят в договоры энергоснабжения штрафные санкции или санкции по отключению абонентов от сети. Такие санкции являются противозаконными, однако, после заключения договора в соответствии с п. 2 статьи 421 ГК РФ они становятся законными. Поэтому необходимо быть очень внимательным при заключении договора энергоснабжения.

Ряд факторов, касающихся других предпосылок для хищения электроэнергии, связан со спецификой выполнения сетей и приборов учета электроэнергии:

- во многих случаях расчетные приборы учета находятся на балансе и на территории потребителя;
- для обеспечения безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 1000 В ПУЭ допускает установку вводных коммутационных аппаратов до схемы подключения приборов учета, что создает условия для подключения неучтенной нагрузки;
- воздушные линии электропередачи напряжением до 1000 В и вводы в здания в большинстве случаев выполняются проводами без изоляции, имеют значительное количество ответвлений и спусков, что создает условия для подключения нагрузки помимо приборов учета;
- эксплуатируемые приборы учета обладают рядом конструктивных недостатков (доступ к клеммной коробке, высокая погрешность измерений, отсутствие стопорного устройства).

Существенное влияние на хищение электроэнергии оказывают и экономические аспекты. Вследствие постоянного удорожания электроэнергии с одной стороны, и снижения платежеспособности потребителей, с другой стороны, а также доступности и безнаказанности хищения электроэнергии трудно предотвратить.

В настоящее время возникла еще одна причина хищения электроэнергии непомерно высокая оплата за подключение к электрическим сетям. Электроэнергия стала коммерческим товаром на розничном рынке, а продавцы и покупатели стали представлять собой два противоборствующих лагеря. Все реформаторские преобразования производителя и продавца электроэнергии (энергоснабжающей организации) по рыночным законам стали тяжелым бременем ложиться на покупателя (потребителя) электроэнергии.

В ряде случаев хищение электроэнергии является вынужденной мерой, например, при оформлении договоров энергоснабжения. Это связано с так называемой «пограничной мощностью 10 кВт». При мощности до 10 кВт упрощается процедура проектирования электроустановок (достаточно разработать однолинейную схему), кроме этого в таких электроустановках может не назначаться работник, замещающий ответственного за электрохозяйство. Значительно проще оформляется договор энергоснабжения. Учитывая эти обстоятельства, абонент в ряде случаев вынужден «скрывать» лишнюю мощность, подключив ее перед счетчиком и оказываясь, в результате, похитителем электроэнергии. К сокрытию «излишков» мощности абонента вынуждает то обстоятельство, что коммутационные аппараты выбираются по расчетному току и величина тока указывается в акте разграничения балансовой принадлежности и в расчетной схеме электроснабжения.

Таким образом, наличие недопустимо большого числа неплательщиков уже стало для энергоснабжающей организации обычным явлением, а хищение электроэнергии приобрело угрожающие масштабы. При этом следует помнить, что рост коммерческих потерь приводит к повышению тарифа на электроэнергию. Наибольшее число хищений наблюдается в бытовом секторе.

Резюмируя причины сложившейся ситуации, следует отметить постоянный рост тарифов и снижение платежеспособности населения с одной стороны, и с другой стороны: относительную доступность и простоту осуществления того или иного способа хищения электроэнергии; несовершенство конструкций приборов учета, схем коммутации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения; отсутствие конкретной правовой базы для привлечения к ответственности расхитителей электроэнергии.

Ситуация осложняется еще и тем обстоятельством, что договор энергоснабжения заключается между потребителем электроэнергии (абон-

нением) и энергосбытовой организацией, а указания и рекомендации по его оформлению даются третьей стороной Ростехнадзором.

В вопросах привлечения к ответственности расхитителей электроэнергии также много проблем. Хищение электроэнергии рассматривается как один из видов административного правонарушения, влекущего за собой взыскание причиненного реального ущерба в гражданском порядке. Так, согласно статье 7.19 Кодекса РФ об административных правонарушениях самовольное подключение к электрическим сетям, а равно самовольное (безучетное) использование электроэнергии влечет наложение административного штрафа суммой от 15 до 20 значений минимального размера оплаты труда (МРОТ). На должностных лиц налагается штраф от 30 до 40 МРОТ, а на юридических лиц – от 300 до 400 МРОТ. Однако величины этих штрафных санкций, как правило, не сопоставимы с реальной стоимостью похищенной электроэнергии, то есть занижены. Процедура наложения административного штрафа осуществляется в судебном порядке с выполнением целого ряда требований, связанных со сбором, оформлением и оценкой доказательств (протокол, объяснение виновника, показания потерпевшего и свидетелей, заключение экспертизы и т. д.). В общем случае процедура продолжительна, сложна и не позволяет принять оперативные меры к неплательщику. Привлечение расхитителей электроэнергии к уголовной ответственности практикуется редко и имеет место, как правило, при нанесении энергоснабжающей организации значительного убытка.

Напрашивается неутешительный вывод, что только рыночные механизмы без государственного регулирования сами по себе при отсутствии государственного контроля не обеспечат эффективного решения проблемы энергосбережения.

4.4.2 Способы хищения электроэнергии

Способы хищения можно разделить на расчетные и технологические способы

Расчетные способы хищения электроэнергии

Изменение расчетного коэффициента. В общем случае фактический расход электроэнергии W равен произведению разницы показаний счетчика электроэнергии ($\Pi_1 - \Pi_2$) на расчетный коэффициент счетчика K_p и на коэффициенты трансформации измерительного трансформатора тока K_I и трансформатора напряжения K_U :

$$W = K_p K_I K_U (\Pi_1 - \Pi_2), \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (4.32)$$

Уменьшая значение каждого из сомножителей в приведенной формуле, можно существенно снизить данные по фактическому расходу электроэнергии.

Значение расчетного коэффициента счетчика определяется его параметрами (постоянной счетчика, передаточным числом и коэффициентом счетчика), которые в различных вариантах указываются на табличке счетчика, и которые не всегда принимаются во внимание энергоснабжающей организацией, иногда учитываются частично или полностью не учитываются.

Такое положение может иметь место при определении потребляемой мощности с помощью секундомера. При этом число полных оборотов отсчитывается при каждом прохождении метки на диске у индукционного счетчика и по частоте мигания светодиодного индикатора у электронного счетчика. Если на табличке счетчика обозначено $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = a$ оборотов диска, то величина $P = \frac{3600n}{at}$, кВт.

Какие здесь могут быть ошибки? Класс точности токоизмерительных клещей ниже, чем счетчика, при таких расчетах не учитывается реактивная мощность (это важно при обследовании предприятий, имеющих двигательную нагрузку, сварочные трансформаторы и другие электроприемники, снижающие коэффициент мощности).

Определение потребляемой мощности должно производиться по расчетным приборам учета, а не по показаниям токоизмерительных клещей.

Что касается трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, то на практике имеют место случаи замены таких трансформаторов без согласования и оповещения энергоснабжающей организации. Такая замена приводит к изменению расчетных коэффициентов, что влечет за собой, соответственно, изменение размера оплаты за потребленную электроэнергию. Так, если трансформатор тока с коэффициентом трансформации 75/5 заменить трансформатором тока с коэффициентом 100/5, то фактический расход электроэнергии снизится в $100/75 = 1,33$ раза, что приведет к недоплате с указанным коэффициентом, поскольку в договоре энергоснабжения будет указан прежний коэффициент 75/5.

Занижение расчетных потерь активной мощности в трансформаторе и в линии. К расчетным способам хищения электроэнергии относится также занижение потерь в трансформаторе и в линии, если приборы учета установлены на стороне низшего напряжения трансформатора.

Расчет потерь обычно оформляется в виде приложения к договору энергоснабжения. В некоторых случаях такой расчет не выполняется, а устанавливается фиксированная величина потерь 5,1 % (в соответствии с ранее действовавшими нормативными документами). В принципе указанный расчет должен выполняться совместно энергоснабжающей организацией и потребителем, но иногда эта работа возлагается на потребителя

или делается по его исходным данным. В этом случае есть предпосылки для заниженной оплаты.

Потери активной электроэнергии в трансформаторе W_t определяются по формуле

$$\Delta W_t = \Delta P_x T_0 + \beta^2 \Delta P_k T_p, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (4.33)$$

где ΔP_x – потери активной мощности холостого хода в трансформаторе;
 ΔP_k – потери активной мощности короткого замыкания в трансформаторе;

T_0 – годовое число часов присоединения трансформатора к сети;

T_p – годовое число часов работы трансформатора под нагрузкой;

β – коэффициент загрузки трансформатора, равный отношению среднего тока нагрузки I_{cp} к номинальному току $I_{ном}$, т. е.

$$\beta = \frac{I_{cp}}{I_{ном}}, \quad I_{cp} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{3}U_{ном} T}, \quad I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}}. \quad (4.34)$$

Коэффициент β можно определить и по другой формуле

$$\beta = \frac{W_a}{S_{ном} T \cos \varphi}, \quad (4.35)$$

где W_a и W_p – соответственно расход активной, кВт·ч и реактивной, квар·ч электроэнергии;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки;

T – время работы трансформатора за соответствующий период, ч;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Годовые потери электроэнергии для постоянно подключенного к сети трансформатора можно определить по упрощенной формуле

$$\Delta W_t = 8760 \Delta P_x + \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \Delta P_k T_p, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (4.36)$$

где S_{max} – зафиксированная максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А.

Постоянные составляющие потерь в трансформаторе ΔP_x и ΔP_k являются паспортными данными.

В формулах (4.33, 4.36) потребитель может снизить число часов работы трансформатора под нагрузкой или зафиксировать пониженную максимальную нагрузку трансформатора, а также установить значения ряда других показателей, которые контролируются только самим потребителем, тем самым, снизив расчетную величину потерь электроэнергии. Это также относится к хищениям.

К этому следует добавить недоучет активных потерь, возникающих из-за перетоков реактивной мощности. Потери активной энергии в линиях

$$\Delta W_{\text{л}} = 3I^2RL10^{-3}, \quad (4.37)$$

где I – среднее значение тока нагрузки, А;
 R – удельное активное сопротивление, Ом/км;
 L – длина линии, км.

Уменьшение значения той или иной величины в формуле дает не столь заметный результат по сравнению с потерями в трансформаторе, однако, они могут быть также вполне ощутимыми.

Использование ступенчатых тарифов на электроэнергию. С целью стимулирования бытовых потребителей в отдельных случаях энергоснабжающая организация вводит ступенчатые тарифы, снижая оплату, если есть ограничение потребления в период максимальных нагрузок в энергосистеме. Поскольку оплата производится по разнице показаний счетчика в начале и в конце оплачиваемого периода, потребитель имеет возможность оплачивать по минимальной ставке электроэнергию, потребляемую во время действия высокого тарифа.

Использование ограничений счетного механизма приборов учета.

Большое количество счетчиков электрической энергии имеют ограниченное число разрядов, не превышающих четырех. Такие счетчики могут регистрировать максимальное количество потребленной электроэнергии только 9999 кВт·ч. При нагрузке потребителя 5 кВт и постоянной работе электроприемников такого счетчика хватает на три месяца. В результате, по истечению указанного срока отсчет электроэнергии начинается с исходного нулевого цикла, а потребленная электроэнергия за предыдущий трехмесячный период окажется не учтенной.

Если в гаражном или дачном кооперативе расчет за электроэнергию осуществляется один раз в год, то здесь создаются предпосылки для прямого хищения электроэнергии. В этой ситуации нужны систематические проверки приборов учета.

Технологические способы хищения электроэнергии

Подключение нагрузки к безучетным питающим электрическим сетям. Питающие (магистральные) и распределительные электрические сети разделены границей балансовой принадлежности, которая устанавливает линию раздела между потребителем и энергоснабжающей организацией. Закреплено это разделение актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

Известно, что с помощью установки приборов учета фиксируется нагрузка, установленная после счетчика. Если перед счетчиком установить коммутационный или защитный аппарат, что допускается ПУЭ, то это создает предпосылки для подключения к нему неучтенной нагрузки.

В случае отсутствия коммутационных аппаратов перед расчетными приборами учета хищение осуществляется путем обычной отпайки от воздушной линии напряжением до 1000 В с оголенным проводом или от ввода в жилое помещение. Такой способ хищения характерен для всевозможных киосков, строительных площадок, садовых участков и т. д. При этом нужно учитывать опасность самовольного подключения к электрическим сетям.

Вследствие технической неграмотности некоторых расхитителей электроэнергии ее хищение происходит через приборы учета соседних потребителей. Это может привести к пожарам, выходу из строя аппаратуры и несчастным случаям.

Изменение схем первичной и вторичной коммутации приборов учета. Вращающий момент индукционного счетчика определяется по формуле

$$M_{\text{сч}} = k\Phi I, \quad (4.38)$$

где k – коэффициент пропорциональности, зависящий от конкретных параметров счетчика;

Φ – магнитный поток, пропорциональный приложенному напряжению;

I – ток нагрузки.

Варьируя тем или иным сомножителем в формуле (4.38), можно изменять вращающий момент счетчика и, соответственно, скорость вращения его диска вплоть до полной остановки или вращения в обратную сторону.

Хищение электроэнергии может быть с нарушением схемы учета и без нарушения ее. При нарушении схемы учета прибора учета вскрывается крышка счетчика и выполняется ряд манипуляций с входными и выходными концами провода счетчика. Изменение полярности в токовой цепи счетчика (если поменять местами входящий в счетчик конец 1 с отходящим от счетчика концом 2) приводит к изменению направления магнитного потока и обратному вращению диска счетчика, если в конструкции счетчика не предусмотрено стопорное устройство. Такой же результат можно получить, если поменять местами концы 3 и 4.

Другие примитивные и опасные способы хищения электроэнергии:

- установка перемычки между концами 1 и 2 счетчика (токовая обмотка оказывается зашунтированной, ток равен 0, диск останавливается);
- отсоединение двух любых концов (1 и 2 или 3 и 4) или всех четырех и соединение их помимо счетчика;
- ослабление контакта в цепи напряжения счетчика, пока не остановится диск;
- замена местами концов 1 и 3 и заземление (зануление) конца 1;
- использование автотрансформатора мощностью 150 ... 200 Вт с напряжением во вторичной обмотке от 3 до 15 В (регулировкой автотрансформатора можно замедлить, остановить или заставить вращаться диска счетчика в обратном направлении).

Описанные способы хищения электроэнергии опасны с точки зрения поражения электрическим током (работа под напряжением; ошибочные действия, например, соединение проводов 1 и 3, приводящее к короткому замыканию). Особую опасность представляет первый из перечисленных ранее способов, то есть замена местами концов 1 и 2 в токовой цепи (подача в токовую обмотку нулевого провода N вместо фазного провода L). В этом случае наблюдается вынос точки потенциала на корпуса «здорового» оборудования (ванна, душевая кабина и т. д.), что недопустимо в бытовом секторе.

В схемах трехфазных счетчиков имеется гораздо большее количество манипуляций с концами проводов (до 5 000 вариантов).

Внешнее воздействие на счетный механизм приборов учета. Существует ряд способов хищения электроэнергии не связанных с изменением схемы коммутации счетчика путем внешнего воздействия на прибор. Наиболее простой способ — наклон счетчика, ослабив верхнее крепление. Другой способ — механическое торможение диска фотопленкой, просунутой в щель окошечка счетчика до упора ее в диск (стекло в счетчике отдавливается). В некоторых случаях для этой же цели сверлится отверстие в корпусе и просовывается проволока.

Нестандартное решение нашли расхитители электроэнергии в Израиле. При наружной установке электрического счетчика «умельцы» капали в щелку корпуса счетчика немного сиропа. На сироп сползались муравьи, и тормозился диск.

При использовании электронных счетчиков также имеются способы воздействия на них с целью хищения электроэнергии. Конструкция таких приборов учета содержит электромагнитные элементы (привод шагового двигателя, встроенные трансформаторы тока и др.). На них можно воздействовать электромагнитным полем промышленной частоты с помощью специального соленоида, замедляющего отсчет импульсов или останавливающего счетчик. Изготовить такой соленоид не представляет серьезных трудностей.

4.4.3 Меры по обнаружению и предотвращению хищений электроэнергии

Проблема эта комплексная, включает организационные и технические мероприятия. Она требует постоянного внимания энергосбытовых и электросетевых компаний.

Организационные меры

1. *Полномасштабное использование правовых административно-уголовных мер для неотвратимости воздействия на расхитителей электроэнергии.* Кодекс административных правонарушений и Уголовный кодекс, в принципе, позволяют привлекать расхитителей электроэнергии к административной и уголовной ответственности. Однако энергоснабжающие организации недостаточно занимаются этим вопросом. Причины заключаются в недостаточной подготовке контролеров, сложности определения хищений электроэнергии, нарушении энергоснабжающей организацией правовых и законодательных актов при заключении договоров в части применения незаконных санкций.

2. *Согласованный расчет учета электроэнергии между энергоснабжающей организацией и энергоемкими потребителями.* Минэнерго РФ разработало рекомендации для введения такого расчета. Для его реализации устанавливается АСКУЭ как со стороны энергоснабжающей организации, так и со стороны потребителей. При этом: ведется ежедневный учет потребляемой энергии и учет средних получасовых значений активной мощности в расчетных точках; определяются потери электроэнергии; осуществляется расчет баланса отпускаемой и потребленной электроэнергии; ведется обмен информацией. В такой ситуации практически исключаются хищения электроэнергии, а затраты на систему быстро окупаются.

3. *Переход на выписку счетов за потребленную электроэнергию энергосбытовыми организациями.* В настоящее время потребители сами снимают показания счетчиков и заполняют платежные документы. Намного лучше, если это будет делать контролер или специальная электронная система сбора данных с последующей передачей информации на сменные электронные носители, а потребителю будет посылаться счет на электроэнергию. К сожалению, такие системы в настоящее время сложно организовать из-за недостатка контролеров, сложности и дороговизны электронных систем. В СССР система контролеров существовала. При этом при обнаружении хищения контролер составлял акт, и абонент-расхититель подвергался штрафным санкциям.

4. *Организация рейдов и создание телефонов доверия.* Такие мероприятия также дают определенный эффект. Однако телефоны доверия не

получили должного распространения из-за необходимости иметь дежурный персонал, появления большого количества ложных звонков и т. д.

5. Применение АСКУЭ в качестве расчетной системы. Указанный способ является одним из важнейших направлений по снижению коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях и, в частности, потерь от хищения электроэнергии. Особенно эффективно применение такой системы для энергоемких потребителей и в бытовом секторе. В АСКУЭ, созданных для коммерческого учета, все узлы и органы управления системой, через которые возможно воздействие на результаты измерений и расчетов, а также используемое программное средство, снабжены защитой от несанкционированного доступа. Каким образом определить хищение электроэнергии с помощью АСКУЭ? Если коммерческая нагрузка отключена, а потребление электроэнергии не прекращается, то на лицо факт ее хищения. Кроме этого, на основе данных по электропотреблению какого-либо участка сети, параметров этого участка и его нагрузочных характеристик расчетным путем можно определить наличие и места несанкционированного подключения к данному участку. В бытовом секторе делаются первые попытки внедрения АСКУЭ, хотя за рубежом такая система давно нашла применение и отсутствует массовое хищение электроэнергии.

Разновидностью АСКУЭ является система учета с дистанционной передачей информации по силовой цепи электроснабжения потребителей. Использование такой системы предполагает ее применение в первую очередь в жилищно-коммунальном секторе. Она позволяет в считанные секунды дистанционно списывать показания счетчиков по многоквартирному дому. Такую систему рекомендует ПУЭ. Подобные системы широко используются за рубежом, например, итальянской энергоснабжающей компанией ENEL. Применение дистанционного учета позволяет не только выявить факты хищения электроэнергии, но и дистанционно отключить от сети недобросовестных потребителей, хотя это и противозаконно.

6. Установка расчетных приборов учета на стороне высшего напряжения абонентских трансформаторов. Указанный подход позволяет исключить случаи хищения электроэнергии, за счет умышленно заниженного расчета потерь активной мощности. В этом случае все виды потерь электроэнергии в трансформаторах, в линиях, а также от перетока реактивной мощности будут учтены приборами энергоснабжающей организации, что позволит исключить сравнительно неточные методы определения этих потерь расчетным путем. Это также позволит избежать претензий со стороны потребителей электроэнергии к энергоснабжающей организации по неправомерному списанию с них потерь реактивной мощности.

7. Перенос расчетных приборов учета за границы балансовой принадлежности потребителей электроэнергии частных домовладений. С целью недопущения несанкционированного доступа к приборам учета, как

вынужденная мера может применяться перенос их за границы балансовой принадлежности. Такая мера экономически оправдана, поскольку практически исключаются хищения электроэнергии. Энергоснабжающая организация все больше использует такой метод. Фирмой «Шиномонтаж» разработаны специальные шкафы типа ШКН 01 для этих целей и модульное вводное распределительное устройство. За рубежом такой метод построения электрических сетей используется давно и весьма успешно. Вопрос переноса приборов учета должен быть урегулирован обеими сторонами в договоре технологического присоединения к электрическим сетям и договоре энергоснабжения.

Технические мероприятия

1. Совершенствование конструкции индукционных и электронных счетчиков. Одно из основных направлений совершенствования приборов учета – увеличение диапазона токовой нагрузки. В настоящее время он составляет от 1 до 400 %. Известно, что при малом токе индукционные счетчики имеют отрицательную погрешность, что приводит к недоучету электроэнергии. В разработках концерна «Энергомера» по электронным счетчикам нормированный диапазон по току увеличен в 2,5 раза и составляет от 1 до 1 000 % номинального тока.

Корпус счетчика должен изготавливаться из высокопрочного материала, желателен прозрачный, чтобы можно было визуально видеть наличие посторонних предметов в счетном механизме. Пломбы должны быть одноразового употребления, не поддающиеся восстановлению после снятия.

В настоящее время наиболее перспективными являются однофазные электронные счетчики ЦЭ 6807Б, ЦЭ 6827 и трехфазные ЦЭ 6803Б, ЦЭ 6804, ЦЭ 6828 концерна «Энергомера». В таких счетчиках для исключения хищений электроэнергии предусмотрены следующие меры:

- шаговые двигатели экранированы;
- установлены дополнительные экраны от электромагнитных полей для других элементов;
- используется стопор обратного хода;
- применяются специальные микросхемы, исключающие инвертирование фазы тока, что обеспечивает учет электроэнергии независимо от фазы тока нагрузки;
- при шунтировании токовой цепи на щитке, на котором установлен счетчик, возникает специальный сигнал.

Указанной защите в наибольшей степени отвечает счетчик ЦЭ 6804.

Не менее совершенными в части защиты от несанкционированного доступа являются электронные многотарифные счетчики «Альфа» фирмы АВВ ВЭИ «Метроника». В этих приборах учета предусмотрена аппарат-

ная блокировка для несанкционированного изменения коммерческой информации. Попытка перепрограммировать счетчик упирается в знание ряда паролей. Имеются и другие отечественные разработки, препятствующие несанкционированному доступу к счетному механизму приборов учета и хищениям электроэнергии.

2. Применение стопорного устройства и использование реверсивного счетного механизма. Одним из возможных способов борьбы с хищениями электроэнергии в индукционных счетчиках является применение стопорных механизмов. Однако известны случаи разрушения и поломки таких устройств. Поэтому Рязанское ПО «САМ» разработало реверсивный счетный механизм, фиксирующий всегда положительный нарастающий итог вне зависимости от направления вращения диска. К сожалению, такое устройство пока что находит ограниченное применение.

3. Замена индукционных счетчиков на электронные приборы учета. Индукционные счетчики имеют много недостатков. По данным ОАО «Мосэнергосбыт» 33 % индукционных счетчиков уже через год работы начинают искажать показания, а через два года уже 97 % из них искажают показания. Радикальным путем улучшения ситуации является использование электронных счетчиков. Они позволяют более точно и достоверно учитывать электроэнергию, не реагируют на отклонения показателей качества электроэнергии, имеют защиту от хищений электроэнергии. Недостатки электронных счетчиков: сравнительно высокая стоимость, погрешность в точности измерений при наличии нелинейной нагрузки. В нашей стране в настоящее время проводится большая работа по расширению количества устанавливаемых электронных счетчиков.

4. Применение приборов-индикаторов. Цель использования таких приборов – обнаружение скрытых способов хищения электроэнергии. Например, прибор серии ЭРИС-КЭ (регистратор режимов электрических сетей и показателей качества электроэнергии), разработанный ООО «Энергоконтроль», позволяет обнаружить недоучет электроэнергии, который выявить внешним осмотром не удастся. Прибор работает без отключения счетчика от сети путем оценки схемы вторичной коммутации.

Другим прибором, позволяющим выявить недоучет электроэнергии, является индикатор сетевого тока «Аист», который сравнивает ток в фазном и нулевом проводах, что необходимо для выявления факта хищения электроэнергии. Радиус действия прибора до 7,5 м. Прибор может быть использован при контроле электробытовой нагрузки и мелкомоторных потребителей.

Специальные приборы (электронные сканеры) позволяют найти электропроводку (в том числе скрытую), проложенную в обход счетчика. Сканер имеет возможность обнаружить находящиеся под напряжением провода на расстоянии до 1 м от места их прокладки. Использование ин-

дикаторов типа «Аист» и электронных сканеров позволило контролерам «Дальэнергосбыта» за десять месяцев 2004 года выявить факты хищения электроэнергии на сумму 49 млн. руб.

5. *Установка блокировок на подстанциях.* Для защиты от несанкционированного доступа к коммерческим счетчикам на подстанциях устанавливаются специальные блокировочные приспособления.

6. *Проверка схем включения приборов учета.* Такая проверка должна производиться систематически. Целью проверки является выявление возможности расхождения между измеренной и потребленной электроэнергией на данном участке сети. Порядок проверки схемы включения счетчика достаточно подробно описан в специальной литературе.

Таким образом, борьба с хищениями электроэнергии должна вестись планомерно, постоянно и по всем направлениям возможных хищений, включая оснащение контролеров приборами по выявлению скрытых проводов, образцовыми однофазными счетчиками, токоизмерительными клещами на телескопических изолирующих штангах для измерения токов на вводах и т. д. Кроме этого, рекомендуется замена голых проводов на вводах в частные домовладения на изолированные кабели; вынос приборов учета за границу частных владений; применение счетчиков электроэнергии, защищенных от хищений электроэнергии, в том числе установка счетчиков совместно с устройствами защитного отключения и т. п.

4.5 Экономия электроэнергии при использовании электродвигателей

4.5.1 Пути экономии электроэнергии в установках с электродвигательной нагрузкой

Электродвигательная нагрузка на промышленных и других предприятиях по различным оценкам составляет от 50 до 70 % от всей потребляемой электроэнергии. Большую часть установленной мощности электродвигателей составляют асинхронные электродвигатели. Если не включать в понятие «массовый потребитель» ряд энергоемких и специфичных потребителей, например железнодорожный и городской электрифицированный транспорт, то основным полем для целенаправленной работы по энергосбережению являются массовые потребители низкого напряжения (380/220 В, 50 Гц), где до сих пор не принято скупулезно считать потребление электроэнергии и связанные с ним потери электроэнергии.

