МИНИСТЕРСТВО
УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

УКАЗАНИЯ
ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РТМ 12.25.010-81

Москва
1981

МИНИСТЕРСТВО
УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

УКАЗАНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РТМ 12.25.010-81

Вводятся в действие с 1 января 1982 года

Утверждены Минуглепромом СССР
приказ от 27 ноября 1981 г. № 540

Согласованы с Госэнергонадзором Минэнерго СССР
16 октября 1981 года

Москва
1981

УДК 622:621.31 (083.96)

Настоящие отраслевые Указания разработаны с использованием основных положений утвержденных Госэнергонадзором СССР "Указаний по регулированию режимов электропотребления", Прейскуранта № 09-01 "Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР", Правил пользования электрической и тепловой энергией, а также ряда инструктивных материалов и документов с учетом разработок научно-исследовательских организаций и специфических особенностей предприятий угольной промышленности.

В Указаниях изложены положения, приведены методики и рекомендации, направленные на организацию разработки и внедрения мероприятий, обеспечивающих оптимизацию режимов электропотребления на предприятиях отрасли путем их регулирования.

Отраслевые Указания разработаны в ИГД им.А.А.Скочинского к.т.н. Гойхманом В.М. и к.т.н. Миновским Ю.П.

В разработке Указаний принимали участие к.т.н. Праховник А.В., инж. Пархоменко В.Л., инж. Розен В.П. (Киевский политехнический институт), Дегтярев В.В. (Минуглепром СССР), к.т.н. Железко Ю.С. (ВНИИЭлектроэнергетики).

Указания предназначены для энергомеханических управлений производственных объединений, энергомеханических служб предприятий Министерства угольной промышленности, для отраслевых научно-исследовательских, проектных и проектно-конструкторских институтов и организаций, а также для широкого круга специалистов, занимающихся вопросами электропотребления на предприятиях отрасли.

Указаниями могут также руководствоваться предприятия Энергонадзора Минэнерго СССР.

© Институт горного дела им. А. А. Скочинского (ИГД им. А. А. Скочинского), 1981

Министерство угольной промышленности СССР (Минуглепром СССР)	Руководящий технический материал	РТМ I2.25.0I0-8I
	Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности	Вводятся впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В соответствии с решениями XXУI съезда КПСС одной из наиболее актуальных народнохозяйственных задач в нашей стране на I98I–I985 годы и на период до I990 года является экономия топливно-энергетических ресурсов.

В постановлении Центрального Комитета КПСС и Совета Министров СССР "Об основных направлениях и мерах по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве в I98I–I985 годах и на период до I990 года", а также в соответствующем приказе Министра угольной промышленности СССР от II.05.8I г. № 23I отмечается, что уровень работы по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве не в полной мере отвечает современному этапу развития экономики страны, задачам, поставленным XXУI съездом КПСС.

В условиях, когда возрастают объемы потребления топлива и энергии и резко увеличиваются затраты, связанные с их добычей, производством и транспортировкой, требуется коренным образом улучшить работу по повышению эффективности использования топлива, электрической и тепловой энергии.

Внесены Институтом горного дела им.А.А.Скочинского	Утверждены Минуглепромом СССР приказ от 27 ноября I98I г. №540 Согласованы с главным инженером Госэнергонадзора Минэнерго СССР Ю.В.Копытовым I6 октября I98I г.	Срок введения в действие I января I982 года

Для успешного решения поставленных задач необходимо наличие конкретных нормативно-методических документов и указаний, обеспечивающих разработку и внедрение мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов, в первую очередь, в наиболее энергоемких отраслях промышленности.

С этой целью разработаны настоящие отраслевые Указания, состоящие из двух частей: директивной и методической.

В директивной части приведены положения, направленные на организацию разработки и внедрения мероприятий, обеспечивающих оптимизацию режимов электропотребления путем их регулирования.

В методической части даны методики определения планов потребления электрической энергии, фактических значений основных параметров электропотребления для различных вариантов оснащенности предприятий отрасли приборами учета и расчета заявляемых значений получасовых активных мощностей предприятий в часы максимума энергосистемы, приведен порядок выявления потребителей-регуляторов, разработаны мероприятия по поддержанию заданных энергоснабжающей организацией значений оптимальных реактивных нагрузок в часы максимума и минимума энергосистемы, приведены мероприятия по снижению потребления активной энергии, дана методика определения экономической эффективности мероприятий по регулированию режимов электропотребления. Основные положения методической части проиллюстрированы примерами расчета.