Эксплуатация электродвигателей в различных отраслях хозяйства имеет свои особенности. Особенно тяжелые условия эксплуатации на-

блюдаются в сельском хозяйстве. Для электрооборудования, эксплуатируемого на сельскохозяйственных предприятиях, характерно:

- наличие агрессивной среды (особенно в животноводческих помещениях), что приводит к ускоренному выходу их из строя электрических машин;
- низкое качество электроэнергии, оказывающее отрицательное влияние на срок службы изоляции;
- сезонность и краткосрочность работы отдельных механизмов, и, как результат, необходимость проведения работ по консервации электрооборудования и последующей его расконсервации;
- неквалифицированная эксплуатация электрооборудования персоналом, обслуживающим технологические установки (перегрузки, попадание влаги, небрежное хранение), существенно влияющая на показатели надежности электродвигателей.

Вопрос экономии электроэнергии при использовании электродвигателей требует учета нескольких возможных путей реализации такой проблемы.

1. Повышение энергетических характеристик электродвигателей за счет снижения их электромагнитных нагрузок и совершенствования конструкции электрических машин. Недостаток такого подхода связан с тем, что относительно небольшое увеличение КПД достигается за счет существенного (до 20 ... 25 %) увеличения расхода активных материалов. Кроме того, достижение высокой энергетической эффективности возможно лишь при определенных, относительно стабильных нагрузках и при высоком качестве питающего напряжения.

2. Вторая тенденция связана с правильным выбором электродвигателя для конкретных условий работы и использование его с учетом нагрузочной диаграммы исполнительного механизма.

3. Наиболее эффективным, хотя и достаточно сложным, является создание специальных технических средств, обеспечивающих оптимальные энергетические показатели при изменении нагрузки за счет применения регулируемых электроприводов.

Рассмотрим более подробно возможные пути экономии электроэнергии при использовании электродвигателей.

4.5.2 Совершенствование конструкции асинхронных короткозамкнутых электродвигателей

До распада СССР заводы электротехнической промышленности выпускали асинхронные электродвигатели серий 4А и АИ. В настоящее время электродвигатели таких серий производятся за пределами России, хотя поставки их на отечественный рынок продолжают. Электродвигатели

рассматриваемых серий разрабатывались исходя из критерия минимума затрат на изготовление и эксплуатацию, основные размеры и характеристики двигателей зависели от существовавшего соотношения цен на материалы и электроэнергию (дешевая электроэнергия и дорогие электротехнические материалы). Поэтому электродвигатели серий 4А и АИ имеют значительное электропотребление, небольшой ресурс (18 ... 22 тыс. ч), и высокий уровень шума.

Новая серия асинхронных электродвигателей 5А разработана и освоена на территории России. Исполнение электродвигателей серии 5А выполнено по традиционной конструкционной схеме закрытых обдуваемых машин с оребренной станиной и центробежным вентилятором. Ресурс таких двигателей достигает 30 000 ч, а КПД выше в среднем на 0,5 ... 1,5 %. Повышение КПД в основном достигалось за счет оптимизации размеров активных частей и обмоточных данных. Следует заметить, что присоединительные размеры электродвигателей 5А совершенно идентичны присоединительным размерам электродвигателей серий 4А и АИ.

Аналогичные характеристики имеют электродвигатели серии А, выпускаемые Ярославским моторостроительным заводом. Градация мощностей и присоединительные размеры их полностью соответствуют электродвигателям серии 5А. Кроме этого ОАО «СИБЭЛЕКТРОМОТОР» в настоящее время выпускает электродвигатели серии АД. Они имеют привязку мощностей к установочным и присоединительным размерам по российским стандартам и полностью взаимозаменяемы с сериями 4А, АИ, 5А. Двигатели выпускаются в корпусе из алюминиевого сплава с вертикально-горизонтальным оребрением. Возможно исполнение и в чугунном корпусе. Подшипниковые щиты изготовлены из алюминиевого сплава с армированием ступицы под посадку стальной втулки. Основная особенность двигателей данной серии – повышенное по сравнению с двигателями серий 4А, АИ, 5А значение пусковых и максимальных вращающих моментов, что позволяет использовать их взамен двигателей с повышенным скольжением.

Электродвигатели серии РА (российские асинхронные электродвигатели), производство которых налажено на Ярославском моторостроительном заводе, и серии 6А производства ОАО «СИБЭЛЕКТРОМОТОР» имеют привязку к установочным и присоединительным размерам по европейским стандартам «CENELEC» DIN 42673/ DIN 42677. При разработке таких электродвигателей добивались получения высоких энергетических, надежностных, пусковых и вибрационно-акустических характеристик при одновременном снижении их массы. Однако в связи с переходом на другую высоту оси вращения эксплуатационные службы предприятий крайне неохотно применяют электродвигатели этих серий. Оправдано использование их при новом строительстве и при замене асинхронных электродвигателей на новом оборудовании.

Несмотря на большую работу, проводимую по совершенствованию конструкции асинхронных электродвигателей, одним из основных недостатков их является потребление реактивного тока из сети, поскольку коэффициент мощности у них меньше единицы, что приводит к неизменным потерям энергии. К настоящему времени уже разработаны и выпускаются компенсированные асинхронные электродвигатели, которые практически не потребляют из сети реактивную мощность ($\cos \varphi = 1$). Конструкция таких электродвигателей представляет собой обычный асинхронный электродвигатель с дополнительными выводами из обмотки статора и встроенного устройства компенсации реактивной мощности. При этом увеличение стоимости таких электродвигателей по сравнению с обычными серийными машинами составляет не более 10 %. Компенсированные электродвигатели могут быть изготовлены на любую мощность до 1 000 кВт и напряжение от 220 В до 10 кВ. Встроенная компенсация дает повышение выходной мощности электродвигателя на 3 ... 3,5 %, повышение пускового момента и перегрузочной способности на 15 ... 20 %. Приоритетные сферы применения таких электродвигателей: насосы, вентиляторы, компрессоры.

4.5.3 Правильный выбор и загрузка электродвигателя

Эффективность эксплуатации электродвигателей определяется их механической нагрузкой.

Увеличение средней нагрузки рабочей машины снижает удельный расход электроэнергии. Для нормального функционирования электропривода необходимо обеспечить максимальное использование рабочей машины.

Для определения экономии электроэнергии при проведении этого мероприятия определяют ее удельный расход

$$\mathcal{E}_y = \frac{k_H + k_M \frac{1 - \eta_M}{k_t}}{\eta_M k_H}, \quad (4.39)$$

где k_H – коэффициент загрузки;

k_M – коэффициент, зависящий от типа и конструкции рабочей машины ($k_M = 0,7 \dots 0,9$);

η_M – КПД рабочей машины;

k_t – коэффициент использования рабочей машины.

Значения k_H и k_t определяются по формулам

$$k_H = \frac{P}{P_{\text{ном}}}, \quad k_t = \frac{t_M}{t_M + t_X}, \quad (4.40)$$

где P – фактическая мощность нагрузки;

$P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность электродвигателя;

t_m – время работы механизма;

t_x – время работы механизма на холостом ходу.

При оптимальном использовании рабочей машины, т. е. при отсутствии холостого хода ($t_x = 0$) и полной нагрузке машины ($k_n = 1$) удельный расход энергии будет

$$\mathcal{E}_{\text{опт}} = \frac{1 + k_m(1 - \eta_m)}{\eta_m}. \quad (4.41)$$

Для определения экономии электроэнергии в результате повышения нагрузки рабочей машины используют кривые (рисунок 4.6) и коэффициент $\beta = \mathcal{E}_y / \mathcal{E}_{\text{опт}}$, учитывающий увеличение удельного расхода энергии в зависимости от k_n и t_x .

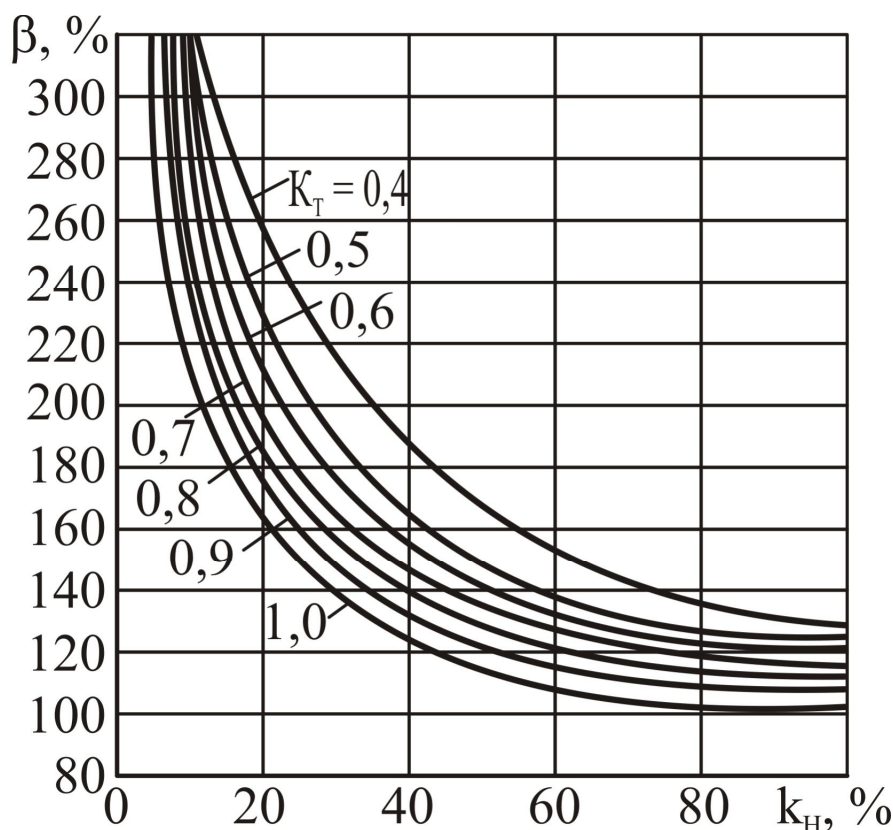


Рисунок 4.6 – Зависимость изменения удельных расходов электроэнергии от коэффициента нагрузки рабочей машины

Часовая экономия электроэнергии может быть определена по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = P \frac{\beta_1 - \beta_2}{\mathcal{E}_{\text{опт}}}, \quad (4.42)$$

где β_1, β_2 – значения коэффициента β до и после повышения нагрузки.

Пример 4.8. Определить экономию электроэнергии за смену (8 ч) от увеличения загрузки производственной установки с 40 % до 80 % и снижения продолжительности холостого хода с 40 до 10 %. Мощность электропривода установки 7,5 кВт. Принять $\eta_m = 0,8$, $k_m = 0,9$.

Решение.

1. По графику рисунок 4.6 для каждого из режимов нагрузки определяем значения коэффициентов β_1 и β_2 :

при $k_n' = 40\%$ и $k_t' = 0,6$ $\beta_1 = 150\%$; при $k_n'' = 80\%$ и $k_t'' = 0,9$ $\beta_2 = 105\%$, тогда $\Delta\beta = \beta_1 - \beta_2 = 150 - 105 = 45\%$.

2. Минимальный удельный расход электроэнергии (при $\eta_m = 0,8$ и $k_m = 0,9$)

$$\Theta_{\text{опт}} = \frac{1 + k_m(1 - \eta_m)}{\eta_m} = \frac{1 + 0,9(1 - 0,8)}{0,8} = 1,48 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

3. Экономия электроэнергии за 1 ч работы

$$\Delta\Theta = P \frac{\beta_1 - \beta_2}{\Theta_{\text{опт}}} = 7,5 \cdot \frac{0,45}{1,48} = 2,28 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

4. Экономия электроэнергии за 8 ч работы механизма

$$\Theta = \Delta\Theta t = 2,28 \cdot 8 = 18,24 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Помимо увеличения загрузки рабочей машины, с точки зрения экономии электроэнергии, важно также заменять недогруженные электродвигатели электродвигателями меньшей мощности.

Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом производственного оборудования и не допускать излишних ее запасов. Известно, что асинхронный электродвигатель работает с наилучшим КПД и коэффициентом мощности при загрузке его от 75 % до номинальной. Поэтому эксплуатация электрических двигателей, загруженных менее 50 %, нерентабельна. Практика эксплуатации позволила установить следующие рекомендации. При средней загрузке электродвигателя менее 45 % необходимо заменять его электродвигателем меньшей мощности. При нагрузке более 70 % номинальной мощности замену электродвигателя делать не следует. При загрузке от 45 до 70 % целесообразность замены устанавливается расчетом. В качестве критерия при таком расчете используется сокращение суммарных потерь активной мощности в электрической системе и электродвигателе.

Эти потери могут быть определены по следующей формуле

$$\Delta P_{\Sigma} = [Q_x(1 - k_n^2) + k_n^2 Q_{\text{ном}}] k_{\eta} + \Delta P_x + k_n^2 \Delta P, \quad (4.43)$$

где $Q_x = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_x \sin \varphi_x$ – реактивная мощность, потребляемая электродвигателем при холостом ходе, квар;

k_H – коэффициент нагрузки;

$$Q_{\text{НОМ}} = P_{\text{НОМ}} \frac{\text{tg } \varphi_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} - \text{реактивная мощность электродвигателя при но-}$$

минальной нагрузке, квар,

k_γ – коэффициент потерь (изменяется в пределах от 0,1 до 0,15, кВт/квар);

$\Delta P_x = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I_x \cos \varphi_x$ – потери активной мощности при холостом ходе электродвигателя, кВт;

$$\Delta P = P_{\text{НОМ}} \frac{1 - \eta_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}} (1 + \gamma)} - \text{прирост потерь активной мощности в элек-}$$

тродвигателе при возрастании нагрузки до номинальной, кВт;

$$\gamma = \frac{\Delta P_{x\%}}{(100 - \eta_{\text{НОМ}}) - \Delta P_{x\%}} - \text{расчетный коэффициент, зависящий от кон-}$$

струкции электродвигателя;

$$\Delta P_{x\%} = \frac{\Delta P_x}{P_{\text{НОМ}}} - \text{потери холостого хода в процентах от активной мощ-}$$

ности, потребляемой электродвигателем при загрузке 100 %.

Значение $\sin \varphi_x$ может быть определено по коэффициенту мощности электродвигателя на холостом ходу ($\cos \varphi_x = 0,1 \dots 0,2$). Средние значения тока холостого хода I_x в зависимости от $I_{\text{НОМ}}$ и частоты вращения приведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Средние значения токов холостого хода трехфазных асинхронных электродвигателей

Номинальная мощность $P_{\text{НОМ}}$, кВт	холостого хода (% от $I_{\text{НОМ}}$) при частотах вращения ротора, мин ⁻¹			
	3 000	1500	1000	750
0,5 1,0	40	55	60	–
1,1 5,0	35	50	55	60
5,1 10	25	45	50	55
10,1 25	20	40	45	50
25,1 30,0	18	35	40	40

Пример 4.9. На сортировке работает семяочистительная машина СВУ 10 с электродвигателем 4А160S4У3 мощностью $P_{\text{НОМ}} = 15$ кВт с нагрузкой 7 кВт. Необходимо проверить целесообразность замены его на электродвигатель 4А132S4У3 мощностью 7,5 кВт. Параметры электродвигателей: 4А160S4У3 $P_{\text{НОМ}} = 15$ кВт, $I_{\text{НОМ}} = 29,3$ А, $U_{\text{НОМ}} = 380$ В, $\eta_{\text{НОМ}} = 0,885$, $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,88$, $\cos \varphi_x = 0,1$; 4А132S4У3 $P_{\text{НОМ}} = 7,5$ кВт, $I_{\text{НОМ}} = 15,1$ А, $U_{\text{НОМ}} = 380$ В, $\eta_{\text{НОМ}} = 0,875$, $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,86$, $\cos \varphi_x = 0,1$.

Р е ш е н и е.

1. Определяем суммарные потери активной мощности при использовании электродвигателя 4А160S4У3. По таблице 4.5 находим

$$I_x = 0,4I_{\text{НОМ}} = 0,4 \cdot 29,3 = 11,7 \text{ А и потери холостого хода}$$

$$\Delta P_x = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_x \cos \varphi_x = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 11,7 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 0,769 \text{ кВт.}$$

2. Определяем реактивную мощность, потребляемую электродвигателем в режиме холостого хода и при полной нагрузке

$$Q_x = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_x \sin \varphi_x = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 11,7 \cdot 0,995 \cdot 10^{-3} = 7,65 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{НОМ}} = P_{\text{НОМ}} \frac{\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} = 15 \cdot \frac{0,53}{0,885} = 9,14 \text{ квар.}$$

3. Рассчитываем коэффициенты k_H , γ и потери активной мощности ΔP

$$k_H = \frac{P}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{7}{15} = 0,47, \quad \Delta P_{x\%} = \frac{\Delta P_x}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{0,769}{15,0} \cdot 100 = 5,13.$$

$$\gamma = \frac{\Delta P_{x\%}}{(100 - \eta_{\text{НОМ}}) - \Delta P_{x\%}} = \frac{5,13}{(100 - 88,5) - 5,13} = 0,81.$$

$$\Delta P = P_{\text{НОМ}} \frac{1 - \eta_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}(1 + \gamma)} = 15 \cdot \frac{1 - 0,885}{0,885 \cdot (1 + 0,81)} = 1,08 \text{ кВт.}$$

4. Вычисляем суммарные потери

$$\begin{aligned} \Delta P_{1\Sigma} &= [Q_x(1 - k_H^2) + k_H^2 Q_{\text{НОМ}}]k_\gamma + \Delta P_x + k_H^2 \Delta P = \\ &= [7,65 \cdot (1 - 0,47^2) + 0,47^2 \cdot 9,14] \cdot 0,1 + 0,769 + 0,47^2 \cdot 1,08 = 1,806 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

5. Находим суммарные потери активной мощности при применении электродвигателя 4А132S4У3.

По таблице 4.5 находим $I_x = 0,45I_{\text{НОМ}} = 0,45 \cdot 15,1 = 6,8 \text{ А}$ и потери холостого хода

$$\Delta P_x = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_x \cos \varphi_x = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 6,8 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 0,447 \text{ кВт.}$$

6. Определяем реактивную мощность, потребляемую электродвигателем в режиме холостого хода и при полной нагрузке

$$Q_x = \sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_x \sin \varphi_x = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 6,8 \cdot 0,994 \cdot 10^{-3} = 4,45 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{НОМ}} = P_{\text{НОМ}} \frac{\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} = 7,5 \cdot \frac{0,589}{0,875} = 5,06 \text{ квар.}$$

7. Рассчитываем коэффициенты k_H и γ и потери активной мощности ΔP

$$k_H = \frac{P}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{7}{7,5} = 0,93, \quad \Delta P_{x\%} = \frac{\Delta P_x}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{0,447}{7,5} \cdot 100 = 5,96.$$

$$\gamma = \frac{\Delta P_{x\%}}{(100 - \eta_{\text{НОМ}}) - \Delta P_{x\%}} = \frac{5,96}{(100 - 87,5) - 5,96} = 0,91.$$

$$\Delta P = P_{\text{НОМ}} \frac{1 - \eta_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}(1 + \gamma)} = 7,5 \cdot \frac{1 - 0,875}{0,875 \cdot (1 + 0,91)} = 0,56 \text{ кВт.}$$

8. Вычисляем суммарные потери

$$\Delta P_{2\Sigma} = [Q_x (1 - k_H^2) + k_H^2 Q_{\text{ном}}] k_{\eta} + \Delta P_x + k_H^2 \Delta P = \\ = [4,45 \cdot (1 - 0,93^2) + 0,93^2 \cdot 5,06] \cdot 0,1 + 0,447 + 0,93^2 \cdot 56 = 1,43 \text{ кВт.}$$

9. Определяем уменьшение потерь активной мощности

$$\Delta P = \Delta P_{1\Sigma} - \Delta P_{2\Sigma} = 1,806 - 1,43 = 0,376 \text{ кВт.}$$

Замена недогруженного электродвигателя, даже если она оправдана расчетом, может производиться только после тщательной проверки возможности его полной загрузки за счет правильного использования исполнительного механизма, т. е. это мероприятие следует выполнять, если электродвигатель ранее был выбран неправильно по мощности. При замене электродвигателей особое внимание следует обратить на то, чтобы новый электродвигатель (менее мощный) не явился через некоторое время препятствием для рационального использования и повышения загрузки рабочей машины.

Другим направлением экономии электроэнергии при использовании электроприводов путем совершенствования режима их работы является ликвидация или снижение до минимума холостого хода электродвигателей путем совершенствования технологии производства, использования ограничителей холостого хода и приближения станций управления к рабочим местам. Применение таких мер всегда приводит к повышению коэффициента мощности и экономии электроэнергии.

Для устранения межоперационных холостых ходов электродвигателя разработаны специальные ограничители. Установка их целесообразна, если холостой ход длится более 10 с. При меньшей длительности необходим контрольный расчет. На рисунке 4.7 приведена диаграмма для определения эффективности использования ограничителей холостого хода, по которой устанавливается экономическая целесообразность их применения.

Расчет экономии электроэнергии ведут в следующей последовательности. Вначале находят расчетные параметры по формулам

$$a = P_x / P_{\text{ном}}; b = 1/(4 t_x), \quad (4.44)$$

где P_x – средняя мощность холостого хода, определяется суммой механической мощности холостого хода системы электропривода и потерями в стали, кВт;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт;

t_x – время холостого хода между циклами, с.

Далее, используя диаграмму (рисунок 4.7), находят показатель эффективности ϵ .

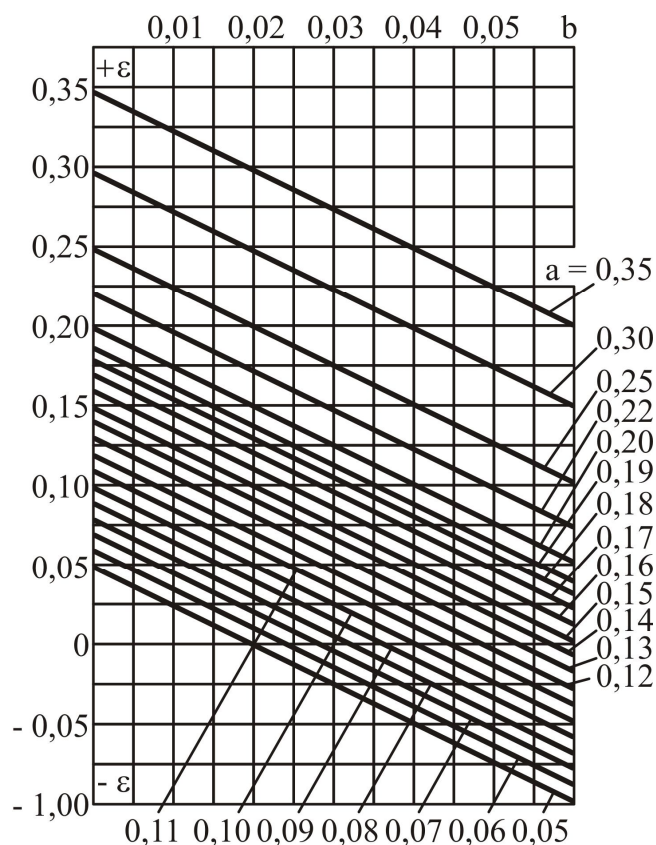


Рисунок 4.7 – Диаграмма для определения эффективности использования ограничителей холостого хода

Часовую экономию электроэнергии от ограничения продолжительности холостого хода находят по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_ч = \varepsilon z P_{\text{ном}} t_x / 3600, \quad (4.45)$$

где z – число циклов работы механизма, определяющее часовую экономию электроэнергии.

Пример 4.10. Электродвигатель серии 4А растворонасоса имеет следующие параметры: $P_{\text{ном}} = 7,5$ кВт, $P_x = 1,12$ кВт, $t_x = 25$ с, $z = 20$ цикл./ч. Определить часовую экономию электроэнергии при использовании ограничителя холостого хода.

Решение.

1. Определяем значение параметров a и b
 $a = 1,12/7,5 = 0,15$; $b = 1/(4 \cdot 25) = 0,01$.
2. По диаграмме, показанной на рисунке 4.6, определяем $\varepsilon = 0,125$.
3. Часовая экономия электроэнергии составит

$$\Delta \mathcal{E}_ч = 0,125 \frac{20 \cdot 7,5 \cdot 25}{3600} = 0,13 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Полученный результат подтверждает целесообразность установки ограничителей холостого хода.

4.5.4 Применение регулируемых электроприводов

Мероприятия, обеспечивающие экономию электроэнергии в электродвигателях при различных нагрузках, сводятся к регулированию напряжения и частотному преобразованию его.

Применение регулятора напряжения позволяет уменьшить потери двигателя при изменении нагрузки. При снижении напряжения с помощью регулятора уменьшаются потери общей потребляемой мощности, так как регулятор имеет малые потери. Простейшим способом регулирования напряжения в обмотках двигателя является переключение его схемы питания с треугольника на звезду. При таком переключении напряжение скачком изменяется в 1,73 раза.

Если фазы статора электродвигателя соединены в треугольник и нагрузка электродвигателя не превышает 40 % номинальной мощности, следует обмотки статора переключить на звезду. В результате этого напряжение на каждой из фаз обмотки уменьшится в $\sqrt{3}$ раза, а, следовательно, увеличится коэффициент мощности и КПД. Если электродвигатель работает не только с небольшим недогрузом, но периодически выходит на номинальный или близкий к нему режим, то рекомендуется использовать автоматический переключатель фаз обмотки статора с треугольника на звезду, срабатывающих в функции нагрузки на валу. Это обеспечивает автоматическое регулирование коэффициента мощности установки и экономию электроэнергии. Но наибольший эффект от регулирования получается при использовании частотно-регулируемых электроприводов.

Применение регулируемых электроприводов переменного тока позволяет значительно улучшить технологические процессы в коммунальном хозяйстве, бумажной, деревообрабатывающей, химической промышленности, машиностроении. Такой электропривод позволяет снизить потребление электроэнергии за счет оптимизации производительности технологического оборудования, вентиляторов, насосов, компрессоров, транспортных механизмов. Во многих случаях при использовании такого привода можно отказаться от дорогостоящего и менее надежного привода постоянного тока.

Наибольший экономический эффект от использования частотного регулирования можно получить на объектах, обеспечивающих подачу газов и жидкостей при изменении их потребления.

При использовании частотно-регулируемого электропривода нужно учитывать одну важную закономерность: если изменение скорости электродвигателя происходит путем изменения частоты питающего напряжения, то производительность оборудования пропорциональна первой сте-

пени, а потребление электроэнергии кубу частоты вращения электродвигателя. Последнее обстоятельство и лежит в основе технологии энергосбережения в работе технологического оборудования.

При использовании частотно-регулируемого преобразователя достигаются и другие технические преимущества: обеспечивается плавный разгон и торможение двигателя, ограничивается пусковой ток на уровне номинального тока в рабочих и аварийных режимах, достигается увеличение срока службы механической и электрической частей оборудования, высвобождается часть коммутационного оборудования и автоматических устройств.

Частотно-регулируемый электропривод со встроенной функцией оптимизации энергопотребления гибко изменяет частоту вращения в зависимости от реальной нагрузки, что позволяет сэкономить до 30 ... 50 % потребляемой электроэнергии. При этом зачастую возможна замена стандартного электродвигателя на частотно-регулируемый электропривод, что особенно важно при модернизации производства. Такие энергосберегающие электропривода могут быть внедрены на большинстве промышленных предприятий и в сфере ЖКХ.

Преимущества применения частотно-регулируемого электропривода удобно рассмотреть на примере водопроводных перекачивающих станций. На таких станциях регулирование подачи воды обычно осуществляется несколькими насосами путем поочередного включения их в работу, за счет этого обеспечивается ступенчатое регулирование. При применении частотно-регулируемого электропривода отпадает необходимость в использовании нескольких насосов, достаточно использовать один насос, кроме этого можно не использовать часть клапанных задвижек, трубопроводов и другой арматуры.

Водопроводные башни используются для выравнивания рабочего давления при прерывистом режиме работы насоса. При применении электропривода с частотным регулированием необходимость в использовании таких сооружений либо совсем отпадает, либо габариты их могут быть существенно уменьшены.

Частотно-регулируемый электропривод потребляет значительно меньший пусковой ток, чем при прямом пуске, т. е. можно в ряде случаев уменьшить типоразмер используемого электродвигателя, а вместе с этим уменьшить и потребление электроэнергии из сети.

Кроме прерывистого регулирования подачи воды на насосных станциях существует способ дросселирования с помощью специальных клапанов.

Коэффициент полезного действия прерывистого регулирования редко бывает удовлетворительным, а частые пуски вызывают дополнительные потери электроэнергии.

Регулирование путем дросселирования сводится к уменьшению потока жидкости в трубопроводе с помощью клапана, что приводит к дополнительному расходу энергии, т. к. насос должен постоянно преодолевать противодействие, создаваемое клапаном. В этом случае энергия потока, сдерживаемого задвижкой или клапаном, теряется, не совершая работы.

Применение преобразователя частоты в составе насосного агрегата или вентилятора позволяет задать необходимое давление или расход, что обеспечивает не только экономию электроэнергии, но и снижение потерь подаваемого вещества вследствие уменьшения его утечек, связанных давлением.

Мощность, потребляемая насосом при работе, определяется по формуле

$$P = \frac{QH\rho}{g\eta}, \quad (4.46)$$

где Q – подача, $\text{м}^3/\text{с}$;

H – напор, м ;

ρ – плотность жидкости $\text{кг}/\text{м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$;

η – коэффициент полезного действия насоса.

Из приведенного выражения следует, что мощность P находится в прямой зависимости от подачи и напора насоса

Эффективность использования частотного регулирования по сравнению с дросселированием показана на рисунке 4.8.

Похожие преимущества получают при использовании частотно-регулируемого электропривода в вентиляционных установках, дозировочных насосах и других технологических установках.

Для создания частотно-регулируемых электроприводов потребовалось создание специальных преобразователей. Широкое использование частотных преобразователей вначале сдерживалось отсутствием соответствующей элементной базы. С появлением вначале 80-х годов запираемых тиристоров, мощных биполярных транзисторов и больших интегральных микросхем массогабаритные и эксплуатационные характеристики электроприводов с частотным регулированием практически превзошли электрические машины постоянного тока.

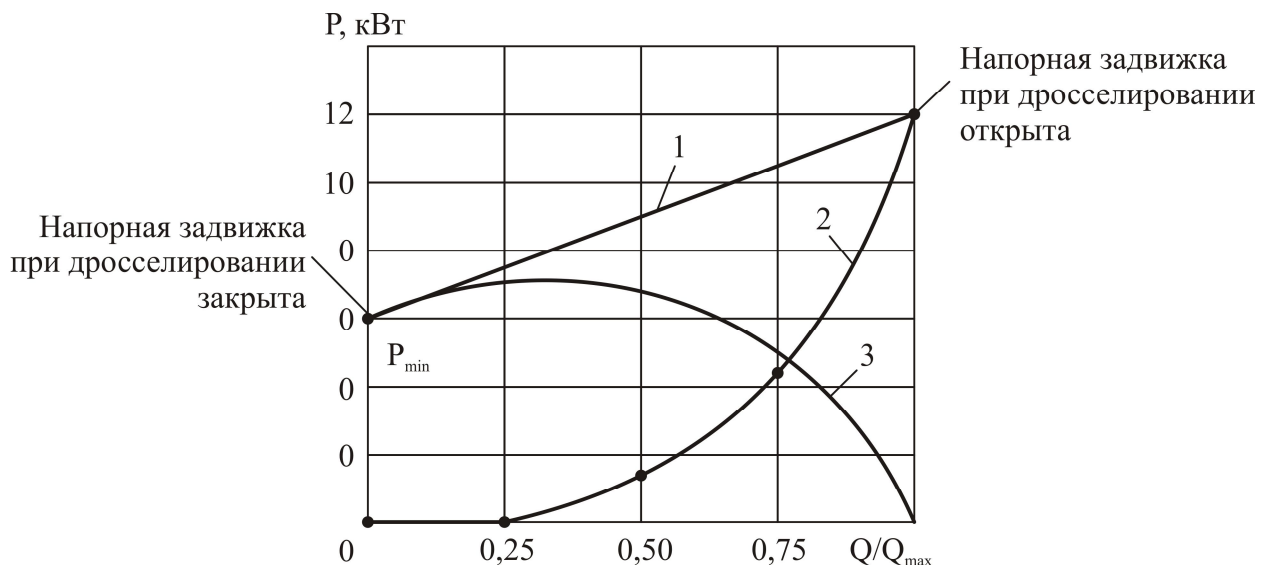


Рисунок 4.8 – Потребление мощности при различных способах регулирования частоты вращения вала насосов: 1 – мощность, потребляемая при дросселировании; 2 – мощность, потребляемая при частотном регулировании; 3 – экономия потребляемой мощности

На рисунке 4.9 показана структурная схема электропривода с частотным регулированием

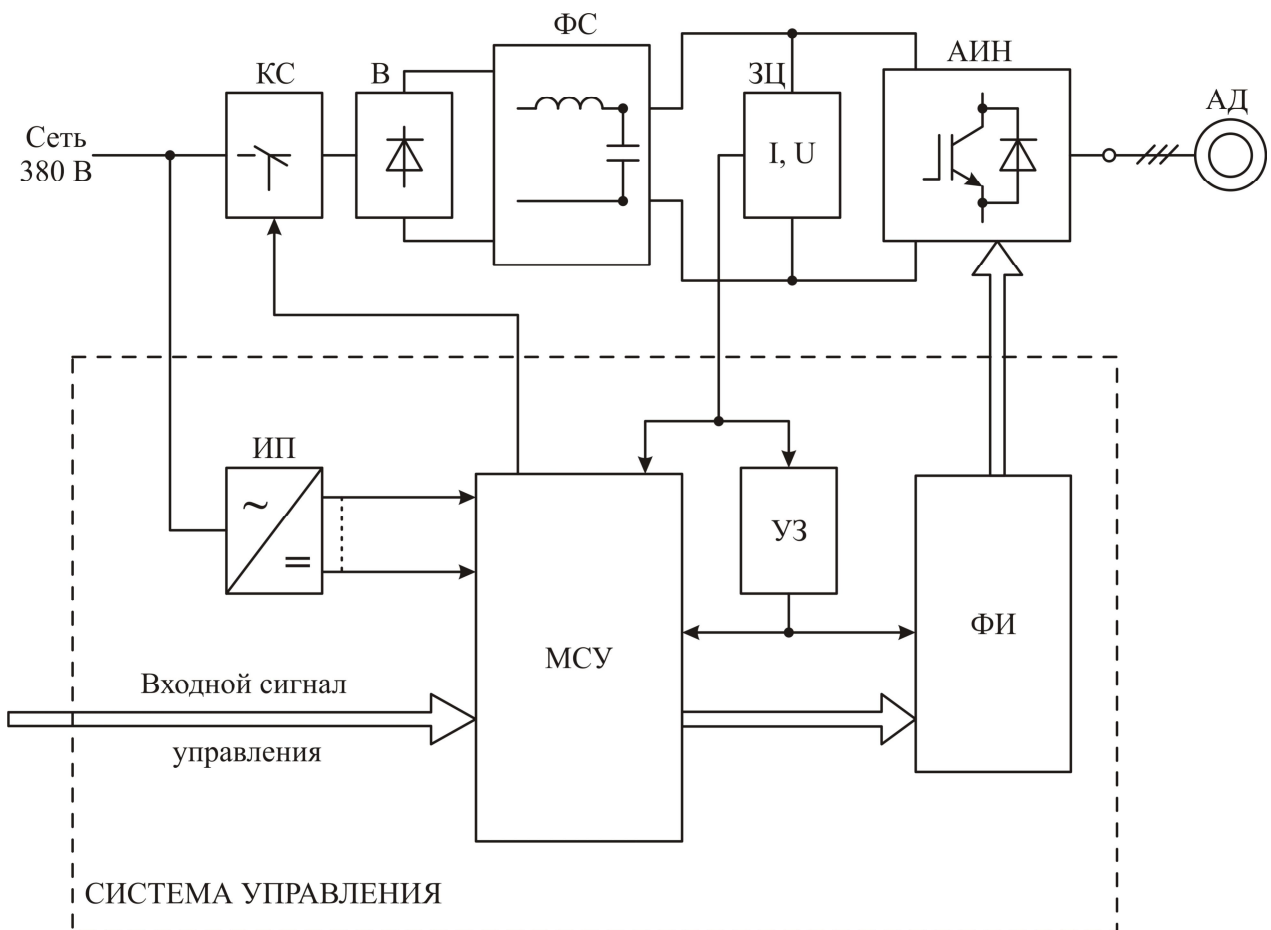


Рисунок 4.9 – Структурная схема частотного регулирования электропривода

Частотно-регулируемый электропривод состоит из двух частей силовой части и системы управления электроприводом. На входе силовой цепи установлен силовой коммутационный аппарат КС, выполняющий функции подключения электроприемника к сети, подготовки его к работе и аварийного отключения. Поступающее из сети переменное напряжение выпрямляется с помощью трехфазного мостового выпрямителя В, на выходе которого установлен фильтр ФС для сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения. В силовой цепи установлен также узел защиты ЗЦ, осуществляющий защиту цепей датчиков напряжения и тока, силовых элементов преобразователя и электропривода от перенапряжений, токов перегрузки и короткого замыкания. Выпрямленное напряжение подается на трехфазный мостовой транзисторный инвертор АИН с широтно-импульсной модуляцией, осуществляющий преобразование постоянного напряжения в переменное напряжение требуемой частоты. Далее переменное напряжение поступает на асинхронный короткозамкнутый электродвигатель АД.

Система управления электропривода включает: источник питания ИП, обеспечивающий получение номиналов напряжения, необходимых для работы цепей управления, микропроцессорного модуля МСУ на базе однокристальной микросхемы К1816ВЕ035, осуществляющего формирование управляющих импульсов для АИН по закону широтно-импульсной модуляции через формирователь импульсов ФИ, а также управление КС в функции входных сигналов управления и сигнализации. На вход МСУ поступает входной сигнал, учитывающий величину нагрузки асинхронного электродвигателя. Цепи управления имеют также устройство защиты УЗ для защиты их от аварийных режимов.

Создание и внедрение частотно-регулируемых электроприводов потребовало с одной стороны разработки специальных электродвигателей, приспособленных для работы в таких условиях и с другой стороны преобразователей частоты, способных изменять частоту питающего напряжения в широких пределах.

Электродвигатели, предназначенные для работы в составе частотно-регулируемых приводов должны иметь:

- усиленную изоляцию обмоток статора;
- более точную балансировку ротора на повышенную частоту вращения;
- наличие встроенных в обмотку статора термоограничителей;
- независимую принудительную систему охлаждения;
- датчик обратной связи;
- встроенный электромагнитный тормоз;
- возможность работы в широком диапазоне частот.

К настоящему времени на Владимирском электромоторном заводе на базе общепромышленных серий 5А, 6А, АИ освоено производство электродвигателей для частотно-регулируемых электроприводов в диапазоне высот оси вращения от 56 до 355 мм.

Более сложно решается вторая задача по созданию преобразователей частоты. Общим для отечественных электроприводов такого исполнения является привязка зарубежных силовых модулей к собственным средствам управления, опять же собранным на импортной элементной базе. Отечественная промышленность в области создания частотно-регулируемых электроприводов практически не в состоянии противостоять экспансии аналогичных импортных изделий. Кроме преобразователя ПЧ-30 из отечественных разработок следует отметить отвечающий современным требованиям преобразователь АП-100, разработанный фирмой НТЦ «Приводная техника».

Зарубежные преобразователи частоты на рынке электротехнической продукции широко представлены немецкой фирмой KEV, японской фирмой OMRON и другими производителями, выпускающими преобразователи на мощность от 0,75 до 250 кВт в диапазоне выходных частот от 0,1 до 400 Гц.

4.6 Экономия электроэнергии в осветительных установках

4.6.1 Использование экономичных источников света

Стремление к экономии электроэнергии в установках искусственного освещения и облучения обусловлено широким использованием таких источников на предприятиях и в быту, значительным объемом потребляемой электроэнергии, прогрессирующим ростом цен на энергоносители. Если учесть, что в светотехнических установках нашей страны расходуется 14 % всей производимой на электростанциях электроэнергии, то бережное и более эффективное расходование ее является значимой и масштабной задачей для государства.

В условиях растущей в мире потребности в электрической энергии и сокращения объема углеводородов актуально звучат слова известного писателя фантаста Артура Кларка «в качестве единой мировой валюты будет киловатт-час». Возникает вопрос, каким путем развивать электроэнергетику? – наращиванием генерируемых мощностей или сокращением электропотребления. Нужен разумный компромисс при решении такой проблемы, с учетом того, что стоимость 1 кВт генерируемой мощности на электростанциях стоит 1 ... 3 тыс. долл. США, а снижение установленной мощности в осветительных установках 150 ... 200 долл. Это огромная разница.

По эффективности использования электрической энергии на цели освещения Россия в настоящее время существенно уступает передовым промышленно развитым странам. Для примера можно привести следующие данные. В США на освещение используется еще большее количество электроэнергии, чем у нас (20 % от общего объема вырабатываемой электроэнергии), однако на получение единицы освещенности (один люкс) ее расходуется в 1,3 ... 1,5 раза меньше, чем в осветительных сетях России. Достигается этот эффект за счет использования энергосберегающего осветительного оборудования.

Потенциал экономии электроэнергии образовался главным образом за счет использования малоэффективных источников света, и он огромен, составляет примерно 40 ... 50 % от всей электроэнергии потребляемой осветительными установками.

При поиске путей экономии электроэнергии без ущерба для качества освещения необходимо ориентироваться на следующий комплекс мероприятий:

- применение наиболее экономичных источников света и эффективных светильников, обладающих необходимыми характеристиками светораспределения и нужным конструктивным исполнением;
- организация эффективного управления освещением;
- правильный выбор и рациональное размещение светильников;
- повышение качества проведения эксплуатационных мероприятий.

Открытым акционерным обществом «ВНИСИ» был рассчитан возможный потенциал экономии электроэнергии в осветительных установках. Рассматривалось два направления: совершенствование средств освещения и совершенствование способов освещения. Результаты исследований показали следующее. Возможный процент экономии электроэнергии за счет совершенствования источников света с учетом различных решений составляет:

- увеличение производства эффективных источников света и расширение области их применения – 14 %;
- увеличение световой отдачи источников света – 6 %;
- повышение стабильности характеристик источников света – 3 %;
- повышение КПД осветительных приборов – 2,5 %;
- снижение электропотребления за счет внедрения электронных пусковых устройств – 1,5 ... 2 %.

Путем совершенствования способов освещения также может быть достигнут существенный эффект следующих размеров:

- расширение области применения общего локализованного освещения – 6,5 %;

- применение систем регулирования общего освещения в зависимости от уровня освещенности – 4 %;
- расширение применения комбинированного освещения – 4 %.

В результате, суммарная экономия составляет 45 ... 50 %. Если учесть, что на освещение расходуется 130 млрд. кВт·ч, то получится внушительная цифра и необходимо проведение неотложных мер в области энергосбережения для осветительных установок.

Возможный объем экономии электроэнергии в осветительных установках для различных отраслей хозяйства показан на рисунке 4.10.

С другой стороны, экономия электроэнергии в светотехнических установках не должна достигаться за счет отключения части осветительных приборов или отказа от использования искусственного освещения при недостаточной освещенности. Поскольку, электрическое освещение создает комфортные условия для работающих, существенно влияет на производительность труда, борьба за экономию электроэнергии при использовании таких установок не должна приводить к снижению освещенности на рабочих местах и ухудшать другие показатели качества освещения.

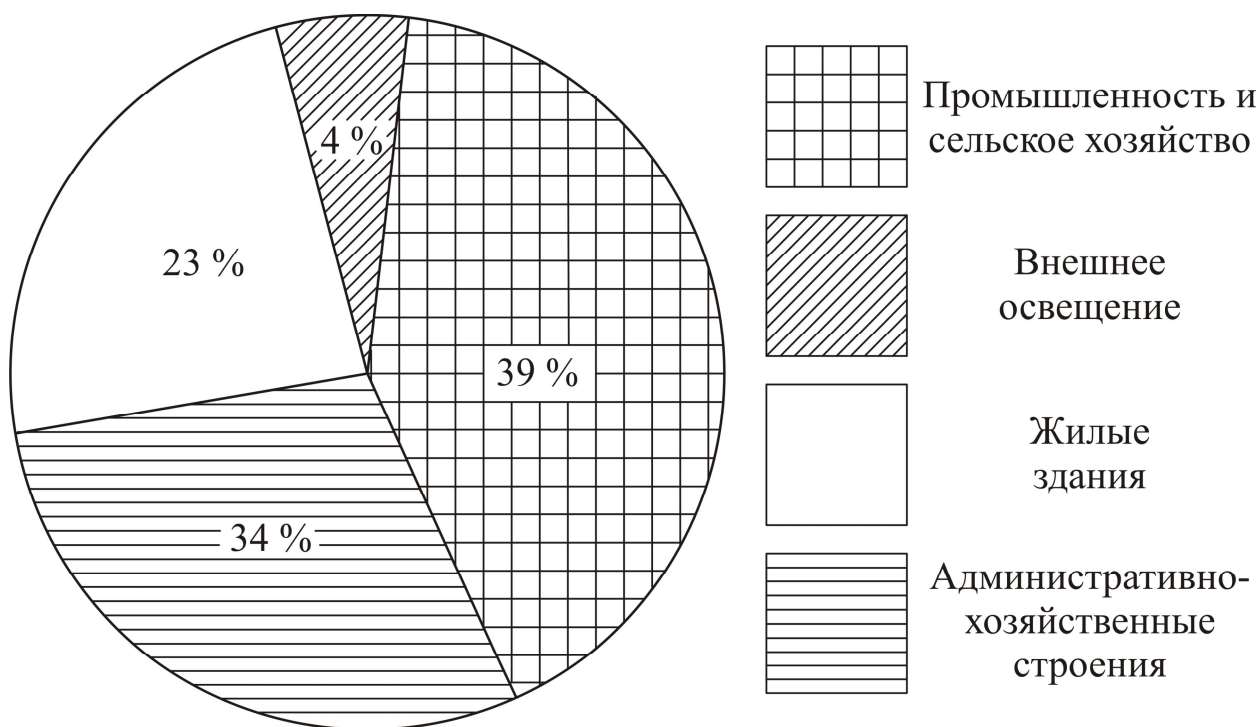


Рисунок 4.10 – Доли экономии электроэнергии различными потребителями

Приоритетным и наиболее эффективным способом уменьшения установленной мощности осветительных установок является использование источников света с высокой световой отдачей. В большинстве электроустановок целесообразно использовать газоразрядные источники света при обязательном выполнении требований к их техническим параметрам, вытекаю-

щих из специфики выполняемой в данном помещении работы, т. е. требований спектральному составу, яркости, пульсациям светового потока и др.

Максимально возможная экономия электроэнергии за счет правильного выбора источника света определяется его световой отдачей, потерями мощности в пускорегулирующем аппарате и нормативными требованиями к осветительным установкам, таким как нормируемая освещенность и коэффициент запаса, которые в свою очередь зависят от типа используемого источника света.

Дадим краткий анализ используемых источников света с точки зрения эффективности использования их в целях энергосбережения.

Лампы накаливания. Лампа накаливания представляет собой колбу, из которой откачан воздух с помещенной туда вольфрамовой спиралью, которая разогревается под действием электрического тока. Типичная для ламп накаливания световая отдача 8 ... 17 лм/Вт выглядит очень неубедительно на фоне рекордных достижений ламп другого типа. Лампы накаливания в большей степени являются нагревателями, чем осветителями, так как львиная доля питающей нить накала энергии превращается не в свет, а в тепло. Срок службы ламп накаливания, как правило, не превышает 1 000 часов, что по нынешним меркам для осветительных приборов очень мало. Что же заставляет людей покупать большое количество (15 млрд. штук в год) столь неэффективных и недолговечных источников света? – сила привычки и крайне низкая начальная цена, что совершенно не означает, что применение ламп накаливания экономически эффективно.

Галогенные лампы накаливания. Это современный вариант ламп накаливания. Добавление галогенидов в колбу лампы, использование особых сортов кварцевого стекла, «останавливающего ультрафиолет», «возвращение» теплового излучения на спираль лампы с помощью специальных отражателей – эти технические новшества позволили сделать серьезный шаг вперед, выделив галогенные лампы в особый класс источников света. Недостатки таких осветительных приборов очевидны: недостаточная световая отдача и короткий срок службы (в среднем 2 000 ... 4 000 ч). Там, где эстетический компонент важнее экономического такие лампы можно использовать, в остальных случаях лучше применять источники света, описанные ниже.

Люминесцентные лампы – разрядные лампы низкого давления, представляющие собой цилиндрическую трубку с электродами, в которую закачаны пары ртути. Для работы люминесцентных ламп нужна специальная пускорегулирующая аппаратура (ПРА). Наиболее современными и экономичными являются электронные ПРА (ЭПРА). Благодаря экономичности и долговечности люминесцентные лампы стали самым распространенным источником света в офисах, учебных классах и других помещениях. Если «закрутить» трубку люминесцентной лампы в спираль, мы полу-

чим уже привычную компактную люминесцентную лампу (КЛЛ). По своим параметрам КЛЛ приближаются к линейным люминесцентным лампам. Такие осветительные приборы предназначены в первую очередь для замены ламп накаливания в тех местах, где последние установлены.

Разрядные лампы высокого давления. Принцип действия таких ламп – свечение наполнителя в разрядной трубке под действием дуговых электрических разрядов. При этом используется два основных вида разряда высокого давления – ртутный и натриевый. Добавление внутрь разрядной трубки галогенидов различных металлов позволило создать новый класс источников света – металлогалогенные лампы, отличающиеся очень широким спектром излучения и хорошими параметрами (срок службы около 15 000 тыс. ч). Один из немногих недостатков таких осветительных приборов – невысокая стабильность параметров в течение срока службы успешно преодолевается с изобретением ламп с керамической горелкой. Металлогалогенные лампы успешно и разнообразно применяются в архитектурном, ландшафтном, техническом и спортивном освещении. Еще более широкое распространение получили натриевые лампы. На сегодняшний день это один из самых экономичных источников света, прежде всего при использовании для уличного освещения. Однако следует заметить, что применение натриевых ламп низкого давления ограничено тем, что их эффективность зависит от температуры окружающей среды (во время холодной погоды они светят хуже), и кроме этого в большинстве натриевых ламп высокого давления в качестве наполнителя применяется амальгама натрия (смесь натрия с ртутью) и поэтому говорить о более высокой экологичности таких ламп по сравнению со ртутными дуговыми лампами не совсем обоснованно.

Светодиодные лампы. Полупроводниковые светоизлучающие приборы (светодиоды) называют источниками света будущего. Первые открытия в области светодиодов были сделаны в России. В 1923 году наш соотечественник Олег Владимирович Лосев обнаружил эффект слабого свечения кристаллов карборунда при пропускании через них электрического тока, т. е. был открыт эффект прямого преобразования электрической энергии в световую энергию. Однако излучение и КПД были очень малыми, и созданный источник представлял лишь научный интерес. Практическая реализация светодиодов началась только в 70-е годы XX столетия при использовании таких материалов как фосфид и арсенид галлия. Существенный вклад в развитие этого направления внес лауреат Нобелевской премии Ж. И. Алферов.

Срок службы светодиодов в перспективе может быть доведен до 70 ... 100 тыс. ч по причине отсутствия нити накала и благодаря нетепловой природе излучения света. Пока расширение их применения сдерживается довольно высокой стоимостью и рядом нерешенных технических

проблем. Однако, по мнению ведущих мировых производителей светодиодные лампы благодаря своей высокой яркости и энергоэкономичности должны занять лидирующее положение в сфере светового оформления фасадов, наружного освещения, а также интерьеров домов (светодиодная индикация, светодиодные панели, рекламные щиты и др.), а в перспективе на птицефабриках, помещениях закрытого грунта и т. д.

Современный светодиодный источник света представляет собой лампу на основе большого количества светодиодов. Как правило, в светодиодную лампу напряжением 220 В уже встроен трансформатор для понижения напряжения до уровня, необходимого для светодиодной лампы. Светодиод – полупроводниковый прибор, излучающий некогерентный свет при пропускании через него электрического тока. Излучаемый свет лежит в узком диапазоне спектра, его цветовые характеристики зависят от химического состав используемого в нем полупроводника. Светодиод не чувствителен к низким температурам, но высокие температуры ему противопоказаны как любому полупроводнику.

Яркость светодиодов хорошо поддается регулированию, но не за счет изменения питающего напряжения, а так называемым методом широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Для этого необходим специальный управляющий блок, который может быть совмещен с блоком питания и контроллером управления цветом. Метод ШИМ заключается в том, что через светодиод проходит не постоянный, а импульсно-модулированный ток, причем частота сигнала должна составлять сотни или тысячи герц, а ширина импульсов и пауз между ними может изменяться. Средняя яркость светодиода становится управляемой, в то же время светодиод не гаснет. С учетом этого для экономии электроэнергии может быть допущено снижение уровня освещенности в ночное время на 30 ... 50 %.

Основные преимущества светодиодных ламп (СДЛ) сводятся к следующему. В отличие от ламп накаливания СДЛ не имеют нити накала, поэтому не могут перегореть или сломаться от тряски. Такие лампы по сравнению с газоразрядными источниками света не содержат ртути и других веществ, вредных для здоровья человека. К числу преимуществ СДЛ следует отнести также разнообразие цветов, направленность излучения, низкое рабочее напряжение, высокий ресурс прочности. Энергопотребление СДЛ в 7 ... 9 раз меньше, чем у ламп накаливания.

Контрастность света в СДЛ в 400 раз превышает контрастность света газоразрядных ламп, тем самым обеспечивается значительно лучшая четкость освещаемых объектов и цветопередача (индекс цветопередачи 80 ... 85) при, казалось бы, меньшей видимой яркости. Мощные светодиоды представляют собой точечные источники света со встроенной корректирующей оптикой, что обеспечивает идеальное формирование заданных диаграмм направленности светового потока (задача практически невы-

полная для других источников света). Световой поток СДЛ постоянен, как и естественный свет солнца, что обеспечивает психологический комфорт для работающего персонала.

Потребляемый ток у светодиодного светильника равен 0,6 ... 1 А, тогда как у светильников с газоразрядными лампами потребляемый ток составляет 2,1 А, а пусковой ток – 4,5 А. Дополнительными немаловажными преимуществами СДЛ являются: мгновенное зажигание ламп при подаче питающего напряжения, безопасность использования, низкий класс опасности электронных отходов.

Если сформулировать в компактном виде основные преимущества СДЛ перед другими источниками света, то они будут выглядеть следующим образом:

- высокая световая отдача (80 ... 120 лм/Вт);
- малое энергопотребление (единицы Вт);
- высокое значение КПД световых приборов и коэффициента использования светового потока;
- малые габариты (для точечных или плоских осветительных установок);
- высокая долговечность (в перспективе более 10 лет);
- отсутствие пульсаций светового потока;
- возможность получения излучения различного спектрального состава;
- возможность снижения коэффициента запаса осветительной установки благодаря стабильности характеристик в течение срока службы лампы;
- возможность использования для электроснабжения выцветающих объектов (произведения искусства, текстильная промышленность);
- высокая устойчивость к внешним воздействиям (температура, вибрации, удары, влажность);
- электробезопасность и взрывобезопасность;
- возможность создания необслуживаемых светильников;
- высокая степень управляемости (возможность построения системы многоуровневого управления освещением);
- высокая технологичность при массовом производстве;
- низкие затраты на упаковку и транспортировку.

Недостатки светодиодных ламп.

1. Основной недостаток высокая стоимость. Отношение цена/люмен для СДЛ в 50 ... 100 раз больше, чем у ламп накаливания.

2. Мощные светодиоды требуют внешнего радиатора для охлаждения, т. к. имеют неблагоприятное соотношение своих размеров к выделяемой тепловой мощности (они слишком мелкие) и не могут рассеять столько тепла, сколько выделяют (несмотря даже на более высокий КПД, чем у ламп накаливания). Осветительному светодиоду мощностью 10 Вт требуется пассивный радиатор, такой как у микропроцессора Pentium 4

без вентилятора. Такой большой радиатор не только удорожает конструкцию источника света, но и с трудом может быть вписан в формат осветительных приборов.

3. Для питания СДЛ от промышленной сети необходим низковольтный источник постоянного тока тоже с радиатором, что дополнительно увеличивает объем светильника, а его наличие снижает общую надежность осветительной установки и требует дополнительной защиты.

4. Серийные СДЛ по светоотдаче пока что уступают светильникам с дуговыми натриевыми трубчатыми лампами низкого и высокого давления (ДНАТ) особенно на уровне мощностей более 150 Вт. С учетом того, что срок службы ламп ДНАТ при работе с ЭПРА достигает 30 000 ч, то основное декларируемое преимущество СДЛ, а именно – значительное увеличение срока службы, может оказаться не столь существенным, с учетом того, что в таких лампах основным элементом, определяющим этот срок, является электронный преобразователь, а не светодиоды.

5. С экономической точки зрения (учитывая высокую стоимость СДЛ) их применение при мощности более 150 Вт за некоторым исключением не вполне оправдано и в большинстве случаев носит имеджевый характер.

6. При питании СДЛ напрямую от сети промышленной частоты без сглаживающего конденсатора наблюдается высокий коэффициент пульсаций светового потока.

7. Спектр светового потока СДЛ отличается от солнечного спектра.

8. На отечественном рынке можно встретить СДЛ зарубежного производства с некачественной системой охлаждения, что резко сокращает срок службы таких источников света и другие характеристики.

Несмотря на отмеченные недостатки, среди производителей светотехнических изделий СДЛ считаются наиболее функционально перспективным направлением, как с точки зрения энергоэффективности, так и затрат, а также практического применения.

Использование СДЛ уже достигло до 10 % рынка светотехнических изделий. Разработаны так называемые сверхяркие светодиоды, специально предназначенные для искусственного освещения. Имеется ряд объектов, где СДЛ используются для общего освещения, хотя это очень дорого. Например, в здании Turning Torso в Мальмо (Швеция), выполненного в виде 190 м башни, коридоры освещены светодиодными лампами, расположенными в карнизах. Однако вряд ли можно ожидать большой вклад в энергосбережение от СДЛ в течение ближайших 3-5 лет, так как использовать их для общего освещения очень дорого, хотя необходимо заметить, что характеристики СДЛ быстро прогрессируют. Так, например, светоотдача светодиодных систем уличного освещения с резонансными источниками питания достигла к настоящему времени величины 132 лм/Вт. На

рисунке 4.11 показана прогнозная кривая изменения световой отдачи СДЛ, подтверждающая этот тезис.

Сравнительные характеристики различных источников света приведены в таблицах 4.6, 4.7.

Таблица 4.6 – Срок службы и световая отдача источников света различного типа

Тип источника света	Средний срок службы, ч	Световая отдача, лм/Вт
Лампы накаливания общего назначения	1000	8 ... 17
Люминесцентные лампы	10 000 ... 20 000	48 ... 104
Компактные люминесцентные лампы	5500 ... 8 000	65 ... 87
Дуговые ртутные лампы	12 000 ... 24 000	19 ... 63
Натриевые лампы высокого давления	10 000–28 000	66–150
Металлогалогенные лампы	3 000–20 000	68–105
Светодиодные лампы	30 000–50 000	80–120

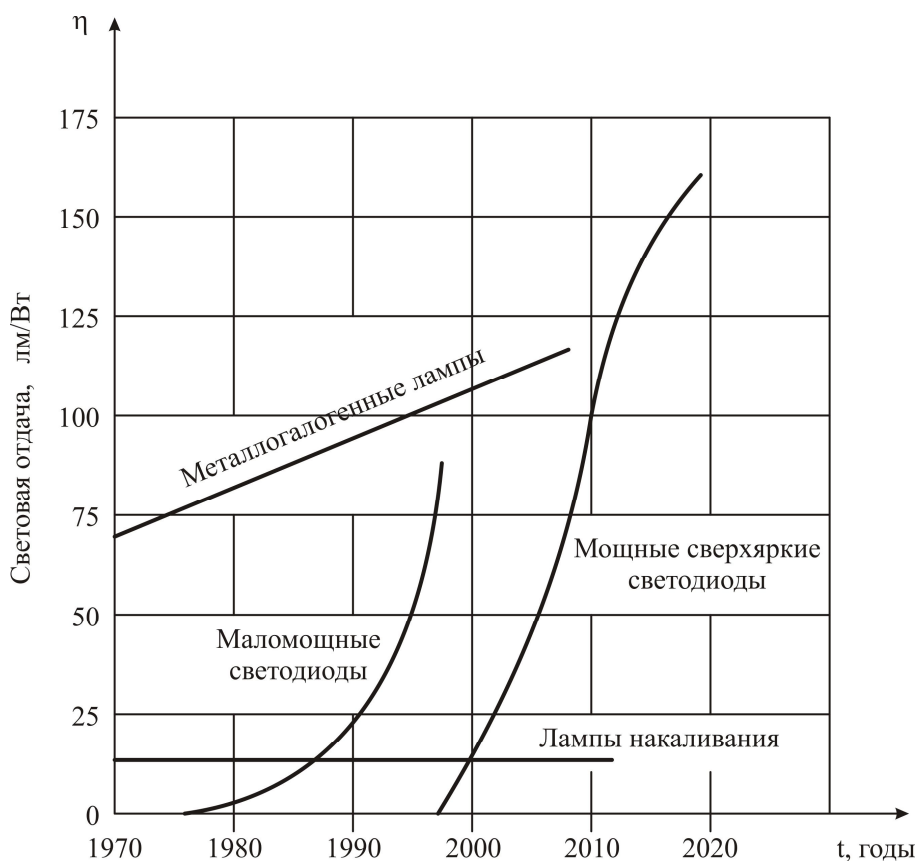


Рисунок 4.11 – Прогноз повышения световой отдачи различных источников света

Цены на другие комплектующие изделия осветительных установок выглядят следующим образом:

- светорегуляторы (300 ... 1000 Вт) – 4500 ... 10 000 руб.,
- датчик движения – 4 000 ... 6 000 руб.,
- таймер – 2 000 руб.,

сумеречный выключатель – 1900 руб.,
 программируемый таймер – 4 000 ... 10 000 руб.

Таблица 4.7 – Световой поток и стоимость источников света различной мощности

Тип источника света	Параметр	Значение				
		Лампа накаливания	Мощность, Вт	40	60	100
Компактная люминесцентная лампа	9	15		26	45	65
Светодиодная лампа	3,6	7		13,2	20	25
Лампа накаливания	Световой поток, лм	420	730	1240	2100	2900
Компактная люминесцентная лампа		500	800	1300	2250	3250
Светодиодная лампа		420	700	1200	2000	2500
Лампа накаливания	Стоимость, руб.	6,5	6,5	5,2	9,4	11,2
Компактная люминесцентная лампа		87,2	95,3	108,1	237,5	324,8
Светодиодная лампа		1070	1850	3400	3880	4950

Возможная экономия электроэнергии за счет перехода на более эффективные источники света показана на рисунке 4.12.

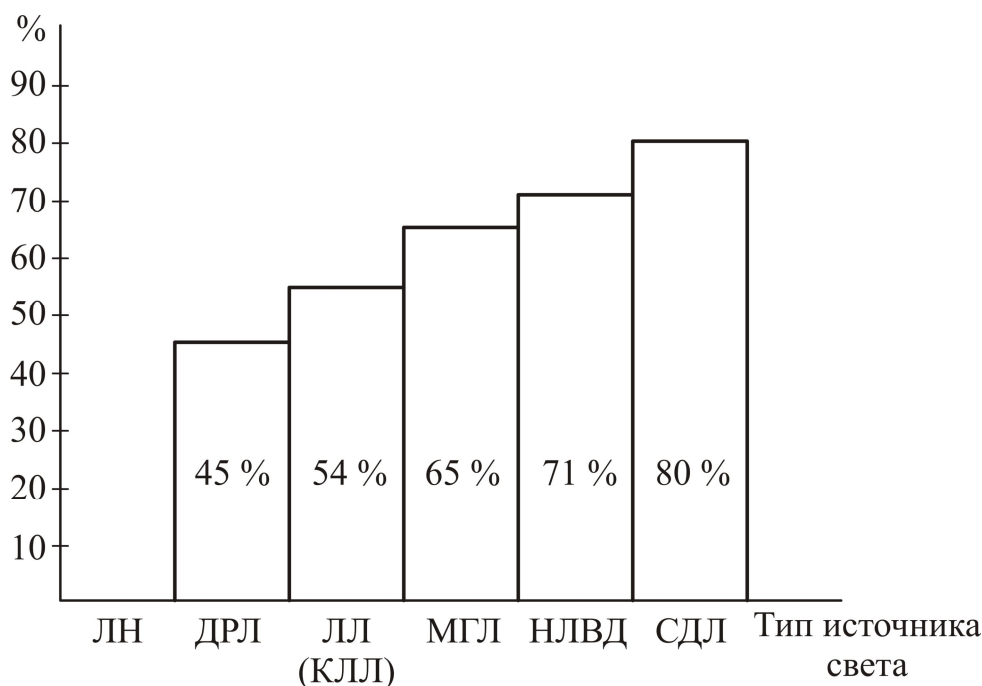


Рисунок 4.12 – Экономия электрической энергии при использовании различных источников света: ЛН – лампы накаливания; ДРЛ – дуговые ртутные лампы; ЛЛ – люминесцентные лампы (КЛЛ – компактные ЛЛ); МГЛ – металлогалогенные лампы; НЛВД – натриевые лампы высокого давления; СДЛ – светодиодные лампы

Из анализа приведенных в таблицах 4.6, 4.7 данных видно, что для самых простых и дешевых ламп накаливания (наиболее распространенных источников света), характерны два крайне существенных с точки зрения энергосбере-

жения недостатка – низкая световая отдача (только 6 ... 8 % потребляемой мощности превращается в световую энергию) и недопустимо короткий срок службы независимо от стран и фирм производителей (около 1 000 ч).

Если величину световой энергии от лампы накаливания принять за единицу, то можно видеть, что все остальные источники света многократно (в разы и даже на порядок) вырабатывают больше световой энергии.

Необходимо отметить, что лампы накаливания, которые сыграли огромную роль в развитии человечества и которым скоро исполнится 130 лет со дня их изобретения, сегодня являются недопустимо устаревшим источником света.

В связи с этим во многих странах мира принимаются меры по вытеснению ламп накаливания. В 2008 году на Украине принято решение о замене ламп накаливания на более эффективные источники света в государственных зданиях. С начала 2009 г. в Великобритании исчезли из продажи лампы накаливания мощностью 75, 100, 150 Вт. Для контроля выполнения принятых правительством решений в Англии созданы подразделения специальных уполномоченных, которые инспектируют магазины и даже отдельные квартиры, проверяя, какие лампы использует население. Уполномоченные наделены правом изъятия неразрешенных ламп. По оценкам аналитиков экономия от таких мер может составить до 8 млрд. долл. США. Евросоюз принял решение полностью перейти на энергосберегающие лампы к 2012 году. Аналогичное решение принято в Австралии. В США вышло постановление, подписанное Президентом, о том, что с 2011 г. исключаются из производства и применения лампы накаливания мощностью 100 Вт, в 2012 г. – 75 Вт и так далее до 2014 г., когда лампы накаливания должны быть вообще изъяты из обращения. В России принятый Закон об энергосбережении с 1 января 2011 года ввел запрет на использование ламп накаливания мощностью 100 Вт, а с января 2013 г. должны быть запрещены лампы накаливания мощностью 75 Вт, и с января 2014 г. – введен запрет на лампы накаливания мощностью 25 Вт и более.

Компактные люминесцентные лампы (КЛЛ) являются сегодня основным типом источников света, с которым связаны планы энергосбережения в осветительных установках жилищных, административных и общественных зданий. Такие источники света имеют в 8 ... 10 раз больший срок службы, чем лампы накаливания, большую световую отдачу, т. е. генерируют за срок службы в 40 ... 50 раз большую световую энергию. Кроме этого КЛЛ благодаря своим малым размерам и наличию резьбового цоколя могут напрямую использоваться для замены ламп накаливания в существующих светильниках.

Эффективность преобразования электрической энергии в световой поток в КЛЛ в 5 раз выше, чем в лампах накаливания, т.е. для получения равного количества света для КЛЛ потребуется в 5 раз меньшая сетевая

мощность. Соответственно, плата за электроэнергию будет также в 5 раз меньше. Однако при выборе мощности КЛЛ следует учитывать, что нормы освещенности при использовании люминесцентных источников света в 2 ... 2,5 раза выше, чем при использовании ламп накаливания.

Компактные люминесцентные лампы обеспечивают мгновенное (0,6 с) без мерцания зажигание лампы. Они менее чувствительны к колебаниям сетевого напряжения, столь обычным в наших домах. Кроме того, световой поток от них не пульсирует, они не нагреваются до высоких температур и менее пожароопасны, не создают слепящего эффекта, а цоколи не пригорают к патронам.

Из каталогов Philips, Osram, General Electric, Electrum следует, что световой поток КЛЛ к концу срока службы составляет не менее 85 % начального светового потока. При низких температурах (до -20°C) снижение светового потока минимально.

В КЛЛ содержится ртуть, но в очень малых размерах (3 мг). Для сравнения в ртутном медицинском термометре содержится 6 ... 10 г ртути. При разрушении лампы ртуть может попасть в помещение и окружающую среду. Поэтому нельзя выбрасывать данный вид ламп в мусоропровод. Выходящие из строя лампы должны собираться в отдельные контейнеры, и затем централизованно подвергаться утилизации на специальных предприятиях. Эти требования обязательны для всех люминесцентных и газоразрядных ламп. За рубежом процедура утилизации отработанных газобразных ламп хорошо отработана. В России ряд предприятий в Москве, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге и других городах также освоили процесс переработки и утилизации ртутносодержащих ламп.

Основным тормозом на пути более широкого внедрения КЛЛ является их высокая цена. Конечно, КЛЛ более сложны и значительно дороже ламп накаливания, но за счет меньшего потребления электроэнергии расходы на их приобретение окупаются достаточно быстро. В практической Германии рассчитали, что при современных европейских тарифах и ежедневной работе ламп всего 3 ч срок окупаемости энергосберегающих ламп не превышает полутора лет. Следует заметить также, что цена на лампы быстро снижается, а цена на электроэнергию растет.

В настоящее время в США работает более 2,5 млрд. КЛЛ, в Европе – 1,5 млрд. Более одного миллиарда таких ламп ежегодно выпускают в Китае. Как показали исследования, в Европе до 50 % имеющегося парка светильников допускают прямую замену ламп накаливания на КЛЛ. Проблемы возникают со светильниками, использующими галогенные лампы, в напольных и настенных светильниках.

В России массовое использование КЛЛ пока не нашло должного распространения, хотя производственные мощности Московского электролампового завода и Саранского АО «Лисма» позволяют производить

до 2 млн. ламп в год. По указанному направлению необходима широкая разъяснительная работа по достоинствам и экономичности КЛЛ и целенаправленная организационная работа государства. Заслуживает внимания, например, опыт Англии, где каждому пенсионеру бесплатно выдали по 2 люминесцентные энергосберегающие лампы.

Основная область применения КЛЛ, это в первую очередь жилой сектор. Что касается промышленности, коммерческих, учебных и других заведений, то здесь доминирующее положение занимают прямоугольные люминесцентные лампы и разрядные лампы высокого давления. Применение нового поколения люминесцентных ламп с диаметром трубки 16 мм (так называемые лампы T5) с ЭПРА являются важным и перспективным направлением современной светотехники. Основные преимущества ламп T5 заключаются в повышенной светоотдаче (до 105 лм/Вт), увеличенном сроке службы до 16 000 ч, снижении установленной мощности электроустановок на 20 ... 30 %. Тонкие лампы T5 могут давать экономию электроэнергии до 42 % по сравнению с лампами T12. Если внедрить современно регулирование светового потока и использовать датчики естественного освещения, датчики движения то можно сократить потребление электрической энергии на 70 %.

В мире за последние годы отмечается бурный прогресс в деле увеличения выпуска ламп T5 с ЭПРА. К сожалению, отечественная промышленность серьезно отстает от конкурентов по данному направлению, продолжая выпускать устаревшие типы ламп T8 с диаметром трубки 26 мм и T12 с диаметром трубки 38 мм.

В целом отечественная промышленность удовлетворяет только на 50 % потребности нашей страны в светотехнических изделиях. При этом отсутствие технического контроля и контроля качества импортной светотехнической продукции привело к наплыву на российский рынок изделий сомнительного качества. Исключение составляет продукция фирм Philips, Osram, General Elektrik, Electrum. Что касается, люминесцентных ламп T5, то тормозом для их ускоренного внедрения пока что является их высокая цена, в 4 ... 5 раз выше, чем стоимость люминесцентных ламп T8.

Перспективным направлением в создании энергоэкономичных световых приборов является изготовление безэлектродных разрядных ламп на основе СВЧ-разряда, имеющих уровень параметров, особенно в части электропотребления, не достижимый для традиционных газоразрядных ламп. Например, световая отдача СВЧ-ламп составляет 120 ... 140 лм/Вт, срок службы 60 ... 100 тыс. ч. Разработка таких источников света интенсивно ведется за рубежом, имеются и отечественные наработки в этой области на предприятии ОАО «ЛИСМА-ВНИИС» при создании ламп мощностью 1 000 и 3 000 Вт.

4.6.2 Применение электронных пускорегулирующих аппаратов

Не менее важным с точки зрения экономии электроэнергии является совершенствование конструкции пускорегулирующих аппаратов. Достоинства современных источников света в полной мере могут быть реализованы только с применением современных ПРА.

Люминесцентные лампы в отличие от ламп накаливания не могут быть включены напрямую в электрическую сеть. Причин для этого две:

- для зажигания дуги в люминесцентной лампе требуется предварительный прогрев электродов и импульс высокого напряжения;
- после зажигания лампы ток в ней из-за отрицательного дифференциального сопротивления многократно возрастает и его нужно ограничивать.

Для решения этих проблем необходимы ПРА (балласты). В настоящее время применяются электромагнитные ПРА (ЭмПРА) и различные виды электронных ПРА (ЭПРА).

Электромагнитные ПРА просты по конструкции, а следовательно, являются достаточно дешевыми. Они представляют собой комбинацию из электромагнитного дросселя, подключаемого последовательно с лампой и стартера, подключаемого параллельно лампе, который состоит из неоновой лампочки с биметаллическими электродами и конденсатора. За счет самоиндукции дроссель формирует запускающий импульс, а через лампочку стартера ограничивается ток. Недостатков у такой схемы достаточно много:

- сокращение срока службы ламп;
- значительное дополнительное потребление электроэнергии балластом;
- малый коэффициент мощности (до 0,3), из-за чего к линии с люминесцентными светильниками небезопасно подключать другие устройства, чувствительные к данному параметру;
- долгий запуск (1 ... 3 с) в зависимости от износа лампы;
- низкочастотный гул, исходящий от дросселя;
- мерцание лампы с удвоенной частотой сети;
- стробоскопический эффект;
- большие габариты и масса ПРА;
- трудности выполнения регулировки светового потока.

Некоторые из недостатков, к которым мы уже успели привыкнуть, являются весьма существенными. Например, *медленный старт лампы* хорошо знакомое нам явление, когда нажав выключатель, мы вынуждены ждать, пока лампа зажигается от дросселя. Если в помещении несколько ламп, то свет в помещении неприятно мигает до тех пор, пока все лампы не зажгутся. Кроме создания дискомфорта при пользовании такими источниками света, дроссели снижают срок службы ламп из-за разрушаю-

щих процессов при пуске. В шестидесятые годы прошлого столетия разработчики люминесцентных ламп вычислили «цену» одного включения – каждое включение сокращает срок службы люминесцентной лампы на 8 часов. При низких температурах (начиная с $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$) дроссели еще медленнее и дольше зажигают лампы, а иногда не зажигают их вообще. При этом длительность разрушающих процессов в лампе очень большая.

Шум дросселей имеет место всегда, не зависимо от их качества. Со временем любой дроссель начинает гудеть еще громче, так как в нем расшатываются пластины. Даже при небольшом количестве дросселей можно услышать их шум. Шумовое загрязнение усиливает усталость людей, что сказывается на их производительности, настроении и здоровье. Если с помощью дроссельных светильников сделать «скрытую» подсветку в гипсокартонных нишах потолка, то полости будут служить дополнительным усилителем шума.

Мерцание светового потока с частотой 100 Гц является, пожалуй, самым «вредным» недостатком ЭмПРА. Лампа успевает за одну секунду 100 раз зажечься и погаснуть. Мерцание (пульсация) светового потока приводит к зрительной усталости, которая усиливается при полном отсутствии естественного (солнечного) света в помещении. Усталость приводит к головной боли, рези в глазах, ухудшению зрения. При использовании мониторов в сочетании с люминесцентным освещением отрицательное действие на глаза усиливается. Пульсации светового потока также приводят к стробоскопическому эффекту, когда, например, вращающаяся деталь в станке кажется неподвижной или вращается медленнее, чем на самом деле. Этот эффект очень опасен, так как может привести к травматизму. Поэтому местное освещение станков разрешается выполнять только с лампами накаливания.

Высокие потери электроэнергии в осветительных установках с ЭмПРА обусловлены тем, что дроссель потребляет до 30 % подводимой энергии, превращая ее в ненужное тепло и неприятный шум. Это значит, что люминесцентная лампа мощностью 36 Вт с ЭмПРА из сети потребляет 48 Вт энергии. При большом количестве светильников затраты на тепло и шум в денежном выражении могут быть достаточно высокими.

Учитывая сложившуюся ситуацию в ЕС обычные электромагнитные балласты запрещены в продаже с 2005 г., а к 2017 г. планируется ввести запрет на использование балластов с малыми потерями. На смену электромагнитным ПРА пришли электронные устройства. Современный ЭПРА представляет электронную схему, предназначенную для преобразования электрического напряжения сети в высокочастотное напряжение переменного тока.

В чем принципиальное отличие характеристик ЭПРА от ЭмПРА в свете приведенных ранее недостатков последних.

1. Включение ламп с ЭПРА лишено задержек и миганий. Световой поток появляется сразу, Кроме того, зажигание лампы остается мгновенным даже при температуре до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2. Электронные ПРА работают бесшумно по простой причине – в них нет элементов, способных вибрировать. Даже при большом количестве светильников шум от ЭПРА совсем не слышен.

3. При использовании ЭПРА световой поток люминесцентных ламп практически не пульсирует, так как зажигается и гаснет не 100 а 60 000 раз в секунду (частота питающего напряжения равна 30 кГц). При такой частоте работы лампы пульсация потока имеет место лишь теоретически. Зрительная работоспособность людей при этом не страдает. Ввиду инерционности зрительного ощущения человек не обнаруживает пульсаций уже при частоте 400 Гц. Лампы с ЭПРА могут быть использованы в помещениях с тяжелой зрительной работой. Бесшумная работа светильников (отсутствие низкочастотных шумов), отсутствие пульсаций светового потока и стробоскопического эффекта, гарантированное время включения 0,5 ... 1 с позволяют, используя ЭПРА, соблюдать требования санитарных норм по качеству освещения.

4. Электронные ПРА потребляют всего 2,5 ... 3 % энергии. Более того лампа с ЭПРА генерирует на 10 ... 12 % больший световой поток, так как сокращается время спада и нарастания потока во время переза зажигания. Таким образом, экономия электроэнергии возникает с двух сторон от снижения потерь и от роста светового потока. В результате потребление электроэнергии люминесцентным светильником при использовании такого балласта на 20 ... 25 % ниже.

5. Люминесцентные лампы с ЭПРА имеют на 30 ... 40 % больший срок службы по сравнению с лампами, использующими ЭмПРА, за счет использования режима плавного подогрева нитей накала, стабилизации питающего тока и сокращения времени включения.

6. К техническим преимуществам светильников с ЭПРА следует отнести также: пригодность к эксплуатации в сетях постоянного напряжения 200 ... 250 В (в резервных и аварийных системах освещения); автоматическое отключение ЭПРА в режиме холостого хода и перегорания лампы; защиту от коротких замыканий в цепи лампы; существенно меньший вес; пониженное тепловыделение и высокий коэффициент мощности равный 0,98.

Замена в осветительных установках традиционных ЭмПРА на ЭПРА дает как прямой, так и косвенный экономический эффект. К прямому эффекту относится экономия затрат на оплату электроэнергии и на эксплуатацию осветительной сети. К косвенному эффекту следует отнести более низкую стоимость создания осветительной сети, а также экономию на понижающих трансформаторах 10(6)/0,4 кВ (эффект проявляется в увеличении пропускной способности трансформаторов за счет повышения коэф-

фициента мощности осветительных установок). Это позволяет оценивать эффективность применения ПРА как альтернативу строительству новых трансформаторных подстанций. Если осветительная сеть строится с «нуля», то уменьшение первоначальных затрат может быть достигнуто за счет прокладки проводов меньшего сечения и уменьшения общего количества светоточек. Срок окупаемости ЭПРА составляет примерно 1 ... 2 года.

При покупке ЭПРА следует обращать внимание на качество таких электротехнических изделий. Дело в том, что ЭПРА очень сложное устройство, состоящее из нескольких блоков. Условно, в качественно выполненном ЭПРА должно быть 3 основных блока: высокочастотный генератор, сетевой блок, ламповый блок.

Высокочастотный генератор «умножает» частоту сети 50 Гц до нескольких десятков кГц. Если электронный балласт некачественный, то его высокочастотный генератор может быть неправильно настроен и выдавать частоту, которая будет конфликтовать с инфракрасными передатчиками, работающими на частоте 36 кГц (пульты управления телевизорами, аудиосистемами, кондиционерами и др.).

Следующий очень важный блок – сетевой. Его задача защитить ПРА и лампу от сетевых «неприятностей» – бросков напряжения, помех, провалов напряжения и пр. Также сетевой блок защищает сеть от помех, создаваемых высокочастотным генератором.

И наконец, ламповый блок необходим для того, чтобы правильно разогревать электроды лампы и зажигать ее в нужный момент времени после подачи напряжения, а так же чтобы продлевать ее срок службы и предупреждать порчу самого ЭПРА при выходе лампы из строя.

Некоторые ЭПРА могут вовсе не иметь сетевого и лампового блоков, что делается для удешевления аппарата. В этом случае ЭПРА будет продолжать работать, но доставляя пользователю массу проблем. При этом резко сокращается срок службы осветительной установки. Хорошие качественные балласты не могут быть слишком легкими и маленькими. Качественные ПРА выпускают фирмы Philips, Osram, Tridonic, MagneTek, Vossloh Schwabe, Helvar и некоторые другие.

Качественно выполненному ЭПРА свойственна стабильность освещения, которая в сочетании с другими характеристиками делает его весьма перспективным способом управления газоразрядными лампами, а щадящий режим работы, присущий лампам с ЭПРА нового поколения гарантирует существенное продление срока службы источников света.

Опыт разработки электронных балластов имеется и в нашей стране, на Воронежском заводе полупроводниковых приборов (АООТ «ВЗПП») идет интенсивная разработка и выпуск ЭПРА на различные мощности.

4.6.3 Автоматизация работы осветительных установок

Широкое внедрение ЭПРА позволяет реализовать еще одно эффективное энергосберегающее мероприятие – автоматизировать работу осветительных установок. Такие системы управления осуществляют включение и отключение осветительных приборов при следующих условиях:

- в зависимости от уровня естественной и искусственной освещенности в помещении (например, по сигналам фотореле);
- при достижении определенного времени суток (например, по сигналам таймера);
- при нажатии человеком кнопок управления (например, входя в подъезд, человек включает освещение, а отключение осуществляется автоматически через заданный интервал времени);
- при поступлении сигнала от датчика присутствия.

Управление осветительной нагрузкой при этом может выполняться двумя способами: дискретное управление и плавное изменение мощности для всех светильников или индивидуально для каждого осветительного прибора.

К системам дискретного управления в первую очередь относятся различные фотореле и таймеры, подающие сигнал на отключение осветительной установки в зависимости от уровня освещенности или истечения определенного промежутка времени. Указанный принцип работы присущ также автоматическим выключателям, оснащенным датчиками присутствия. Они отключают светильники в помещении, спустя заданный промежуток времени после того, как из него удалился последний человек. Это наиболее экономичный вид систем дискретного управления, однако, к побочным негативным эффектам его использования относится возможность сокращения срока службы ламп из-за частых их включений и отключений.

Системы плавного регулирования освещения по конструктивному исполнению намного сложнее. В настоящее время многие зарубежные фирмы освоили производство оборудования для автоматизированного управления внутренним освещением. Основные функции таких систем:

- точное поддержание искусственной освещенности в помещениях на заданном уровне (достигается введением в систему управления фотоэлементов, находящихся внутри помещений);
- учет естественной освещенности в помещениях (известно, что при проектировании осветительных установок этот фактор не учитывается);
- учет времени суток и дня недели (используется для борьбы с забывчивостью людей с помощью собственных часов реального времени, установленных в помещении);
- учет присутствия людей в помещении (используется таймер и датчик присутствия);

- дистанционное беспроводное управление осветительными установками (непосредственное дискретное отключение или включение всех или части светильников по команде управляющих сигналов, а также ступенчатое или плавное снижение мощности осветительных установок в зависимости от этих же сигналов).

Системы управления освещением условно можно разделить на два класса локальные и централизованные.

Локальная система осуществляет управление только одной группой светильников, выполняется в малогабаритных корпусах, закрепляется непосредственно на светильнике или на колбе одной из ламп. Централизованные системы управления освещением, наиболее полно отвечающие названию «интеллектуальные», строятся на основе микропроцессора и обеспечивают управление несколькими сотнями светильников.

Принципиально все системы управления освещением построены по одинаковой схеме (рисунок 4.13) и содержат: регуляторы светового потока; регулируемые источники света; датчики суммарной освещенности, присутствия и реального времени; иногда – программаторы, в которых заранее устанавливается программа изменения освещенности на определенный период (рабочий день, неделю, год). Основой всех систем управления служат регулируемые ЭПРА для линейных и компактных люминесцентных ламп, фазовые регуляторы для ламп накаливания и конверторы для светодиодов.

Системы управления освещением эксплуатируются в европейских странах более 10 лет, при этом производится их постоянная модификация и наблюдается рост продаж. В России достаточно высококачественные системы управления освещением были разработаны в ВИСИ и Ленинградском НИИ точной механики, однако серийный выпуск таких систем так и не был налажен.

При использовании систем управления освещением экономия электроэнергии достигается за счет нескольких факторов.

Во-первых, в начальный период эксплуатации люминесцентных ламп, а также при избыточном (по строительным, архитектурным и другим соображениям) количестве светильников создаваемая в помещении освещенность может быть завышена и с помощью рассматриваемой системы может уменьшаться до требуемого значения, что позволяет снизить электропотребление на 15 ... 25 %.

Во-вторых, наибольшее значение экономии обеспечивает рациональное использование естественной освещенности (переход от искусственного освещения к естественному освещению), так как в течение достаточно большого времени суток освещение может быть вообще отключено, либо включено на минимальную мощность (до 10 %). Экономия электроэнергии в этом случае может составить 25 ... 40 %.

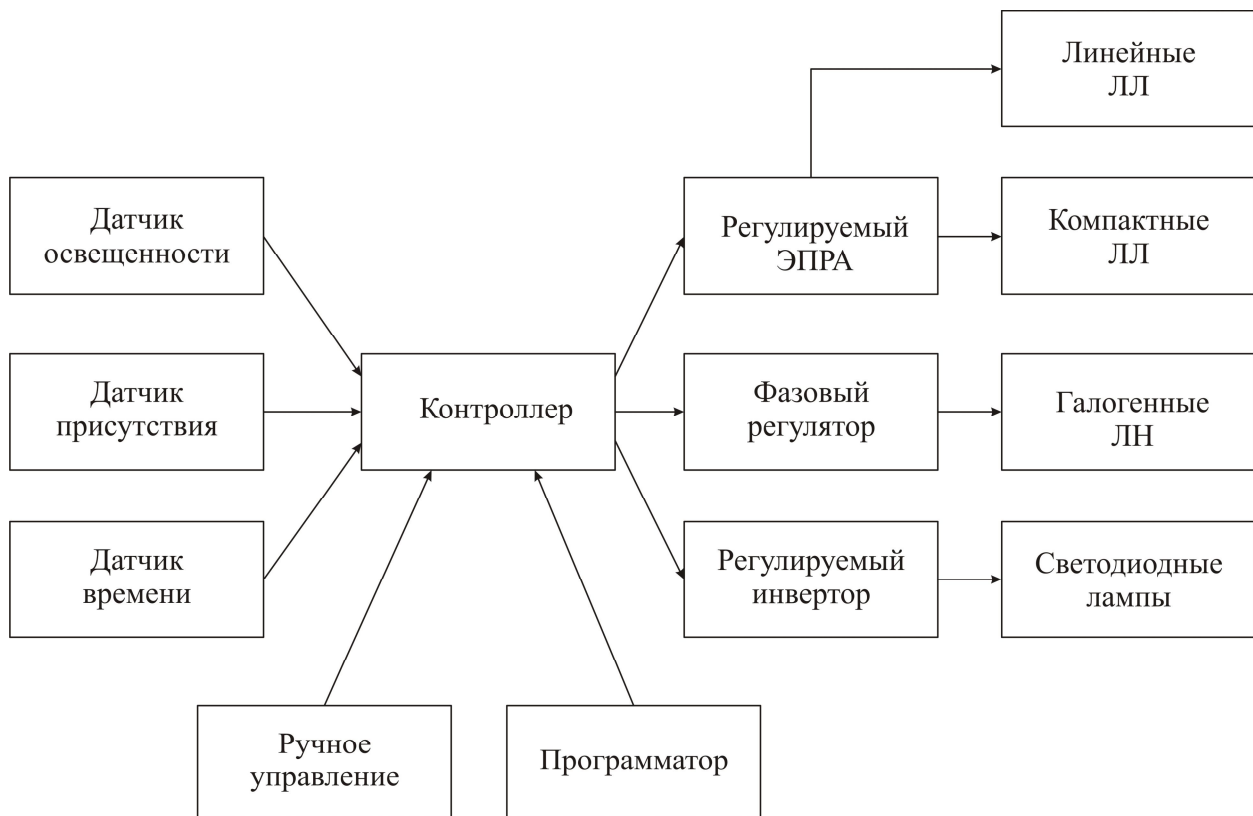


Рисунок 4.13 – Структурная схема автоматизированной системы управления освещением

В-третьих, часовая наработка осветительных установок при отсутствии автоматического управления также превышает рациональное значение, так как при стихийном управлении искусственное освещение остается включенным при отсутствии людей в помещении, а также в нерабочее время из-за забывчивости персонала (экономия 10 ... 25 %).

В результате, общая экономия электроэнергии от внедрения автоматизированного управления осветительными установками может достигать 75 % от объема электроэнергии, потребляемой неуправляемой осветительной установкой. В условиях Западной Европы срок окупаемости таких систем управления, установленных в административных зданиях, за счет экономии электроэнергии составляет от полутора до трех лет. При этом следует учитывать комфортность, которая достигается при такой организации освещения.

4.6.4 Правильный выбор и рациональное размещение светильников

По указанному направлению экономии электроэнергии рекомендуются следующие мероприятия.

1. Для повышения экономичности осветительных установок помимо традиционно применяемых «равномерных» схем с расположением све-

тильников в вершинах прямоугольников или ромбов перспективно размещение светильников общего освещения по углам квадратных полей с учетом наивыгоднейшего относительного расстояния между ними.

Применение систем комбинированного освещения целесообразно для зрительных работ II разряда, когда площадь на одного работающего в помещении составляет в среднем 3 м^2 и более, для III разряда, когда площадь на одного работающего – 5 м^2 и более, а для IV разряда – 10 м^2 и более.

Применение локализованного размещения системы общего освещения рекомендуется в помещениях с несимметричным расположением технологического оборудования и малой плотности его размещения, а также при выполнении в помещении зрительных работ различной точности.

2. Совершенствование схем питания и распределения электроэнергии предполагает выбор места размещения пунктов питания и прокладки трасс электрических сетей, а также выбор напряжения источников питания. Указанные вопросы решаются при разработке проектной документации. Например, применение газоразрядных ламп высокого давления, рассчитанных на напряжение 380 В, целесообразно не только на предприятиях, где используется система напряжений 660/380 В, но и в случае использования напряжения 380/220 В при включении светильников на линейное напряжение, что позволяет получить значительную экономию электроэнергии.

3. Правильный выбор количества осветительных приборов заключается в следующей рекомендации. Использование нескольких ламп малой мощности вместо одной мощной лампы являются более декоративным, но требуют больше энергии. Так, применение четырех люминесцентных ламп мощностью 20 Вт вместо двух по 40 Вт снижает освещенность на одну треть.

4. Использование осветительных приборов в арматуре промышленного изготовления сокращает расход электроэнергии по сравнению с применением открытых ламп в 1,5 раза.

4.6.5 Своевременное и качественное обслуживание осветительных установок

Существенное влияние на эффективность использования осветительных установок оказывает качественное проведение эксплуатационных мероприятий.

Проверка уровня освещенности. Первой задачей, которая может дать положительный эффект с точки зрения экономии электроэнергии, является проверка соответствия фактической освещенности на рабочих местах требованиям нормативных документов. В нашей стране действуют научно обоснованные нормы освещенности.

Фактическую освещенность на рабочих местах можно определить по формуле

$$E_{\phi} = NnFh/S, \quad (4.47)$$

где N – число светильников, шт;

n – число ламп в каждом светильнике, шт;

F – световой поток каждой лампы, лм;

h – коэффициент использования светового потока;

S – площадь помещения, м².

Коэффициент использования светового потока зависит от многих факторов и изменяется в пределах от 0,16 до 0,84.

В случае завышения норм лампы следует заменить на менее мощные, что избавит от излишнего расхода электроэнергии. Экономия электроэнергии в этом случае может составить

$$\Delta \mathcal{E} = (P_{\phi} - P_{\pi}) k_c t_{и}, \quad (4.48)$$

где P_{ϕ} – фактическая мощность ламп, кВт;

P_{π} – проектная или требуемая по нормам освещенности мощность, кВт;

k_c – коэффициент спроса осветительной установки (для производственных помещений $k_c = 0,98 \dots 1,0$, для бытовых помещений – $k_c = 0,8$, для складских помещений – $k_c = 0,6$);

$t_{и}$ – время максимума осветительной нагрузки, ч (для производственных помещений $t_{и} = 500 \dots 800$ ч, мастерских – $t_{и} = 1500$ ч, уличного освещения – $t_{и} = 1200$ ч).

Пример 4.11. На объекте установлено 138 светильников с лампами накаливания мощностью 100 Вт каждая. Проверка освещенности показала, что можно заменить лампы мощностью 100 Вт на лампы мощностью 75 Вт. Определить экономию электроэнергии, если $k_c = 0,6$, $t_{и} = 1500$ ч.

Решение.

По формуле (4.48) определяем

$$\Delta \mathcal{E} = (P_{\phi} - P_{\pi}) k_c t_{и} = (138 \cdot 100 - 138 \cdot 75) \cdot 0,6 \cdot 1500 \cdot 10^{-3} = 3105 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Своевременная замена изношенных ламп до выхода их из строя. Световой поток ламп к концу срока службы значительно снижается в следующих размерах: у ламп накаливания на 15 %, у люминесцентных ламп с ЭмПРА на 40 ... 45 %, у люминесцентных ламп с ЭПРА на 15 %, у ламп ДРЛ на 30 %. Учитывая низкий уровень эксплуатации осветительных установок и спад светового потока ламп за их срок службы, проектировщики зачастую завышают установленную мощность осветительных приборов в 1,5 ... 2 раза. Это делается для того, чтобы поддерживать уровень освещенности.

щенности близкий к нормированному значению, что приводит к большим потерям электроэнергии.

Поэтому целесообразно определять полезный срок службы ламп и к концу срока службы проводить групповую замену их. К преимуществам групповой замены ламп относятся более высокий средний световой поток при повышенной эффективности осветительной установки, меньшие затраты труда и времени на эксплуатацию. В качестве недостатка такого способа замены ламп необходимо рассматривать повышенный расход ламп.

Поддержание номинального напряжения в осветительной сети. Согласно ГОСТ 13109-97 допустимые отклонения напряжения на выводах ламп регламентируются в пределах от $-2,5\%$ до $+5\%$ номинального напряжения. Уменьшение питающего напряжения на один процент вызывает снижение светового потока ламп накаливания на $3 \dots 4\%$, люминесцентных ламп – на $1,5\%$, ламп ДРЛ – на $2,2\%$.

Повышение напряжения в электрической сети на 10% приводит к увеличению потребляемой мощности ламп накаливания на $16,4\%$, люминесцентных ламп – на 20% , дуговых ртутных ламп – на 24% , а также вызывает значительное уменьшение их срока службы.

Основной причиной, вызывающей изменения напряжения в электрической сети являются пусковые токи крупных электродвигателей, повышенное напряжение в сети в ночное время, когда выключаются компенсирующие устройства и суточные изменения нагрузки. Для устранения влияний отклонений напряжения электрической сети применяются специальные трансформаторы для осветительной нагрузки, компенсирующие устройства, тиристорные ограничители напряжения. Эффективность таких мер подтверждена опытом эксплуатации.

Равномерное распределение нагрузки по фазам. Неравномерное распределение нагрузки по фазам характерно для городских и сельских сетей. В результате ассиметричного распределения нагрузок ток в нейтральном проводе составляет $20 \dots 40\%$ фазного тока, что приводит к дополнительным потерям электроэнергии. Эксплуатационным службам необходимо не менее двух раз в год проверять нагрузку по фазам и перераспределять ее.

Отключение части светильников. В производственных и общественных помещениях должно обеспечиваться отключение ряда осветительных приборов, расположенных параллельно окнам. Это может дать снижение расхода электроэнергии на $5 \dots 10\%$. В помещениях с совместным (естественным и искусственным) освещением рекомендуется производить включение и отключение отдельных групп осветительных приборов в зависимости от уровня освещенности, создаваемого естественным светом в различных зонах помещения.

Отключением источников света в дневное время. Суточная экономия электроэнергии при соблюдении графика включения и отключения освещения в этом случае устанавливается по выражению

$$\Delta \mathcal{E} = P k_c \left(t_p - \frac{t_n}{365} \right), \quad (4.49)$$

где P – мощность всех ламп определенного вида осветительной нагрузки, кВт;

k_c – коэффициент спроса;

t_p – продолжительность включения рабочего освещения в дневное время, ч;

t_n – время максимума осветительной нагрузки, ч.

Рациональная работа уличного освещения. С целью экономии электрической энергии целесообразно не допускать работу уличного освещения в дневное время, а рабочего освещения производственных помещений в нерабочее время. Для наружного освещения территорий предприятий и населенных пунктов целесообразно устройство дистанционного, телемеханического и автоматического управлений. Для этой цели могут быть использованы фотореле ФР-1, ФР-2, ящики дистанционного управления ЯУ-512, ЯУ-516. В схемах управления производственным освещением эффективно применять программируемое реле времени 2РВМ.

Автоматизация управления уличным освещением дает экономию электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E} = P(t_1 - t_2), \quad (4.50)$$

где P – мощность светильников уличного освещения, кВт;

$(t_1 - t_2)$ – сокращение рабочего времени уличного освещения, ч.

Количественно экономия электроэнергии при проведении такого мероприятия может достигать 10 ... 15 %.

Пример 4.12. Мощность осветительной нагрузки уличного освещения составляет 21,3 кВт. Определить экономию электроэнергии при переходе с ручного на автоматическое управление, если время использования осветительной нагрузки удалось сократить с 4400 до 2900 ч в год.

Решение.

По формуле (4.50) имеем

$$\Delta \mathcal{E} = P(t_1 - t_2) = 21,3(4400 - 2900) = 31950 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Чистка светильников, стен, потолков и окон. Очистка осветительной арматуры от загрязнений имеет большое значение для рационального использования электроэнергии. Так, при сильном загрязнении осветитель-

ной арматуры освещенность на объекте может быть понижена в несколько раз. Это приводит к необходимости использования ламп повышенной мощности, увеличению числа светильников, т. е. перерасходу электрической энергии.

Периодичность чистки светильников регламентирована:

- для помещений с большим выделением пыли, дыма, копоти (плавильные, литейные, кузнечные цеха, цементные и обогатительные предприятия, склады сыпучих материалов) – 2 раза в месяц;
- для помещений со средним выделением загрязняющих компонент (прокатные, механические, сборочные цеха) – 1 раз в 2 месяца;
- для помещений с малым выделением пыли (лаборатории, конструкторские бюро, склады) – 1 раз в 3 месяца;
- для наружного освещения – 1 раз в 4 месяца.

На освещенность рабочих мест существенно влияет также чистота отражающих поверхностей потолков и стен помещений. Строительными нормами предусматривается побелка потолков и верхней части стен производственных помещений. Побеленный потолок имеет коэффициент отражения 70 %. Там, где стены и потолки покрыты пылью, в неоштукатуренных помещениях или в помещениях с темными стенами коэффициент отражения не превышает 10 %. Окраска стен в теплые тона позволяет сэкономить 5 ... 10 % электроэнергии, а также увеличить уровень освещенности при естественном и искусственном освещении.

Со временем уменьшается прозрачность стекол оконных проемов зданий, их поверхность тускнеет, становится шероховатой, они с трудом пропускают солнечный свет. На стенах накапливается столько грязи, что даже с использованием современных чистящих средств ее трудно удалить. Рекомендуется 1 раз в 5 ... 7 лет заменять остекление окон. Чистку остеклений окон и световых фонарей целесообразно проводить не реже двух раз в год.

Оснащение эксплуатационных подразделений средствами обслуживания осветительных установок. Совершенствование эксплуатации осветительных установок немыслимо без организации производства средств обслуживания таких установок (прежде всего средств доступа к светильникам). В практику работы электрохозяйств следует ввести сервисное обслуживание новых осветительных установок. Немаловажное значение имеет выпуск в достаточном количестве запасных частей, материалов и инструмента, а также разработка специализированного диагностического оборудования. В электрохозяйствах должны использоваться утвержденные расценки на выполнение работ по обслуживанию осветительных установок. Направление работ по обслуживанию осветительных установок следует укомплектовать эксплуатационным персоналом.

4.7 Экономия электроэнергии путем улучшения характеристик общепромышленных технических установок

К общепромышленному оборудованию, которое имеется практически на каждом предприятии и в организации, следует отнести: насосы, вентиляторы, компрессоры, подъемно-транспортное и сварочное оборудование.

Насосные установки. Насосные установки наибольшее распространение получили в системах водоснабжения. Резервы экономии электроэнергии в таких системах связаны с работой насосов, сетей и потребителей воды.

Удельный расход электроэнергии w (кВт·ч) при перекачке воды насосом любой конструкции определяется по формуле

$$w = (0,00272H)/(\eta_d / \eta_n), \quad (4.51)$$

где H – напор водяного столба, м;
 η_d – КПД электродвигателя;
 η_n – КПД насоса.

Коэффициент полезного действия поршневых насосов составляет 0,6 ... 0,9 (центробежных насосов низкого напора – 0,4 ... 0,7; среднего напора – 0,5 ... 0,7, высокого напора – 0,6 ... 0,8). Насосы новых конструкций имеют КПД до 0,9. Такое высокое значение КПД обеспечивается благодаря минимальным зазорам в уплотнениях, изменения геометрии конструкции насоса и др.

Экономия электроэнергии при замене малопроизводительных насосов на насосы с более высокой производительностью и КПД можно вычислить по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = 0,00272 \frac{HQ t}{\eta_{\text{ном}} (\eta_n'' - \eta_n')}, \quad (4.52)$$

где H – напор, м;
 Q – подача нового насоса, м³/ч;
 t – время работы насоса в течение года, ч;
 $\eta_{\text{ном}}$, η_n'' , η_n' – КПД электродвигателя, КПД нового и заменяемого насоса.

Пример 4.13. Определить экономию электроэнергии от замены насоса чистой жидкости С 569М, имеющего $Q = 40$ м³/ч, $H = 20$ м, $\eta_n = 20$ % на насос НСЦ 4 с $Q = 36,4$ м³/ч, $H = 15,9$ м, $\eta_n = 50,2$ %. Длительность расчетного периода принять равной 1 году, КПД электродвигателя – 85 %.

Р е ш е н и е.

Годовая экономия электроэнергии составит

$$\Delta \mathcal{E} = 0,00272 \frac{HQt}{\eta_{\text{НОМ}}(\eta''_{\text{н}} - \eta'_{\text{н}})} = 0,00272 \frac{36,4 \cdot 15,9 \cdot 8760}{0,85(0,502 - 0,200)} = 53721 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Регулирование режима работы насоса можно осуществить напорной или приемной задвижкой, изменением частоты вращения электродвигателя, изменением числа работающих насосов. При регулировании задвижкой с уменьшением расхода воды КПД насоса снижается, а напор возрастает, следовательно, удельный расход энергии повысится. При регулировании изменением частоты вращения электродвигателя КПД насоса и электродвигателя снижаются, уменьшается и напор воды при практически не изменяющемся расходе электроэнергии. При изменении числа работающих насосов КПД двигателя и насоса сохраняется, величина напора, а также расхода электроэнергии на водоснабжение снижаются.

Самыми экономичными следует признать частотное регулирование, а также изменение количества работающих насосов, хотя использование последнего способа имеет свои недостатки за счет конструктивного усложнения системы подачи воды, а также за счет использования нескольких насосов, задвижек, трубопроводов и т. д.

Вентиляторы. Экономия электроэнергии при использовании систем вентиляции связана с совершенствованием конструкции вентиляторов и регулированием их производительности. При замене вентиляторов старых типов на современные экономия электроэнергии может составить

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{thQ(\eta_2 - \eta_1)}{10^3 \eta_1 \eta_{\text{НОМ}} \eta_{\text{с}}}, \quad (4.53)$$

где t – время работы вентилятора, ч;

h – давление, обеспечиваемое вентилятором, Па;

Q – подача вентилятора, м³/ч;

$\eta_1, \eta_2, \eta_{\text{НОМ}}, \eta_{\text{с}}$ – КПД заменяемого, устанавливаемого вентиляторов, электродвигателя и сети.

Путем усовершенствования конструкции вентиляционных установок (изменением угла расположения лопаток на рабочем колесе, поворотом лопаток направляющего аппарата) также можно добиться снижения потребления электроэнергии. В этом случае экономию электроэнергии определяют по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{Q_1 h_1 \eta_1 - Q_2 h_2 \eta_2}{10^3 \eta_2 \eta_{\text{НОМ}} \eta_{\text{с}}} t, \quad (4.54)$$

где Q_1, Q_2 – подача вентилятора до и после изменения режима работы;

h_1, h_2 – давление, обеспечиваемое вентилятором до и после изменения режима;

η_1, η_2 – КПД вентиляторов до и после изменения режима или реконструкции.

Установлено, что, например, изменением угла установки лопаток колеса вентилятора можно достичь экономии электроэнергии в размере 5 ... 10 %. Однако более эффективным по сравнению с рассматриваемым способом следует признать все-таки использование многоскоростных электродвигателей.

Достаточно часто вентиляторы работают в составе электрокалориферных установок. Общий расход электроэнергии при работе электрокалориферной установки определяется по формуле

$$\mathcal{E} = \left[\frac{Y_{н.э}}{3600\eta_k} + P_{ном} \right] t, \quad (4.55)$$

где $Y_{н.э}$ – теплопроизводительность нагревательных элементов установки, кДж/ч;

η_k – КПД электрокалорифера (в обогреваемых помещениях $\eta_k = 1$, в подсобных помещениях $\eta_k = 0,95 \dots 0,97$);

$P_{ном}$ – номинальная мощность электродвигателя вентилятора, кВт;

t – продолжительность работы электрокалорифера, ч.

При использовании электрокалориферных установок проблема рационального использования электроэнергии связана не только с выбором эффективного вентиляционного оборудования, но и с теплоизоляцией помещений и систем подачи теплого воздуха. Проведение таких мероприятий позволит сократить время работы электрокалориферных установок и количество потребляемой электроэнергии.

Пример 4.14. На строительном объекте используется воздухоподогреватель ВЭП 6 теплопроизводительностью 55000 кДж/ч с нагревателем мощностью 16 кВт и электродвигателем вентилятора мощностью 11 кВт. Путем теплоизоляции помещения и трубопроводов удалось снизить продолжительность работы электрокалорифера с 2000 ч до 1500 ч в год. Определить годовую экономию электроэнергии, приняв КПД установки 1,0.

Решение.

1. Определяем годовой расход электроэнергии при использовании воздухоподогревателя без проведения технических мероприятий по экономии электроэнергии

$$\mathcal{E}_1 = \left[\frac{Y_{н.э}}{3600\eta_k} + P_{ном} \right] t = \left[\frac{55000}{3600 \cdot 1} + 11 \right] 2000 = 52555 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

2. Рассчитываем годовой расход электроэнергии после проведения мероприятий по сокращению теплопотерь

$$\mathcal{E}_2 = \left[\frac{Y_{н.э}}{3600\eta_k} + P_{ном} \right] t = \left[\frac{55000}{3600 \cdot 1} + 11 \right] 1500 = 39416 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

3. Устанавливаем годовую экономию электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2 = 52555 - 39416 = 13139 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Существуют и другие мероприятия, позволяющие повысить эффективность использования вентиляционных установок. Например, автоматическое регулирование вентиляторов по температуре наружного воздуха дает 10 ... 15 % экономии электроэнергии. За счет применения блокировки вентиляторов тепловых завес устройствами открывания и закрывания ворот позволяет получать экономию, определяемую из выражения

$$\Delta \mathcal{E} = P(t_1 - t_2), \quad (4.56)$$

где P – мощность оборудования тепловой завесы, кВт;

t_1 – время работы тепловой завесы в течение отопительного периода;

t_2 – время, необходимое для работы тепловой завесы при открытых воротах.

Эффективным является также отключение вентиляционных установок во время межсменных и обеденных перерывов. Экономия электроэнергии в этом случае определяется по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = P\tau, \quad (4.57)$$

где P – установленная мощность привода вентилятора, кВт;

τ – продолжительность отключения вентиляционной установки, ч/год.

Компрессоры. Наибольшее распространение в промышленности получили поршневые компрессоры. Повышение эффективности использования компрессорного оборудования связано с совершенствованием конструкции самих агрегатов и рациональным распределением, транспортировкой и использованием сжатого воздуха. Годовая экономия электроэнергии при замене компрессора старой конструкции на новое более эффективное изделие может составить величину, определяемую по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = (P_{ст} - P_{нов})t, \quad (4.58)$$

где $P_{ст}$, $P_{нов}$ – мощность компрессоров, соответственно, старой и новой конструкции, кВт;

t – время работы компрессора в течение года, ч.

Одним из возможных путей сокращения расхода сжатого воздуха и экономии электроэнергии является подогрев его после компрессора. Эффект при этом в виде экономии электроэнергии определяется по выражению

$$\Delta \mathcal{E} = 0,22Q\Delta\theta wt, \quad (4.59)$$

где Q – расход сжатого воздуха, м³/мин;

$\Delta\theta$ – разность температур до и после устройства теплоизоляции воздухопровода (в среднем за год), °С;

w – удельный расход электроэнергии на выработку 1 м³ сжатого воздуха, кВт·ч/м³;

t – время работы компрессора в год, ч.

Пример 4.15. Определить экономию электроэнергии при работе компрессора в случае подогрева сжатого воздуха, идущего к пневмоинструменту, теплотой отходящих газов от 10 до 30 °С при следующих исходных данных: $Q = 5$ м³/мин, $t = 1000$ ч в год, $w = 0,1$ кВт·ч/м³.

Решение.

По формуле (4.59) определяем

$$\mathcal{E} = 0,22Q\Delta\theta wt = 0,22 \cdot 5 \cdot 20 \cdot 0,1 \cdot 1000 = 2200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Большие резервы по экономии электроэнергии связаны с рациональным использованием сжатого воздуха. При этом приходится решать две задачи: сокращение неоправданных потерь в сетях сжатого воздуха и рациональное использования сжатого воздуха самими потребителями. Ликвидация утечек сжатого воздуха способствует уменьшению годового потребления электроэнергии в следующих размерах

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_0^m q_i wt, \quad (4.60)$$

где q_i – расход воздуха через i -е отверстие или неплотность, м³/ч;

w – удельная мощность на выработку сжатого воздуха, кВт/м³;

t – время утечки в течение года, ч.

Величина утечек гиперболически увеличивается с ростом диаметра отверстия и давления в сети. В настоящее время отсутствуют нормативы, регламентирующие утечки. Однако это не должно препятствовать систематическим проверкам трубопроводов сжатого воздуха на плотность, так как эффект от такой работы несомненно будет.

Сварочные установки. В сварочном производстве наибольшее распространение получили дуговая и контактная сварка. Удельный расход электроэнергии (кВт·ч/кг) при дуговой электросварке определяется по формуле

$$\Delta \mathcal{E} = k_x \frac{U}{k_{\text{нп}} \eta}, \quad (4.61)$$

где k_x – коэффициент, учитывающий потери холостого хода источника питания (при сварке на переменном токе и отключении его на холостом ходу $k_x = 1$, при сварке на постоянном токе $k_x = 1,17$);

U – напряжение сварочной дуги, В;

$k_{\text{нп}}$ – коэффициент наплавки (при электросварке на переменном токе $k_{\text{нп}} = 6 \dots 8$ кг/(кА·ч);

η – КПД источника питания.

Комплекс работ по рациональному использованию электросварочного оборудования включает следующие мероприятия:

- перевод сварочных установок с постоянного тока на переменный ток. Сварочные установки на постоянном токе следует применять только при повышенных требованиях к качеству свариваемых соединений, при автоматической сварке, при отсутствии переменного напряжения. У сварочных установок на переменном токе более высокий КПД, они просты в обслуживании, их оборудование является более дешевым;

- замена, где это возможно, ручной дуговой сварки на механизированную или автоматическую сварку. Удельный расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при ручной дуговой электросварке составляет 2,9 кВт·ч/кг, а при автоматической или полуавтоматической сварке под флюсом – 2,0 кВт·ч/кг. Замена ручной дуговой сварки точечной контактной сваркой требует изменения технологии работ, но при этом расход электроэнергии сокращается в 2 ... 2,5 раза. Применение полуавтоматической и автоматической сварки в среде углекислого газа обеспечивает снижение удельного расхода электроэнергии примерно на 40 %;

- внедрение схем ограничения холостого хода сварочных трансформаторов и преобразователей;

- правильный выбор электродов, например, применение электродов с покрытием из порошка железа снижает удельный расход электроэнергии примерно на 8 %, использование рутиловых электродов – на 10 %, а замена сплошной электродной проволоки на проволоку порошковой конструкции – на 8 ... 12 %:

- выполнение швов заданных размеров (использование при этом шаблонов, подгонка деталей для получения малых размеров 2 ... 3 мм), При сварке изделий с завышенными зазорами расход электродов, времени сварки и расход электроэнергии возрастают;

- выбор сварочного тока в зависимости от диаметра и материала электрода, контроль режима сварки по приборам;

- предварительная очистка поверхностей свариваемых деталей от окислыны, ржавчины и грязи;
- систематическая проверка контактов и качественный ремонт сварочного оборудования;
- выбор сварочных проводов, соответствующих реальной нагрузке.

4.8 Экономия электроэнергии в бытовой сфере

Коммунально-бытовые потребители наименее управляемый сектор. Для экономии электроэнергии в этой области в первую очередь необходимо проведение разъяснительной работы по правильной установке и эксплуатации электробытовых приборов. Необходимо регулярно информировать жителей о состоянии электропотребления, способах экономии электроэнергии, мерах по сокращению ее потребления в каждой квартире и на обслуживаемой общедомовой территории. Нужна активная пропаганда преимуществ от применения энергоэффективной бытовой техники и осветительных приборов.

В настоящее время почти вся европейская бытовая техника имеет специальную евронаклейку с обозначением класса по энергосбережению от А до G данного устройства. Также на устройстве может указываться годовое потребление электроэнергии в кВт·ч. Каждому классу энергосбережения соответствует определенный уровень электропотребления. Например, по данным фирмы Самсунг применительно к стиральным машинам при загрузке 1 кг хлопкового белья и температуре стирки 95 °С при классе А расходуется до 0,19 кВт·ч электроэнергии, для класса В – от 0,19 до 0,23 кВт·ч, а при классе С – от 0,23 до 0,27 кВт·ч. Аналогичная картина наблюдается при использовании холодильников: холодильник с классом В потребляет 1,26 кВт·ч в сутки, а холодильник с классом С – 1,45 кВт·ч в сутки. Маркировка осветительных приборов также имеет европейскую классификацию от А до G.

При рассмотрении вопроса экономии электроэнергии в коммунально-бытовой сфере, прежде всего, следует обратить внимание на использование двухтарифных счетчиков электрической энергии, которые позволяют экономить электроэнергию за счет дневных и ночных тарифов. Ночной тариф может быть в несколько раз дешевле дневного тарифа. Если вы «сова» и ложитесь спать очень поздно, то такое решение позволит вам увеличить экономию средств на оплату электроэнергии. Кроме того, нужно учитывать, что холодильник работает круглые сутки, а на него приходится до четверти всей потребляемой квартирой электроэнергии. То же самое относится к котлам индивидуального отопления с постоянно или периодически включаемым насосом. Нельзя забывать также о функции

«отложенная стирка» в стиральных машинах, если вам приходится стирать довольно часто.

Применительно к осветительным установкам в бытовом секторе есть несколько простых правил, позволяющих существенно уменьшить электропотребление: необходимо использовать дневной свет, пока это возможно; целесообразно использовать устройства автоматического отключения осветительных приборов на лестничной клетке и в прихожей; рекомендуется применять белые тона стен и отражателей абажуров; и естественно использовать энергосберегающие лампы. Кроме того нужно научиться максимально эффективно использовать зональное освещение в квартире. Что это такое? Это настольные лампы, прикроватные светильники, настенные бра и торшеры. То есть источники света, которые освещают только часть комнаты. Например, при чтении совершенно необязательно включать большую люстру на 3 стоваттных лампы, а достаточно одного настольного или прикроватного светильника с лампой в 40–60 Вт. Ну а золотым правилом экономии при использовании осветительных приборов является следующее: «Уходя – гасите свет!».

Значительный объем электропотребления в быту приходится на холодильные установки, которые целесообразно покупать класса А по энергосбережению. Холодильник не рекомендуется устанавливать рядом с отопительными батареями или плитой, а также ставить в него теплую пищу. Несоблюдение этих правил приводит к ненужному перерасходу электроэнергии за счет усиленной работы холодильника. Холодильник будет расходовать меньше энергии, если поставить его возле наружной стены, но не вплотную к ней. Чем больше воздушный зазор между задней стенкой холодильника и стеной – тем ниже температура теплообменника и эффективнее его работа. Не следует забывать, что наледь на стенках холодильника и морозильной камеры также увеличивают расход электроэнергии на 15 ... 20 %, поэтому его необходимо регулярно 2–3 раза в год размораживать.

Эффективным методом экономии электроэнергии при использовании стиральных машин является снижение частоты стирок. Следует избегать неполной или чрезмерной загрузки стиральных машин (перерасход электроэнергии в этом случае может составить 10 ... 15 %). Стиральную машину желательно иметь класса А по энергосбережению. Только при очень грязном белье необходимо устанавливать более высокую температуру стирки. Не очень грязное белье выстирывается при 40 °С. Необходимо использовать экономичные программы, рекомендуемые инструкцией по эксплуатации такого оборудования, например, 60 °С вместо 90 °С, не обязательно применять предварительную стирку.

При проведении глажки белья следует шире использовать остаточное тепло утюга. После его отключения в нем сохраняется остаточное те-

пло, которого хватит на несколько минут глажки. Слишком сухое или слишком влажное белье приходится гладить дольше, чем немного влажное, а значит, происходит большой расход энергии. Гладильная доска с отражателем – также отличный способ экономии электроэнергии.

При приготовлении пищи на электроплитах необходимо применять посуду с дном, которое равно диаметру конфорки или чуть его превышает. Посуда с искривленным дном может привести к перерасходу энергии на 40 ... 60 %. Кастриюлю следует ставить на подходящую конфорку, варить необходимо только с крышкой, так как варка без крышки требует в несколько раз большей энергии. «Быстрые» кастрюли экономят до 50 % энергии, не рекомендуется использовать предварительный прогрев духовки.

Для того чтобы вскипятить один литр воды в электрическом чайнике нужно в два раза меньше электроэнергии, чем при выполнении этой операции на электрической плите. То есть имеет смысл перед варкой пищи вскипятить нужное количество воды в электрическом чайнике, а потом перелить воду в кастрюлю на плите. Это не только значительно экономит электроэнергию, но и уменьшает время приготовления пищи. В тоже время не стоит кипятить полтора литра воды в электрическом чайнике, если вы хотите выпить, лишь чашку чая. Для разумного использования электроэнергии в электрочайник следует наливать ровно столько воды, сколько вам необходимо именно сейчас. Необходимо также своевременно удалять накипь в электрочайнике. Накипь обладает малой теплопроводностью (почти в 30 раз хуже, чем металл), поэтому вода в сосуде с накипью нагревается медленнее, что приводит к дополнительному расходу электроэнергии.

Что касается других нагревательных устройств, имеется в виду батареи отопления, дополнительных электрообогревателей и т. д., то здесь рекомендуется утеплить окна, установить на батареи регуляторы теплоотдачи, не заставлять батареи мебелью, за батареями разместить теплоотражающие экраны.

Большое значение с точки зрения экономии электроэнергии в бытовом секторе имеет правильное использование устройств бытовой электроники (телевизоры, музыкальные центры, компьютеры и др.). Даже в режиме ожидания бытовые электронные приборы потребляют электроэнергию. Каждый из них потребляет в этом режиме от 3 до 10 Вт, но в течение года дополнительный расход электроэнергии может составить 300 ... 400 кВт·ч. Например, маленькая «безобидная» зарядка от сотового телефона, оставленная в розетке после того как телефон зарядился, в течение года принесет убыток в 200 ... 250 руб. Конечно, нет смысла постоянно включать и отключать компьютер, если он используется в течение дня, поскольку это негативно скажется на его функционировании. Однако во время перерыва рекомендуется отключать монитор, как наиболее энерго-

емкий элемент. Периферийные устройства, такие как принтеры и сканеры следует включать в сеть только тогда, когда они необходимы. Остальные электронные устройства могут быть отключены с помощью специального тройного переключателя.

Для зарядки сотовых телефонов удобно использовать солнечные зарядные устройства. Сегодня рынок предлагает большое количество солнечных зарядок. Например, сотовый телефон с аккумулятором напряжением 3,6 В заряжается от такого устройства в течение 12 часов. Такого заряда хватит на 1,5 часа непрерывной работы или 30 ... 60 часов работы в режиме ожидания.

Все перечисленные мероприятия широко и с успехом применяются за рубежом. Одной из причин столь внимательного отношения в этих странах к проблеме энергосбережения является тарифная политика. За рубежом электроэнергия для бытового потребления в несколько раз выше, чем электроэнергия для промышленных предприятий. К сожалению, в нашей стране по ряду объективных и субъективных причин пока что наблюдается обратная картина. Но это не должно служить препятствием для проведения всеобщей разъяснительной работы среди населения по бережному и экономному отношению к используемой электрической энергии.

5 Выполнение персоналом электротехнической службы функций представителя заказчика при проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию электроустановок

5.1 Проектирование и строительство объектов электроснабжения

Разработку проектной документации установок электроснабжения в основном проводят специализированные организации. Электротехническая часть проекта иных объектов промышленного, сельскохозяйственного и коммунально-бытового назначения может быть выполнена другими организациями.

Первичными документами для проектирования системы электроснабжения объекта являются: задание на проектирование, Технические условия (ТУ) на подключение к сетям энергосистемы, договор на выполнение проектно-изыскательских работ.

Задание на проектирование выдает заказчик. При этом исходят из необходимости обеспечения требуемых показателей надежности, наиболее экономичного использования труда, денежных и материальных ресурсов, повышения эффективности капитальных вложений. Задание должно быть четким, ясным, кратким. В нем указываются: место строительства объекта, ориентировочная мощность, источники питания, приблизительная стоимость, очередность строительства и другие сведения. Для проектирования системы электроснабжения вместе с заданием заказчик выдает проектной организации согласованные с землепользователем трассы линий электропередачи, акты выбора площадок для строительства трансформаторных подстанций, а также ТУ энергоснабжающей организации (ТУ являются составной частью договора на присоединение объекта к сетям энергосистемы).

Энергоснабжающая организация обычно в двухнедельный срок выдает предварительные ТУ на присоединение к сетям энергосистемы объектов электрификации после получения заявки от заказчика или по его поручению от проектной организации, а после утверждения акта о выборе площадки под строительство подстанции и других сетевых объектов или принятия решения администрацией об отводе земельного участка – в месячный срок и сами ТУ.

В ТУ на присоединение к сетям энергосистемы указываются:

- точки присоединения, напряжение, ожидаемый уровень показателей качества электроэнергии в точках подключения, требования по усилению существующей сети (увеличение сечения проводов и мощности трансформаторных подстанций, сооружение новых ячеек и т. д.);

- расчетные значения токов короткого замыкания, требования к релейной защите, автоматике, связи;
- требования к компенсации реактивной мощности;
- требования к учету электроэнергии;
- специальные требования к установке стабилизирующих устройств и приборов контроля качества электроэнергии у ее электроприемников;
- требования по регулированию суточного графика нагрузки потребителя;
- специфические требования к электроустановкам (необходимость резервного питания, выделение ответственных электроприемников и подключение их на отдельные резервные линии и др.);
- рекомендации по применению типовых проектов;
- требования к организации эксплуатации.

В ТУ указывается время их действия. Выполнение ТУ обязательно для заказчика и проектной организации.

В практике работы ЭТЭС возникает необходимость в получении ТУ от энергоснабжающей организации также при изменении категоричности электроустановок по бесперебойности электроснабжения (без увеличения потребляемой мощности), если при этом необходимо изменение схемы внешнего электроснабжения.

В состав первичных документов на проектирование объектов электроснабжения входит и договор на выполнение проектно-изыскательских работ, который заключается между заказчиком и специализированной организацией и предусматривает оценку гидрогеологических и других условий строительства. В договоре указывается объем, сроки и порядок оплаты работ.

Проектная организация несет ответственность за эффективность принимаемых решений, безопасность эксплуатации объекта, соблюдение действующих нормативно-технических документов.

Заказчик представляет в проектную организацию необходимые исходные данные, проводит экспертизу разработанной проектной документации.

До начала строительно-монтажных работ заказчик с участием проектировщиков направляет в энергоснабжающую организацию соответствующие разделы рабочего проекта и рабочие чертежи. Энергоснабжающая организация в 10-дневный срок проверяет соответствие их выданным ТУ и ПУЭ и выдает разрешение на присоединение объекта к сетям энергосистемы (в отдельных случаях срок рассмотрения документов может быть увеличен до одного месяца).

При строительстве объектов электроснабжения основным способом строительно-монтажных работ является подрядный способ, особенно при выполнении электромонтажных работ. Он основан на договоре между за-

казчиком и подрядчиком. Основная подрядная строительная организация называется генеральным подрядчиком (генподрядчиком).

Для выполнения отдельных видов специальных строительных и монтажных работ генподрядчик привлекает специализированные подрядные организации, которые называются субподрядчиками.

Между заказчиком и генподрядчиком подписывается договор на выполнение строительно-монтажных работ, по которому подрядчик выполняет весь объем работ, предусмотренных проектной документацией, заказчик предоставляет подрядчику строительную площадку, необходимое оборудование, проектно-сметную документацию, принимает выполненные работы и оплачивает подрядчику их стоимость. Оплата выполненных работ осуществляется по смете на основании акта приемки (форма № 2).

После окончания строительства объекта и монтажа оборудования проводятся пусконаладочные работы, автономные и комплексные испытания.

Наладкой и сдачей в эксплуатацию электрооборудования занимаются как электромонтажная, так и специализированная пуско-наладочная организация. На заключительных этапах к обслуживанию электрооборудования привлекается персонал ЭТС.

Электромонтажная организация проводит пусконаладочные работы по отдельным видам электрооборудования до его индивидуальных испытаний под нагрузкой. Пусконаладочная организация выполняет регулировки и измерения параметров, опробование электрооборудования в различных режимах, доводит параметры установок до проектной производительности. Специалисты пусконаладочных организаций занимаются также наладкой сложных электротехнических устройств (цифровые устройства защиты и автоматики, сложные автоматизированные системы управления технологическими процессами, автоматизированный электропривод, автоматизированные резервные источники электроснабжения, системы бесперебойного питания и т. д.).

5.2 Пусконаладочные работы, автономные и комплексные испытания

Пусконаладочные работы обычно осуществляются в четыре этапа.

Первый этап – подготовительный. Проверяется готовность объекта к проведению наладки, составляется план, выдается задание, готовятся документы, оборудование, приборы.

Второй этап – выполняются работы, совмещенные с монтажными. Работы проводятся без подачи напряжения по постоянной схеме представителями монтажной и пусконаладочной организаций. К этому времени должны быть полностью закончены строительные работы, сделано зазем-

ление электрооборудования. При первом включении (опробовании) напряжение подается от испытательных схем на отдельные устройства. При этом обязательно присутствие ответственных представителей монтажной и эксплуатационной организаций. Выявленные дефекты в электрооборудовании устраняет заказчик, ошибки в монтаже – монтажная организация. По результатам, проверок оформляются протоколы испытания заземления, измерения сопротивления изоляции, настройки защит, уточняется принципиальная схема электроустановки.

Третий этап – проводятся индивидуальные (автономные) испытания. На данном этапе оборудование обслуживает заказчик. Он обеспечивает расстановку эксплуатационного персонала, сборку и разборку схем, следит за состоянием технологических установок. Работы проводятся с подачей напряжения по постоянной схеме. Вводится эксплуатационный режим электроустановок, проводится настройка параметров электрооборудования, защиты, сигнализации. Заказчику представляют протоколы испытаний электрооборудования повышенным напряжением и остальные документы по результатам проверок.

Четвертый этап – осуществляются комплексные испытания электрооборудования. Электрооборудование проверяется в различных режимах, затем по полной схеме под нагрузкой. Обслуживание электроустановок осуществляется заказчиком.

Наладка оборудования завершается подписанием акта пусконаладочных работ.

5.3 Ввод в эксплуатацию законченных строительством объектов

Законченные строительством и прошедшие пусконаладочные работы электроустановки могут быть введены в строй только после приемки их специальной комиссией. Состав комиссии утверждает главный инженер предприятия. Рабочая комиссия создается не позднее чем через 5 дней после получения письменного извещения от генподрядчика о готовности объекта к приемке. В состав комиссии входят представители заказчика (председатель), генподрядчика, субподрядчика, проектной организации, санитарного и пожарного надзора, а также других организаций по усмотрению заказчика.

Рабочая комиссия обязана проверить: соответствие выполненных работ проектно-сметной документации, стандартам, правилам и нормам; дать оценку качества строительно-монтажных работ; сделать заключение по результатам автономных и комплексных испытаний.

При сдаче объекта в эксплуатацию заказчику предъявляется:

- сдаточная техническая документация:

- утвержденный технический проект с внесенными изменениями;
- акты на скрытые работы;
- чертежи сооружения, схемы, паспорта оборудования;
- акты испытаний оборудования;
- эксплуатационные и должностные инструкции.

До сдачи электроустановок в эксплуатацию должны быть подготовлены все необходимые запасы материалов, запасных частей, инструментов, защитных средств по электробезопасности, плакатов.

Рабочая комиссия составляет акт приемки и протокол с перечислением всех обнаруженных дефектов и недоделок. После их устранения объект предьявляется Государственной комиссии для приемки в постоянную эксплуатацию.

Для допуска в эксплуатацию потребитель обязан предьявить инспектору Ростехнадзора электроустановку, проектную и техническую приемосдаточную документацию. Электроустановки потребителей с напряжением до 1000 В осматриваются инспектором Ростехнадзора выборочно.

Допуск электроустановок в эксплуатацию возможен только при наличии у потребителя соответствующего электротехнического персонала и назначении лица, ответственного за электрохозяйство. Подача напряжения на новые электроустановки производится при наличии акта приемки их в эксплуатацию после заключения договора энергоснабжения, проверки и установки приборов учета.

При обнаружении в электроустановках потребителя недостатков в монтаже, отступлений от выданных ТУ на присоединение к сетям энергосистемы, ПУЭ, СНиП и других нормативных документов или при отсутствии подготовленного персонала для обслуживания этих установок допуск в эксплуатацию их до устранения обнаруженных недостатков запрещается.

6 Взаимоотношения потребителей и энергоснабжающей организации

6.1 Основные положения по регулированию взаимоотношений

Взаимоотношения между потребителями электрической энергии и энергоснабжающей организации регламентируются и регулируются законодательными, правовыми и подзаконными актами, а также ведомственными нормами и правилами, не вступающими в противоречия с законодательными и правовыми актами.

Незнание этих законодательных и правовых документов или неумение ими пользоваться приводит к разногласию между потребителями и энергоснабжающей организацией, росту числа споров в арбитражных судах, незаконным штрафным санкциям со стороны энергоснабжающих организаций, вплоть до ограничений в подаче электроэнергии и другим нежелательным последствиям для потребителя.

Взаимоотношения включают:

- договор технологического присоединения к электрическим сетям энергоснабжающей организации и юридическое разграничение ответственности сторон (разграничение балансовой принадлежности);
- договор энергоснабжения;
- соблюдение потребителем Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Межотраслевых правил по охране труда, законодательных, директивных и нормативных актов, которые разрабатываются энергоснабжающей организацией и производителями электротехнической продукции.

Коммерческая организация (независимо от организационно-правовой формы), осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической (тепловой) энергии, называется энергоснабжающей организацией.

Потребители – лица (физические или юридические), приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и/или производственных нужд.

Согласно п.1 ст. 26 ФЗ «Об электроэнергетике» любое юридическое или физическое лицо имеет право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии для этого технических возможностей и соблюдения ими правил такого присоединения. Отказ в технологическом присоединении при выполнении такими лицами указанных условий не допускается. За технологическое присоединение к электрическим сетям плата взимается однократно. Ее размер устанавливается федеральным органом

исполнительной власти. Плата за услуги по передаче электроэнергии не взимается. При заключении договора разрабатываются технические условия энергоснабжающей организации.

Минимальный срок подготовки технических условий предполагается две недели. В отдельных случаях допускается его увеличение до 40 дней.

Срок действия технических условий не может составлять менее двух лет и более пяти лет.

Выполнение технических условий обязательно для потребителей и проектной организации, ведущей разработку проектной документации. При истечении срока или изменения исходных данных оформляется продление или запрашиваются новые технические условия.

Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электроустановок устанавливает границу раздела электрической сети между энергоснабжающей организацией и потребителем, с учетом нахождения на балансе рассматриваемого электрооборудования для одного и второго субъекта. Он составляется лишь при наличии разрешения на присоединение мощности. Центральное место в таком акте отводится схеме электроснабжения с указанием границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (кабельные наконечники в щитовой на стороне высшего или низшего напряжения, автоматический выключатель, изоляторы на опорах воздушной линии электропередачи и т. д.), кроме этого указывается ряд других характеристик.

Раздел «Электроснабжение» выполненного проекта потребитель представляет на заключение в электросетевое предприятие и Ростехнадзор, которые проверяют соответствие принятых решений выданным техническим условиям и действующим нормативным документам.

По окончании работ потребитель письменно извещает электросетевое предприятие и просит направить представителя для освидетельствования объекта. По результатам освидетельствования электросетевое предприятие выдает справку о выполнении технических условий. Затем по письменному обращению потребителя на объект выезжает инспектор Ростехнадзора, который составляет акт допуска электроустановки в эксплуатацию.

Для допуска электроустановки необходимо представить в Ростехнадзор следующие документы:

- разрешение от энергоснабжающей организации на подключение мощности;
- проект электроустановки, согласованный в установленном порядке;
- однолинейную схему электроснабжения объекта, подписанную лицом, ответственным за электрохозяйство;
- акт разграничения балансовой принадлежности;

- справку от энергоснабжающей организации об оформлении договора энергоснабжения;
- сертификат соответствия на электроустановку жилого здания;
- приемо-сдаточный акт между монтажной организацией и потребителем;
- перечень имеющихся в наличии защитных средств с протоколами испытаний, противопожарного инвентаря, плакатов по технике безопасности;
- приказ о назначении лица ответственного за электрохозяйство;
- исполнительные схемы, акты на скрытые работы.

Кроме этого, необходимо приложить всю необходимую документацию согласно Правил устройства электроустановок и Правил эксплуатации электроустановок потребителей..

Подачу напряжения на новые и реконструированные электроустановки осуществляют после допуска их в эксплуатацию и выдачи органом Ростехнадзора разрешения на подключение к сети.

В случае приостановления работы электроустановки на срок более 6 месяцев перед включением необходимо оформить допуск ее в эксплуатацию, как на вновь вводимую электроустановку. На период наладочных работ и испытаний электрооборудования выдают временный допуск, где указываются срок его действия и режим эксплуатации.

6.2 Порядок заключения договора технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии

Необходимость заключения такого договора возникает для: впервые вводимых в эксплуатацию электроустановок; при реконструкции энергоприемных устройств с увеличением присоединенной мощности; при изменении категории надежности электроснабжения, вида производственной деятельности, точки присоединения электроустановок потребителей, изменяющих схему внешнего электроснабжения.

Правила технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии устанавливают следующую процедуру присоединения:

- подача заявки;
- заключение договора;
- выполнение сторонами договорных обязательств;
- получение разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию объектов заявителя;
- осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям;

- составление акта о технологическом присоединении и акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

В заявке помимо реквизитов, места нахождения заявителя, и документов, подтверждающих право собственности на объект капитального строительства, указывается ряд технических параметров электроустановок потребителя: максимальная мощность электроприемников и их технические характеристики их; количество точек присоединения; уровень надежности электроснабжения; характер нагрузки; величина технологической и аварийной брони. К заявке прилагается план расположения энергопринимающих устройств и однолинейная схема электрических сетей заявителя. В качестве обязательного приложения к договору технологического присоединения энергоснабжающей организацией выдаются технические условия на присоединение к электрическим сетям, содержащие требования организационного и технического характера к электроснабжению рассматриваемого объекта.

Разработана типовая форма договора технологического присоединения. Он включает:

- предмет договора, где в частности, оговариваются технические характеристики энергопринимающих устройств (максимальная мощность, категория надежности, напряжение сети в точке присоединения, ранее присоединенная мощность в этой точке);
 - обязанности сторон;
 - порядок оплаты за технологическое присоединение и порядок расчета;
 - разграничение балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;
 - условия изменения и расторжения договора;
 - порядок решения спорных вопросов;
 - реквизиты сторон.

6.3 Договор энергоснабжения

В настоящую эпоху рыночных взаимоотношений между поставщиками электроэнергии и потребителями оплата за товар (отпущенную электроэнергию) осуществляется только на договорных началах. В случае отсутствия такого договора потребители получают от энергоснабжающей организации предписание-предупреждение о необходимости оформления и заключения договора. При этом отсутствие договорных отношений не освобождает потребителя от обязанности возмещения стоимости отпущенной ему электроэнергии.

Основные правила заключения и исполнения договора энергоснабжения определены Гражданским кодексом РФ. По договору энергоснабжения поставщик обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную сеть электроэнергию, а абонент обязуется оплачивать принятую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечить безопасность эксплуатации находящихся в его ведении энергетических сетей и исправно использовать приборы и оборудование, связанные с потреблением электроэнергии.

Договор заключается при наличии у потребителя электроприемного устройства, отвечающего установленным требованиям, а также при обеспечении учета электроэнергии.

Обычно договор заключается сроком на один год, однако по усмотрению сторон сроки его действия могут быть другими. В любое время одна из сторон может предложить прекратить, изменить договор или заключить новый.

Необходимо отметить, что по ГК РФ договор энергоснабжения относится к публичным договорам. Это означает, что энергоснабжающая организация должна заключить договор с каждым потребителем, который к ней обратится. Отказ при наличии технической возможности не допускается. При этом не должно быть оказано предпочтение одному лицу перед другим и применяться различные тарифы, кроме случаев, предусмотренных законом или иными правовыми актами.

При отказе энергоснабжающей организации от заключения договора потребитель может обратиться в Арбитражный суд.

В настоящее время отсутствует типовая форма договора. Рассмотрим состав договора и основные положения, которые должны быть включены в него, взяв за основу действующий документ «Договор энергоснабжения граждан-потребителей». Состав договора:

- предмет договора;
- права и обязанности энергоснабжающей организации;
- права и обязанности потребителей;
- порядок определения объема потребленной электроэнергии;
- порядок расчета стоимости электроэнергии и оплаты за нее;
- переходные положения;
- реквизиты сторон.

В разделе предмет договора констатируется обязательство энергоснабжающей организации поставлять электроэнергию, качество которой соответствует техническим регламентам, а также оказывать услуги по оперативно-диспетчерскому управлению. Отмечается также, что потребитель приобретает электроэнергию для бытового потребления и обязуется оплачивать фактически полученное ее количество за расчетный период.

Второй раздел содержит права, и обязанности энергоснабжающей организации в части гарантий ее по поставкам энергии в необходимом количестве с учетом категоричности потребителей по надежности (третья категория). Энергоснабжающая организация берет на себя обязательства по обслуживанию приборов учета за счет потребителя, по показаниям которых ведутся расчеты, если потребитель отказывается обслуживать их сам и не заключил договор на обслуживание их с другой организацией.

Энергоснабжающая организация вправе приостановить исполнение договорных обязательств в соответствии с Правилами функционирования розничных рынков электроэнергии в случаях:

- просрочки оплаты за электроэнергию более двух расчетных периодов;
- вмешательства потребителя в работу приборов учета;
- неудовлетворительного состояния электроустановок потребителя.

Энергоснабжающая организация вправе осуществлять проверки условий эксплуатации и сохранности приборов учета и проводить снятия контрольных показаний с них. Энергоснабжающая организация вправе также по согласованию и в присутствии потребителя производить работы (переключение, отключение), связанные с оборудованием потребителя (в том числе в измерительных цепях).

Ограничения или прекращения подачи электроэнергии допускаются по соглашению сторон, за исключением удостоверенного органом Ростехнадзора аварийного состояния электроустановок потребителя. Энергоснабжающая организация должна заранее предупредить абонента о предстоящем отключении.

В третьем разделе рассматриваются права и обязанности потребителя. В частности отмечается, что потребитель обязуется: оплачивать электроэнергию в полученном объеме по ценам, устанавливаемым органами исполнительной власти один раз в месяц; сообщать энергоснабжающей организации показания приборов учета; один раз в шесть месяцев обеспечить доступ уполномоченного представителя энергоснабжающей организации к приборам учета. Кроме этого потребитель обязуется незамедлительно сообщать в энергоснабжающую организацию обо всех известных ему нарушениях схемы учета и в двухмесячный срок их устранить, если приборы учета обслуживает сам потребитель.

Четвертый и пятый разделы связаны с учетом электроэнергии. В частности отмечается, что приборы учета должны быть проверены и должны иметь класс точности не ниже 2,0, а при отсутствии приборов учета потребление электроэнергии рассчитывается с учетом постановления Правительства РФ № 307 от 23 мая 2006 г. Расчетный период устанавливается один календарный месяц, при просрочке платежа взимается пеня в размере 1/300 ставки рефинансирования ЦБ РФ.

В переходных положениях рассматриваются вопросы оплаты за электроэнергию в случае расторжения договора.

Кроме этого должны быть отражены прочие условия, такие как ответственность сторон, порядок решения споров, пролонгация договора и др.

Отдельным и не до конца проработанным вопросом является включение в договор энергоснабжения условий и способов оплаты за потребленную и генерируемую реактивную мощность.

Неотъемлемыми частями договора энергоснабжения в виде приложений являются акт о разграничении балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и сведения о расчетных приборах учета, расчетных коэффициентах и средствах измерения показателей качества электроэнергии.

Государственный контрольный надзор за электроустановками независимо от их ведомственной принадлежности осуществляют представители Ростехнадзора, которые:

- следят за техническим состоянием электроустановок и соблюдением правил эксплуатации их и правил охраны труда;
- рассматривают проектные решения в части выполнения технических условий, разрабатываемых энергоснабжающей организацией, и выдают разрешения на подключение электроустановок потребителя к сетям;
- принимают участие в расследовании тяжелых аварий;
- участвуют в работе комиссий по присвоению группы допуска электротехническому персоналу;
- лицензируют электролаборатории по технике безопасности;
- ведут техническую пропаганду.

Инспектор Ростехнадзора имеет право беспрепятственного доступа в любое время суток к электроустановкам на закрепленной за ним территории. Может давать обязательные для всех указания по вопросам рационального использования электроэнергии и по выполнению действующих правил и норм. Вправе запрещать эксплуатацию электроустановок при обнаружении технического состояния электрооборудования, угрожающего аварией, пожаром или опасного для жизни обслуживающего персонала.

7 Работа с персоналом в организациях электроэнергетики

7.1 Технологические нарушения в работе объектов электроэнергетики

Вопрос учета и расследования технологических нарушений в работе энергообъектов регламентируется двумя документами: Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем (РД 153-34.0-20.801 2000) и Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ № 846 от 28.10.2009.

Основной задачей расследования и учета нарушений является установление причин и предпосылок возникновения таких явлений с целью разработки в дальнейшем организационно-технических мероприятий по их предотвращению.

Все нарушения делятся на две категории – аварии и инциденты.

Авария – технологическое нарушение на объекте электроэнергетики, связанное с разрушением и повреждением сооружений и технологических установок; взрывом или выбросом опасных веществ; нарушением технологического режима и угрозой аварии в энергосистеме; полным или частичным ограничением потребления электрической мощности или энергии.

При этом в соответствии с последними нормативными документами расследованию и учету подлежат аварии на всех объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, расположенных на территории России.

Ростехнадзор обязывает проводить расследование причин аварий, в результате которых произошли:

- повреждения магистральных трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона с перерывом теплоснабжения более 36 часов;
- повреждения энергетических котлов производительностью 100 т/час, турбин генераторов или силовых трансформаторов мощностью 10 МВ·А;
- обрушения несущих элементов зданий;
- повреждения гидротехнических сооружений;
- взрыв газа;
- отклонение частоты электрического тока в электрической системе (ее части) в пределах $50 \pm 0,2$ Гц продолжительностью 3 ч и более и $50 \pm 0,4$ Гц продолжительностью 30 мин и более;
- отключение генерирующего оборудования, приводящее к снижению надежности энергосистемы;
- массовые отключения и повреждения электросетевого хозяйства напряжением 6-35 кВ, вызванные неблагоприятными природными явлениями

ми, которые приводят к прекращению электроснабжения потребителей общей численностью 200 тыс. человек и более;

- нарушения в работе противоаварийной и режимной автоматики, а также средств диспетчерского и технологического управления продолжительностью один час и более.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, установленных на объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение требований нормативных документов.

При возникновении аварий сообщается в диспетчерский центр. Он уведомляет об этом Ростехнадзор, который не позднее 24 часов принимает решение о расследовании причины аварии. Приказом Ростехнадзора создается комиссия (председателем комиссии назначается должностное лицо Ростехнадзора), куда входят представители энергокомпаний, исполнительной власти, оперативно-диспетчерского управления, потребителей электроэнергии, а в случае необходимости и представители научных и экспертных организаций, заводов-изготовителей, подрядных организаций, выполнявших строительные, монтажные и пусконаладочные работы.

Расследование начинается незамедлительно, срок расследования не должны превышать 20 дней (в случае необходимости он может быть продлен, но не более чем на 45 дней).

В ходе расследования устанавливаются: условия возникновения аварийной ситуации, в частности обстоятельства, предшествовавшие аварии; исполнительные команды оперативно-диспетчерского персонала; соблюдение нормативной документации; своевременность принятия персоналом энергообъекта и потребителями мер по устранению последствий аварии. При этом проводится осмотр места аварии, фотографирование, опрос очевидцев, выявление обстоятельств, оценка действий оперативного и другого персонала.

По результатам работы комиссии составляется акт, который подписывают все члены комиссии. В трехдневный срок акт с приложениями рассылается в энергоснабжающую организацию и потребителям. Виновники аварии могут привлекаться к административной и уголовной ответственности. Участие представителя органа Ростехнадзора при расследовании аварий обязательно. Контроль выполнения противоаварийных мероприятий и предписаний осуществляет уполномоченный представитель Ростехнадзора.

Расследование инцидентов, не связанных с нарушением условий безопасной эксплуатации энергообъектов может производиться постоянно действующими или специально назначаемыми комиссиями. Формирование таких комиссий осуществляется приказом по энергопредприятию. Участие представителей Ростехнадзора при расследовании инцидентов определяется решением руководства этой организации.

В электрохозяйствах предприятий, организаций и учреждений могут быть введены собственные положения по расследованию и учету нарушений в работе электроустановок не противоречащие нормативным документам более высокого ранга.

Например, с целью упорядочения требований к персоналу ЭТС сельскохозяйственных предприятий в 1986 г. в системе АПК введено в действие «Положение по классификации, учету и расследованию нарушений в работе электроустановок сельскохозяйственных предприятий», в котором определены виды нарушений в работе электрооборудования, дается классификация их, установлены порядок расследования и учета, характер ответственности виновных лиц.

Нарушения в работе электрооборудования делятся на аварии, отказы в работе и повреждения.

Аварией считается нарушение нормальной работы основного электрооборудования, сопровождающееся значительным материальным ущербом или поражением людей и животных электрическим током. К основному относится электрооборудование, обеспечивающее нормальное функционирование сельскохозяйственного производства (силовые трансформаторы, резервные электростанции, доильные установки, электрооборудование кормоцехов, электродвигатели погружных насосов и т. д.). Вопрос об отнесении электрооборудования к основному решается руководителем сельскохозяйственного предприятия.

В случае аварии появляются повреждения, для ликвидации которых необходим ремонт электрооборудования, в результате возникает unplanned остановка производственных процессов на срок, превышающий допустимую длительность простоя технологических процессов. Она составляет на молочных предприятиях 0,5 ... 3,5 ч, на предприятиях по выращиванию и откорму рогатого скота – 3 ... 3,5 ч, на свиноводческих предприятиях – 0,5 ... 4 ч, при удалении навоза на животноводческих объектах – 8 ч.

Отказом в работе электроустановки называется нарушение ее нормальной работы, которое хотя и сопровождается материальным ущербом, но не может квалифицироваться как авария. В этом случае может возникнуть опасность для жизни людей и животных (но не само поражение электрическим током).

Отказы требуют внеплановых ремонтов, причем время простоев не должно превышать длительности допустимого перерыва для технологического оборудования, например, выход из строя электродвигателя в кормоцехе при наличии аналогичного в резервном запасе ЭТС.

Повреждением называется нарушение нормальной работы электроустановок, не сопровождающееся материальным ущербом. К указанной группе относятся нарушения в работе электрооборудования, чреватые в будущем аварией, дефекты и неисправности, выявленные при проведении

плановых эксплуатационных мероприятий и пусконаладочных работ, ухудшение показателей качества электроэнергии и т. д.

Все нарушения в работе электроустановок классифицируются как происшедшие по вине обслуживающего персонала (электромонтеров, инженерно-технического персонала, работников производственных служб), сторонних организаций (монтажных, пусконаладочных, строительных), посторонних лиц, в результате стихийных бедствий.

На вину электротехнического персонала относятся нарушения в работе электроустановок, происшедшие вследствие неправильного или ошибочного его действия, либо бездействия. Инженерно-технический персонал виновен, если нарушения обусловлены неприятием им мер (устранение очагов аварий, несвоевременное проведение ремонта, некачественная приемка оборудования после ремонта, отсутствие резервного фонда, невыполнение указаний вышестоящих организаций, допуск к работе необученных лиц).

На вину работников производственных служб относятся неправильные их действия при эксплуатации технологических установок (заваливание электрооборудования кормом, обливание водой, механические повреждения, разукомплектование и др.).

Сторонние организации привлекаются к ответственности при некачественном выполнении ими договорных работ. Для подтверждения их виновности, если оборудование находится в эксплуатации, необходимы соответствующие документы (акты, протоколы и т. д.).

Повреждения электрооборудования могут возникать и по вине посторонних лиц, не имеющих отношения к электроустановке и постоянно не закрепленных за объектом. При этом, если в электроустановке не соблюдаются требования нормативных документов, учитываются действия электротехнического персонала.

Нарушениями в работе электроустановок из-за стихийных бедствий считаются такие, которые возникают в случае землетрясения, грозы, урагана, наводнения при условии, что они не могут быть предотвращены электротехническим персоналом. Характерным видом таких нарушений для Ставропольского края является повреждение опор линий электропередачи из-за оползневых явлений.

Расследование нарушений в работе электроустановок начинается сразу же после получения сообщения о них. Срок проведения расследования не должен превышать 6 дней. Об авариях немедленно сообщается уполномоченному органу «Ростехнадзора».

Аварии и отказы в работе электроустановок расследует комиссия, назначаемая руководителем предприятия. Расследование повреждений проводит руководитель ЭТС совместно с лицом, отвечающим за эксплуатацию технологических установок. Все нарушения регистрируются в

журнале. Результаты расследований аварий и отказов утверждает главный инженер предприятия.

В зависимости от характера нарушения и его последствий виновные лица подвергаются дисциплинарному или имущественному наказанию, а также привлекаются к уголовной ответственности.

7.2 Работа с персоналом энергообъекта

7.2.1 Классификация и требования к персоналу электрохозяйств

Во избежание высокой аварийности электрооборудования персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть специально подготовлен, здоров, иметь соответствующие профессиональные навыки.

В зависимости от вида деятельности персонал подразделяется на производственный и непроизводственный. Персонал, который обеспечивает производственные процессы (монтаж, наладку, эксплуатацию электрооборудования) является производственным персоналом. Он подразделяется на: оперативный (категория работников, непосредственно воздействующих на органы управления электроустановок и осуществляющих управление и обслуживание электроустановок в смене); ремонтный персонал (персонал, связанный с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытаниями оборудования); оперативно-ремонтный персонал (работники из числа ремонтного персонала с правом непосредственного воздействия на органы управления технологическим оборудованием); вспомогательный персонал (категория работников вспомогательных профессий, выполняющих работу в зоне действующих энергоустановок).

Персонал, который обеспечивает нормальные условия функционирования энергообъекта и обслуживает его коллектив, является непроизводственным персоналом. Этот персонал не находится в зоне действия электроустановок и не связан с их обслуживанием.

Эксплуатация электроустановок должна осуществляться специально обученным электротехническим персоналом. К работам на электрооборудовании допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками – также с соответствующим опытом работы. Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принимаемые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен иметь возраст не менее 18 лет, пройти медицинское освидетельствование, иметь необходимую квалификационную группу по электробезопасности. Лица, не дос-

тигшие 18-летнего возраста, не могут быть допущены к эксплуатации электроустановок.

Состояние здоровья работников определяется до приема на работу, а также периодически в порядке, предусмотренном Минздравом России (для электротехнического персонала 1 раз в 2 года). Существуют противопоказания к работе в электроустановках для лиц, обладающих стойким понижением слуха, плохим зрением, стойким слезотечением, нарушением вестибулярного аппарата, алкоголиков, наркоманов, токсикоманов. Лица из электротехнического персонала со II-V квалификационной группой по электробезопасности не должны иметь увечий и болезней (стойкой формы), мешающих производственной работе. Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказанию первой помощи при несчастных случаях.

Персонал, обслуживающий электроустановки, обязан пройти проверку знаний Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и других нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности. Всего предусмотрено пять групп. Электротехническому персоналу присваивается со II по V группу. Группа I распространяется на неэлектротехнический персонал. Группа III может быть присвоена работникам только при достижении 18-летнего возраста.

При поступлении на работу (перевод на другой участок работы, замещение отсутствующего работника) работник должен подтвердить имеющуюся группу допуска применительно к оборудованию электроустановок на новом участке. При переводе работника, занятого обслуживанием электроустановок напряжением ниже 1000 В, на работу по обслуживанию электроустановок напряжением выше 1000 В ему, как правило, не может быть присвоена начальная группа по электробезопасности выше III.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы.

Практиканты учебных заведений, не достигшие 18 лет, в действующих электроустановках могут находиться только под постоянным надзором лица, занимающегося эксплуатацией этой установки, в электроустановках напряжением до 1000 В с группой допуска не ниже III, а в установках напряжением выше 1000 В – не ниже IV. Допуск к самостоятельной работе практикантов, не достигших 18-летнего возраста, и присвоение им группы допуска выше II запрещается.

В последующем электротехнический персонал, непосредственно обслуживающий действующие электроустановки, должен проходить проверку ежегодно.

7.2.2 Подготовка по новой должности и допуск к самостоятельной работе

К подготовке по новой должности допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы. Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме.

Подготовка персонала по новой должности проводится по планам и программам, утверждаемым руководителем организации. Например, программа подготовки оперативных руководителей должна предусматривать их стажировку, проверку знаний, дублирование, кратковременную самостоятельную работу. Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования. Допуск к самостоятельной работе оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения.

7.2.3 Инструктажи по безопасности труда

Персонал энергообъекта, включая руководителей, должен проходить инструктажи по вопросам охраны труда, пожарной безопасности и технологии работ. В зависимости от характера и времени проведения инструктажей они подразделяются на: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

Все виды инструктажей проводятся в форме собеседования и разъяснения особенностей соблюдения техники безопасности на данном предприятии. Результативность инструктажей контролируется лицом, который его проводит.

Вводный инструктаж должен проводиться во время приема на работу (постоянную или временную), а также с лицами, которые прибыли в командировку, на практику или учебу. Вводный инструктаж в организациях проводится инженером по охране труда или лицом, на которое приказом руководителя организации возложена эта обязанность. Программа вводного инструктажа должна включать вопросы, касающиеся особенностей данного объекта с точки зрения охраны труда и пожарной безопасности. Перечень вопросов утверждается техническим руководителем

энергообъекта. Вводный инструктаж рекомендуется проводить в кабинете по технике безопасности с использованием технических средств обучения и наглядных пособий (плакатов, натуральных экспонатов, макетов, кинофильмов и др.). О проведении вводного инструктажа должна быть сделана запись в журнале вводного инструктажа с обязательными подписями инструктируемого и инструктирующего лица, а также делается отметка в документе о приеме на работу (обычно заполняется специальная карточка, которая хранится в личном деле сотрудника).

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится во время приема на работу (постоянную или временную), назначения на новую должность или изменения рабочего места, а также с командированными, студентами-практикантами, если они будут принимать непосредственное участие в производственном процессе. Первичный инструктаж проводится до начала работы на рабочем месте непосредственным руководителем или назначенным им лицом (старший мастер, мастер, начальник смены, бригадир). Программа первичного инструктажа должна содержать вопросы, касающиеся производственных особенностей и инструкций по охране труда и пожарной безопасности для данной должности (рабочего места). Программа первичного инструктажа утверждается руководителем структурного подразделения и должна быть согласована с инженером по охране труда. Первичный инструктаж на рабочем месте должен проводиться с каждым работником индивидуально с практическим показом безопасных приемов и методов труда. По результатам инструктажа лицо, которое инструктирует (путем опроса и/или с помощью технических средств обучения) должно проверить усвоил ли работник особенности рабочего места с точки зрения охраны труда и правил безопасности и приобрел ли необходимые навыки, обеспечивающие безопасное и качественное выполнение должностных и служебных обязанностей.

Повторный инструктаж проходят все работники независимо от их квалификации, образования, стажа, характера выполняемой работы не реже одного раза в 6 месяцев. Допускается проведение его чаще, например, один раз в месяц. Периодические (повторные) инструктажи проводятся непосредственным руководителем в рабочих условиях с целью повышения уровня знаний правил и инструкций, недопущения повторения нарушений, которые имели место раньше по охране труда, пожарной безопасности, производственной и трудовой дисциплине.

Повторные инструктажи проводят индивидуально или с группой работников, обслуживающих однотипное оборудование.

Повторные инструктажи должны планироваться с расчетом, чтобы охватить полный объем рассматриваемых вопросов за 6 месяцев.

По результатам инструктажа осуществляется проверка усвоения рассматриваемого материала.

Внеплановые инструктажи проводятся:

- при вступлении в силу новых нормативных документов;
- при изменении технологического процесса или модернизации оборудования;
- при нарушении работником требований безопасности труда;
- при перерывах в работе более 30 дней;
- по требованию органов государственного надзора.

Порядок проведения внеплановых инструктажей аналогичен порядку проведения периодических (повторных) инструктажей, однако проведение внеплановых инструктажей не отменяет проведение повторных инструктажей.

О проведении первичного инструктажа на рабочем месте, повторных и внеплановых инструктажей делается запись в журнале регистрации инструктажей на рабочем месте с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего лица. При регистрации внепланового инструктажа указывается причина, вызвавшая его проведение.

Целевой инструктаж проводится в случаях:

- выполнения работ по нарядам или распоряжениям;
- выполнения разовых работ;
- ликвидации аварийных и стихийных бедствий;
- проведения разнообразных мероприятий (экскурсий, выставок и др.).

Целевой инструктаж проводит лицо, которое отвечает за создание условий для безопасного выполнения работ или мероприятий. Проведение целевого инструктажа оформляется в наряде-допуске, оперативном журнале или другой документации, разрешающей производство работ.

При проведении инструктажей по безопасности труда допускается совмещение их с инструктажами по пожарной безопасности.

7.2.4 Организация работы с персоналом электрохозяйств

Одним из принципов государственной политики в электроэнергетике является обеспечение энергообъектов персоналом соответствующей квалификации.

В электрохозяйствах должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на улучшение его профессиональных качеств: подбор персонала; его обучение; инструктажи; проверка знаний; формирование и поддержание квалификационного уровня, культуры безопасности, работоспособности и мотивации к постоянной готовности выполнять свои профессиональные функции.

Работа с персоналом должна иметь непрерывный, многоуровневый и системный характер, проводиться на протяжении всей трудовой деятельности с целью постепенного расширения и углубления знаний, умений и навыков, формирования высокого профессионализма. При этом одним из основных принципов этой работы должен быть постоянный контроль уровня квалификации каждого работника, планирование и проведение работы с ним. Достижению поставленной цели должна способствовать система оплаты труда работников ЭТС, а также другие стимулирующие способы.

Работу с персоналом следует рассматривать как фактор, имеющий решающее значение для обеспечения безопасности, надежности и экономичности работы электрохозяйств. Результатом этой работы должны являться постоянная готовность каждого работника к выполнению своих обязательств и формирование в штате энергообъекта высококвалифицированного персонала.

Ответственность за состояние работы с персоналом электрохозяйства несет ее руководитель. Он должен формировать стратегию работы с персоналом, организовать и контролировать работу, создать и постоянно развивать учебно-тренировочную базу, обеспечить условия стимулирования персонала, повышение его квалификации.

Права, обязанности и ответственность руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений определяются распорядительными документами. Работа с персоналом в каждой организации должна осуществляться на принципах единоначалия.

Для обеспечения работы с персоналом должны функционировать:

- техническая библиотека;
- компьютерные классы;
- кабинет охраны труда и пожарной безопасности или уголки охраны труда (в отдельных подразделениях и на небольших энергообъектах);
- полномасштабные тренажеры;

Повышение квалификации работников электрохозяйства должно носить непрерывный характер и складываться из различных форм профессионального образования. Краткосрочное обучение руководящих работников подразделения должно проводиться по мере необходимости, но не реже одного раза в год по месту работы или в образовательном учреждении. Для оперативного и оперативно-ремонтного персонала организуется дополнительно специальная подготовка. Специальная подготовка персонала должна проводиться с отрывом от выполнения основных функций не реже одного раза в месяц и составлять от 5 до 20 % его рабочего времени. В объем специальной подготовки входят выполнение противоаварийных

тренировок, изучение изменений в документах, проработка обзоров несчастных случаев и другие вопросы.

К обучению персонала должны привлекаться высококвалифицированные опытные специалисты. Кроме этого, подготовка и переподготовка персонала должны осуществляться в отраслевых и независимых учебно-курсовых комбинатах и других специализированных учебных заведениях.

В соответствии с действующим законодательством персонал имеет право на бесплатную профессиональную подготовку, переподготовку, повышение квалификации и лицензирование. Поэтому все обязательные формы работы с персоналом проводятся за счет средств предприятий, а затраты времени на их проведение входят в общий баланс рабочего времени работников.

Помимо рассмотренных мер с целью контроля работы персонала в каждой организации должны осуществляться обходы и осмотры рабочих мест, в том числе в ночное время. В обходах принимают участие руководящие работники организации, руководители структурных подразделений, их заместители и другие работники. Цель таких мероприятий: контроль правильности выполнения должностных инструкций, поддержание установленных режимов работы оборудования, своевременное выявления дефектов, обеспечение условий охраны труда на рабочих местах. Обходы рабочих мест должны быть организованы так, чтобы каждый из работников контролировался не реже, чем один раз в месяц.

С целью обеспечения рационального отбора, назначения, перемещения и использования персонала в соответствии с его квалификацией, деловыми качествами и опытом работы на предприятии должна периодически проводиться его аттестация. Процедура и периодичность аттестации определяется руководством организации в соответствии с действующим законодательством.

8 Формы организации и оплаты труда персонала электротехнической службы

8.1 Формы организации труда

Организация труда – система мер, направленных на обеспечение условий функционирования живого труда с целью достижения полезного эффекта. Организация труда предполагает расстановку людей в процессе обслуживания и ремонта электрооборудования, определение рациональных методов и приемов труда, управление трудовым процессом. При этом большинство положений организации труда должно быть увязано с вопросами оплаты труда.

В состав ЭТС входят инженерно-технические работники, электромонтеры, слесари, персонал, обслуживающий ЭВМ. Внутри однородных технологических групп электромонтеров может быть разделение на оперативный персонал и работников, выполняющих техническое обслуживание и ремонт электрооборудования. В энергетической службе также существует разделение труда по профессиям – электромонтер, слесарь-газовик, слесарь по холодильным установкам, связист, сантехник.

Объективно в ЭТС можно зафиксировать наличие индивидуальной и коллективной форм организации труда.

Индивидуальная форма характерна тем, что участник трудового процесса работает по индивидуальному заданию и получает зарплату в зависимости от объема и качества выполняемого задания. Указанная форма возникает при закреплении электромонтера за конкретным участком (объединенный узел связи, кирпичный завод, насосная станция, и т. д.), а также при нахождении его на пункте текущего ремонта и выполнении определенных, заранее заданных функций (диспетчер, оперативная работа).

При коллективной форме организации трудовой процесс или его часть осуществляется группой исполнителей, непосредственно связанных общностью рабочей зоны, предметов и средств труда например, работа бригады по текущему ремонту электродвигателя на месте его установки или на ПТР.

В электроэнергетике широкое распространение получил бригадный метод работы электромонтеров. Такая форма организации труда предполагает коллективную работу по заданию, установленному для всей бригады, с оплатой по конечному результату и распределением заработной

платы между членами бригады в зависимости от индивидуального вклада каждого члена коллектива.

8.2. Недостатки существующих форм оплаты труда электромонтеров

При оплате труда работников ЭТС до последнего времени широко применялись повременно-премиальная, сдельная и сдельно-прогрессивная формы оплаты труда.

Повременно-премиальная оплата характерна для индивидуальной формы организации труда. В этом случае заработная плата складывается из оплаты по тарифным ставкам и премии. Премия выплачивается за экономию электроэнергии, надежность работы электрооборудования и т. д. Но фактически премиальное вознаграждение во многих случаях превратилось в простую добавку к зарплате. Основным недостатком такой системы оплаты труда – независимость получаемой заработной платы от конечного результата. У электромонтеров не создается заинтересованность в повышении качества проводимых профилактических мероприятий, нередко планируемые работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту электрооборудования не выполняются.

Другой формой оплаты труда является сдельная. Она применяется для участков и бригад, занимающихся ремонтом электрооборудования и имеющих конечный результат в виде определенного количества отремонтированных электрических машин и других аппаратов, оплата за которые осуществляется по действующим нормам. При таком подходе к оплате труда возникает безразличие к используемым механизмам, сырью, материалам. Главным является борьба за высокие расценки и низкие нормы. Еще более серьезные недостатки присущи сдельно-прогрессивной системе оплаты труда, при которой результаты труда при перевыполнении норм оплачиваются по нарастающим оценкам. В этом случае рост заработной платы может обгонять рост производительности труда.

Заработная плата инженерно-технических работников ЭТС обычно исчисляется согласно штатному расписанию.

Сложившаяся система оплаты и стимулирования труда породила ряд трудностей в решении кадровых вопросов: наблюдается рост текучести кадров, обнаружилось сложности в комплектовании штата электромонтеров за счет молодежи. В результате в состав ЭТС в отдельных случаях приходится брать людей с низкой общей профессиональной подготовкой,

Традиционные формы оплаты труда не вызвали у персонала ЭТС необходимой заинтересованности в бережном отношении к технике и к другим материальным ценностям, особенно бывшим в употреблении, но

еще пригодным для использования. В конечном итоге это не способствовало высокоэффективной работе ЭТС, повышению надежности функционирования электроустановок.

В сложившейся ситуации необходима коренная перестройка вопросов оплаты труда, и в первую очередь следует:

- установить прямую зависимость зарплаты всех работников от индивидуальных и коллективных результатов труда;
- улучшить соотношение в оплате труда работников различных категорий, повысить роль коллективов в оценке трудового вклада персонала ЭТС.

8.3 Использование коэффициента трудового участия при оплате труда электромонтеров

Одним из главных направлений совершенствования экономического механизма работы электрохозяйств является внедрение хозяйственного расчета, который позволяет использовать более прогрессивные формы организации и стимулирования труда – коллективный и арендный подряд.

Хозяйственный расчет следует рассматривать как метод хозяйствования внутри предприятия, когда каждой подрядной организации утверждаются производственные расходы и объемы работ (продукции) в принятых единицах, доводится плановое задание на год с поквартальной разбивкой. При этом за подразделением закрепляются определенные средства.

Внедрение хозрасчета требует проведения большого объема организационно-экономической работы, включающей:

- разработку годовой производственной программы ЭТС;
- определение лимитов трудовых и материальных ресурсов для выполнения комплекса эксплуатационных мероприятий;
- принятие новой системы оплаты и стимулирования труда;
- обоснование показателей оценки эффективности работы ЭТС.

Особенностью деятельности ЭТС до последнего времени являлось то обстоятельство, что отдельным участкам и бригадам сверху утверждалось не только задание на выполнение тех или иных мероприятий, но и строго предписывалось, какие работы и как выполнять. Администрация считала вправе нередко без согласования с трудовым коллективом отвлекать электромонтеров для выполнения сезонных работ.

Повысить эффективность работы ЭТС в этой ситуации можно путем перехода на коллективный подряд. При переходе на подряд осваивается на договорных началах организационно-экономическое партнерство между трудовым коллективом и администрацией, основанное на взаимных обязательствах и ответственности.

Экономическая сущность коллективного подряда заключается в том, что ЭТС принимает на себя обязательства по выполнению работ и услуг, связанных с эксплуатацией электрооборудования, дальнейшей электрификацией и автоматизацией производства, а администрация предприятия обязуется предоставить подрядному коллективу необходимые для этого ресурсы и оплатить выполненные работы и услуги по заранее принятым в договоре условиям и расценкам. При этом эффективность производства достигается путем повышения материальной заинтересованности персонала ЭТС, а не путем административного нажима.

Взаимоотношения ЭТС с администрацией регулируются договором о подряде, в котором предусматривается:

- закрепление или передача в аренду основных средств производства;
- размеры внутрихозяйственных планово-учетных и расчетных цен;
- перечень обслуживаемых подразделений и видов работ;
- штрафные санкции;
- порядок формирования и распределения хозрасчетного дохода.

Договор заключается на 1 или 3 ... 5 лет, подписывается руководителем ЭТС и предприятия.

Цена за услуги может устанавливаться на 1 у. е. э., 1 кВт·ч электроэнергии, 1 чел.-ч.

Распределение хозрасчетного дохода осуществляется самостоятельно трудовым коллективом. При этом используются следующие подходы:

1. За счет хозрасчетного дохода осуществляется ежемесячно авансирование обслуживающего персонала с учетом отработанного времени и уровня квалификации, а по итогам года оставшаяся часть дохода распределяется с учетом коэффициента трудового участия (КТУ).

2. Хозрасчетный доход разделяется ежемесячно на единый фонд оплаты труда и резервный фонд. Единый фонд распределяется между членами коллектива с учетом реального вклада в общие результаты. Резервный фонд используется, когда недостаточно единого фонда, а также по решению коллектива на приобретение материалов, инструментов, приборов, проведение социально-культурных мероприятий.

В практике работы ЭТС получили распространение два метода применения КТУ.

При первом методе КТУ используется для распределения коллективного приработка или остатка хозрасчетного дохода. Основная часть заработной платы или аванс в этом случае начисляются согласно присвоенному разряду или отработанному времени.

Величина КТУ обычно колеблется от 0 до 2. Итоговое значение КТУ i -го работника ЭТС определяется по формуле

$$k_i = 1 + \sum_{x=1}^X k_n - \sum_{y=1}^Y k_c, \quad (8.1)$$

где 1 – базовое значение КТУ;

$\sum_{x=1}^X k_n$ – сумма повышающих коэффициентов;

$\sum_{y=1}^Y k_c$ – сумма понижающих коэффициентов.

Величина повышающих коэффициентов обычно устанавливается в следующих размерах:

- наиболее полное использование рабочего времени – 0,1 ... 0,3;
- выполнение работ с более высоким качеством – 0,1 ... 0,3;
- совмещение трудовых функций – 0,1;
- бережное отношение к расходуемым материалам – 0,1 ... 0,2;
- передача опыта – 0,1 ... 0,2;
- подача и внедрение рацпредложений (за одно) – 0,1.

Понижающие коэффициенты, особенно имеющие отношение к браку в работе и нарушению правил эксплуатации и мер безопасности, более существенно влияют на общее значение КТУ. Величина их составляет:

- невыполнение плановых заданий (один случай) – 0,2;
- недостаточно интенсивная работа – 0,1 ... 0,3;
- брак (один случай) – 0,2;
- нарушение правил эксплуатации электроустановок и техники безопасности (один случай) – 0,5;
- несоблюдение чистоты на рабочем месте – 0,05;
- необоснованный отказ от работы – 0,2;
- несоблюдение производственной и трудовой дисциплины – 0,2;
- неправильная информация – 0,1.

Учет эффективности работы членов коллектива осуществляется бригадиром и обсуждается на общем собрании.

Рассмотрим порядок использования месячного единого фонда заработной платы при учете КТУ для распределения коллективного приработка:

1. Определяется заработная плата по тарифу каждого члена бригады и суммарная заработная плата бригады

$$Z_i = S_i t_i, \quad Z = \sum_{i=1}^n Z_i, \quad (8.2)$$

где S_i – часовая тарифная ставка i -го электромонтера;

t_i – отработанное время за месяц.

2. Определяется сдельный коллективный приработок

$$\Pi = \Phi - 3, \quad (8.3)$$

где Φ – единый фонд зарплаты;

3 – заработная плата бригады по тарифу.

3. Определяется расчетная заработная плата по тарифу с учетом КТУ для распределения коллективного приработка

$$G_i = 3_i k_i, \quad G = \sum_{i=1}^n G_i, \quad (8.4)$$

где k_i – КТУ каждого i -го члена бригады.

4. Рассчитывается удельная величина коллективного приработка на 1 руб. расчетной зарплаты электромонтера по тарифу

$$P_n = n/G. \quad (8.5)$$

5. Определяется величина приработка каждого электромонтера

$$\Pi_i = G_i P_n. \quad (8.6)$$

6. Суммируется заработок по тарифу с ежемесячным приработком

$$3'_i = 3_i + \Pi_i. \quad (8.7)$$

7. Проверяется соответствие суммы заработной платы членов бригады единому фонду

$$\sum_{i=1}^n 3'_i = \Phi. \quad (8.8)$$

Пример 8.1. Единый фонд заработной платы электромонтеров по эксплуатации электрооборудования за месяц составил 24400 руб. Предварительный КТУ для каждого члена бригады установлен равным 1, а по результатам работы он определен в следующих размерах: Попов С.В. – 1,15; Котов Ю. Г. – 1,0; Иванов Ю. А. – 0,85; Воротов А. П. – 1,0. Отработанное за месяц время составило: Попов С. В. – 178 ч, Котов Ю. Г. – 178 ч, Иванов Ю. А. – 178 ч, Воротов А. П. – 52 ч. Попов С. В. имеет 5 разряд; Котов Ю. Г., Иванов Ю. А., Воротов А. П. – 4 разряд. Распределить фонд зарплаты.

Р е ш е н и е.

Расчеты выполнены согласно приведенному алгоритму. Результаты сведены в таблицу 8.1. При этом величина коллективного приработка со-

ставила $\Pi = 24400 - 18362 = 6038$ руб., а удельное значение прироста на 1 руб. расчетного заработка: $P_{\Pi} = 6038/18479,3 = 0,327$.

Таблица 8.1 – Результаты расчетов заработной платы по первому методу использования КТУ

Ф. И. О. электромонтеров	Разряд	S_i , руб./ч	t_i , ч	Z_i , руб.	КТУ	G_i , руб.	Π_i , руб.	Z'_i , руб.
Попов С. В.	V	34,4	178	6122	1,15	7040,3	2300	8422
Котов Ю. Г.	IV	30	178	5340	1,0	5340	1744	7084
Иванов Ю. А.	IV	30	178	5340	0.85	4539	1484	6824
Воротов А. П.	IV	30	52	1560	1,0	1560	510	2070
				18362		18479,3	6038	24400

Второй метод использования КТУ применяется для распределения с его помощью всего коллективного заработка. Порядок проведения расчетов в этом случае следующий:

1. Для каждого электромонтера устанавливается базовый КТУ. Для электромонтера с самой низкой тарифной ставкой он принимается равным 1, а для остальных определяется по формуле

$$k_{\text{б}i} = S_i/A_m, \quad (8.9)$$

где S_i – часовая тарифная ставка i -го электромонтера;

A_m – часовая тарифная ставка электромонтера, имеющего наименьший уровень квалификации.

2. Для каждого электромонтера определяется сумма повышающих и понижающих коэффициентов $\sum_{x=1}^X k_{\text{п}}$, $\sum_{y=1}^Y k_{\text{с}}$,

3. Определяется фактическое значение КТУ каждого электромонтера с учетом повышающих и понижающих коэффициентов

$$k_i = k_{\text{б}i} + \sum_{x=1}^X k_{\text{п}i} - \sum_{y=1}^Y k_{\text{с}i}. \quad (8.10)$$

4. Устанавливается время работы каждого члена коллектива с учетом КТУ

$$T_i = t_i k_i \quad (8.11)$$

и суммарное время, отработанное бригадой

$$T = \sum_{i=1}^n T_i. \quad (8.12)$$

5. Определяется удельное значение зарплаты на 1 ч расчетного времени

$$S = \Phi/T. \quad (8.13)$$

6. Рассчитывается зарплата каждого члена бригады

$$Z_i = T_i S. \quad (8.14)$$

7. Проверяется соответствие суммарной зарплаты бригады имеющемуся фонду

$$\sum_{i=1}^n Z_i = \Phi. \quad (8.15)$$

Пример 8.2. Для условий предыдущего примера распределить имеющийся фонд заработной платы.

Решение.

Расчеты выполнены по изложенному алгоритму. При этом базовый КТУ электромонтера 4 разряда принят равным 1, для электромонтера 5 разряда $k_5 = 1720/1500 = 1,15$, удельное значение стоимости за 1 ч работы $S = \Phi/T = 24400 : 612,7 = 39,82$ руб./ч. Результаты расчетов сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Результаты расчетов заработной платы по второму методу использования КТУ

Ф. И. О. электромонтеров	Разряд	S_i , руб./ч	k_i	$k_{\text{би}}$	t_i , ч	Z_i , руб.	T_i , ч
Попов С. В.	V	34,4	1,3	1,15	178	9216	231,4
Котов Ю. Г.	IV	30	1,0	1,0	178	7088	178
Иванов Ю. А.	IV	30	0,85	1,0	178	6026	151,3
Воротов А. П.	IV	30	1,0	1,0	52	2070	52
						24400	612,7

Как видим, использование второго метода распределения доходов с применением КТУ является более сильным рычагом в вопросах регулирования заработка электромонтеров, так как оказывает большее влияние на получаемую заработную плату, чем при первом подходе.

Коэффициент трудового участия может применяться и при существующих формах оплаты труда – сдельной и повременно-премиальной. При сдельной системе оплаты труда с использованием КТУ рекомендуется распределять: сдельный приработок, премии из фонда материального поощрения, единовременное вознаграждение за пересмотр норм по инициативе электромонтеров. При повременно-премиальной системе оплаты труда с использованием КТУ можно распределять: экономию фонда заработной платы за время отсутствия рабочих, экономию от совмещения профессий, премии, единовременные вознаграждения.

Вопрос о методе распределения коллективного заработка с использованием КТУ решается общим собранием, величина КТУ устанавливается ежемесячно и оформляется протоколом.

В состав подрядного коллектива могут входить и инженерно-технические работники, в частности, главный энергетик, если они принимают участие в организации и проведении эксплуатационных мероприятий.

Включение инженерно-технических работников в состав подрядного коллектива производится с согласия большинства ее членов на общем собрании. Расчет заработной платы таких работников при применении КТУ осуществляется исходя из их должностных окладов. Если руководитель ЭТС не входит в состав подрядного коллектива, а осуществляет только контроль качества проводимых работ, оценка результатов его труда производится в соответствии с принятой на предприятии системой оплаты для специалистов и руководящих работников данной организации.

Экономическая эффективность внедрения новых форм хозяйствования применительно к ЭТС проявляется в снижении расходов на эксплуатацию электрооборудования, повышении надежности работы электроустановок, увеличении производительности труда персонала ЭТС.

Еще большими возможностями, с точки зрения стимулирования высокопроизводительного труда, обладают кооперативы, создаваемые на базе ЭТС. Энергетический кооператив несет полную экономическую ответственность за выполнение взятых на себя обязательств. Он по своему усмотрению использует имеющиеся материальные ресурсы, определяет условия и размер заработной платы членов коллектива, устанавливает режим труда и отдыха.

Накопленный опыт работы таких организаций по обслуживанию электроустановок предприятий подтверждает возможность сокращения отказов электрооборудования, повышения порядка и организованности в работе ЭТС, заинтересованности эксплуатационного персонала в бережном отношении к материальным ресурсам, оборудованию и технике.

Список рекомендуемых источников

1. Афанасьев, М. А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий / М. А. Афанасьев, М. А. Юсипов. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
2. Афонин, А. М. Энергосберегающие технологии в промышленности / А. М. Афонин, Ю. Н. Царегородцев, А. М. Петров, С. А. Петрова. – М. : Форум, 2011.
3. Ерошенко, Г. П. Эксплуатация энергооборудования сельскохозяйственных предприятий / Г. П. Ерошенко, Ю. А. Медведько, М. А. Таранов. – Ростов н/Д : Терра, 2001.
4. Красник, В. В. 102 способа хищения электроэнергии / В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2008.
5. Красник, В. В. Управление электрохозяйством предприятий / В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2004.
6. Ломакин, Г. Н. Основы менеджмента в электроэнергетике / Г. Н. Ломакин. – Тверь : ТГТУ, 2006.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – Новосибирск : Сибирское университетское издание, 2007.
8. Ольшанский, А. И. Основы энергосбережения / А. И. Ольшанский, В. И. Ольшанский, И. В. Белов. – Витебск : ВГТУ, 2007.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Новосибирск : Сибирское университетское издание, 2007.
10. Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий. – М. : Агропромиздат, 1987.
11. Сырых, Н. Н. Эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / Н. Н. Сырых. – М. : Агропромиздат, 1986.
12. Хорольский, В. Я. Задачник по эксплуатации электрооборудования / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, Ю. А. Медведько. – Ростов на/Д : Терра Принт, 2006.
13. Хорольский, В. Я. Эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / В. Я. Хорольский. – Ставрополь : Краевое книжное издательство, 1996.
14. Шаров, Ю. В. Электроэнергетика / Ю. В. Шаров, В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, В. Н. Шемякин, - Ставрополь : АГРУС, 2011.

15. Ящура, А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования / А. И. Ящура. – М. : ЭНАС, 2010.

Оглавление

Предисловие	3
1 Организация обслуживания оборудования электрохозяйства	4
1.1 Формы организации эксплуатации электрооборудования.....	4
1.2 Структура построения и задачи, решаемые электротехнической службой.....	7
1.2.1 Варианты организационных структур электротехнических служб	7
1.2.2 Задачи электротехнической службы.....	10
1.3 Требования к лицу, ответственному за электрохозяйство	11
1.4 Документация электрохозяйства	14
1.5 Особенности организации эксплуатации распределительных электрических сетей	18
1.6 Управление электрохозяйством.....	24
1.6.1 Управление и менеджмент	24
1.6.2 Управление эксплуатационным обслуживанием электроустановок.....	25
1.6.3 Оперативно-диспетчерское управление.....	29
1.6.4 Энергетический менеджмент	32
2 Планирование эксплуатационных мероприятий в электрохозяйстве	37
2.1 Характеристика эксплуатационных мероприятий, проводимых при эксплуатации электрооборудования.....	37
2.2 Анализ возможных стратегий обслуживания электрооборудования	40
2.3 Система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования предприятий, организаций и учреждений	42
2.3.1 Основные положения системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования	42
2.3.2 Оценка экономической эффективности внедрения системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования	44
2.3.3 Определение сроков проведения эксплуатационных мероприятий.....	45

2.3.4	Этапы внедрения системы планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний электрооборудования	51
2.3.5	Картотека электрооборудования электрохозяйства	52
2.3.6	Определение трудоемкости плановых работ и составление графика технических обслуживаний и текущих ремонтов.....	53
2.3.7	Планирование потребности в материалах, комплектующих изделиях и запасных частях	59
2.3.8	Расчет резервного фонда	61
2.3.9	Организационная и инженерная подготовка эксплуатационных работ.....	70
2.3.10	Проблемы внедрения и перспективы совершенствования системы технических обслуживаний и ремонтов электрооборудования	72
2.4	Годовая производственная программа электротехнической службы.....	74
2.4.1	Структура годовой производственной программы	74
2.4.2	Определение объема годовой производственной программы	75
2.4.3	Расчет трудоемкости годовой производственной программы.....	76
2.4.4	Расчет числа электромонтеров электрохозяйства	77
3	Учет и расчеты за электроэнергию	79
3.1	Организация учета электрической энергии.....	79
3.2	Приборы учета электроэнергии	82
3.3	Автоматизированные системы управления энергоресурсами	85
3.4	Расчеты за электроэнергию	91
3.5	Учет надежности электроснабжения при расчетах за электроэнергию	96
4	Рациональное использование электроэнергии	99
4.1	Современное состояние и пути решения проблемы энергосбережения	99
4.2	Планирование организационно-технических мероприятий по экономии электроэнергии	105
4.3	Экономия электроэнергии в электрических сетях.....	106
4.3.1	Классификация потерь	106
4.3.2	Мероприятия по снижению потерь электроэнергии	109
4.4	Хищения электроэнергии в электрических сетях	126
4.4.1	Предпосылки для хищений электроэнергии	126
4.4.2	Способы хищения электроэнергии	130
4.4.3	Меры по обнаружению и предотвращению хищений электроэнергии	136

4.5 Экономия электроэнергии при использовании электродвигателей	140
4.5.1 Пути экономии электроэнергии в установках с электродвигательной нагрузкой.....	140
4.5.2 Совершенствование конструкции асинхронных короткозамкнутых электродвигателей.....	141
4.5.3 Правильный выбор и загрузка электродвигателя	143
4.5.4 Применение регулируемых электроприводов	150
4.6 Экономия электроэнергии в осветительных установках.....	155
4.6.1 Использование экономичных источников света.....	155
4.6.2 Применение электронных пускорегулирующих аппаратов.....	168
4.6.3 Автоматизация работы осветительных установок.....	172
4.6.4 Правильный выбор и рациональное размещение светильников.....	174
4.6.5 Своевременное и качественное обслуживание осветительных установок.....	175
4.7 Экономия электроэнергии путем улучшения характеристик общепромышленных технических установок.....	180
4.8 Экономия электроэнергии в бытовой сфере	186
5 Выполнение персоналом электротехнической службы функций представителя заказчика при проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию электроустановок	190
5.1 Проектирование и строительство объектов электроснабжения.....	190
5.2 Пусконаладочные работы, автономные и комплексные испытания.....	192
5.3 Ввод в эксплуатацию законченных строительством объектов	193
6 Взаимоотношения потребителей и энергоснабжающей организации	195
6.1 Основные положения по регулированию взаимоотношений	195
6.2 Порядок заключения договора технологического присоединения энергоприемных устройств потребителей электроэнергии.....	197
6.3 Договор энергоснабжения	198
7 Работа с персоналом в организациях электроэнергетики.....	202
7.1 Технологические нарушения в работе объектов электроэнергетики	202
7.2 Работа с персоналом энергообъекта	206
7.2.1 Классификация и требования к персоналу электрохозяйств	206

7.2.2 Подготовка по новой должности и допуск к самостоятельной работе	208
7.2.3 Инструктажи по безопасности труда.....	208
7.2.4 Организация работы с персоналом электрохозяйств	210
8 Формы организации и оплаты труда персонала электротехнической службы	213
8.1 Формы организации труда	213
8.2. Недостатки существующих форм оплаты труда электромонтеров	214
8.3 Использование коэффициента трудового участия при оплате труда электромонтеров.....	215
Список рекомендуемых источников.....	222