Настоящие отраслевые Указания разработаны с использованием действующих и вводимых в действие с I января 1982 года нормативно-технических и директивных документов и материалов, регламентирующих взаимоотношения между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии, а также режимы электропотребления.

Указания направлены на разработку и внедрение мероприятий по оптимизации режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности, мероприятий по экономии электрической энергии, на упорядочение взаимоотношений между потребителями электрической энергии и энергоснабжающими организациями, а также между основными потребителями и субабонентами.

2. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

2.I. Общие положения

2.I.I. Настоящие указания предназначены для энергомеханических управлений производственных объединений, энергомеханических служб предприятий Министерства угольной промышленности СССР, а также для отраслевых научно-исследовательских, проектных и проектно-конструкторских институтов и организаций.

2.I.2. Указания направлены на организацию разработки и внедрения мероприятий, обеспечивающих оптимизацию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности путем их регулирования.

2.I.3. Регулирование режимов электропотребления на предприятиях необходимо осуществлять с целью снижения получасовых активных и реактивных мощностей в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, поддержания регламентированных энергоснабжающей организацией средних значений реактивной мощности в часы минимума энергосистемы, а также выполнения установленных планов электропотребления.

2.I.4. Регулирование режимов электропотребления должно способствовать более устойчивому режиму работы энергосистемы при условии надежного и качественного энергоснабжения всех потребителей электроэнергии предприятий угольной промышленности.

2.I.5. Разработка и внедрение технических и организационных мероприятий по регулированию режимов электропотребления должны способствовать получению совокупного народнохозяйственного эффекта за счет улучшения технико-экономических показателей как потребителей электрической энергии, так и энергосистем [I].

2.I.6. Экономическим критерием, определяющим целесообразность регулирования режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности, является снижение затрат, связанных с потреблением электрической энергии в соответствии с действующими тарифами [2].

2.I.7. С целью более планомерной и правильной подготовки к жестким условиям прохождения осенне-зимнего периода, когда система вводит лимитирование по мощности, предприятиям необходимо заблаговременно выяснить свое участие в регулировании режимов электропотребления энергосистемы.

2.I.8. Потребители, питающие от своих сетей субабонентов, вправе привлекать их с учетом [2,3] к регулированию режимов электропотребления.

2.I.9. Осуществление регулирования режимов электропотребления не должно влиять на выпуск предприятиями продукции заданного количества и соответствующего качества, а также не должно входить в противоречие с требованиями действующих ПБ и ПТЭ угольных и сланцевых шахт [4, 5].

2.2. Порядок установления лимитов мощности, планов электропотребления и контроль за их соблюдением

2.2.I. Лимиты мощности устанавливаются энергосистемами (предприятиями Энергонадзора) Минэнерго СССР потребителям с мощностью I00 кВ·А (кВт) и выше независимо от вида тарифа, по которому они рассчитываются за электрическую энергию (двухставочный или одноставочный).

2.2.2. Лимиты мощности (в кВт) устанавливаются потребителям на часы максимума активной нагрузки энергосистемы и являются для них наивысшим пределом потребляемой мощности в эти часы. В остальное время суток (вне часов максимума энергосистемы) потребителям разрешается превышать установленный лимит мощности до величины, которая обеспечит им использование суточного плана потребления электроэнергии (в кВт·ч).

2.2.3. Лимиты мощности предприятиям определяются из планов потребления электроэнергии, установленных им на соответствующий квартал, месяц. При корректировке планов потребления электроэнергии лимит мощности не пересчитывается.

2.2.4. Контроль нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы осуществляется в соответствии с договором между энергосистемой и потребителем.

2.2.5. Зафиксированное превышение потребителем установленного лимита мощности не дает права на дальнейшее его превышение.

В случае превышения потребителем установленного лимита мощности в течение 30 минут и более энергосистема имеет право произвести частичное или полное отключение потребителя от сети с сохранением технологической и аварийной брони электроснабжения. При этом не допускается полное отключение тех предприятий, которые не терпят даже кратковременных перерывов в подаче электроэнергии (взрывоопасные, пожароопасные и т.д.). [3,9].

2.2.6. За мощность, потребленную предприятием сверх установленного лимита, плата взимается в порядке, установленном Госэнергонадзором и Финансовым управлением Минэнерго СССР на основании соответствующего Постановления Совета Министров СССР.

2.2.7. Изменение потребителем обусловленной договором оплачиваемой мощности в период лимитирования нагрузки осуществляется согласно его заявления энергоснабжающей организации в порядке, установленном Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3].

2.2.8. При введении лимитов мощности с целью обеспечения их выполнения непосредственно потребителями электроэнергии в часы максимума энергосистемы проводятся регулировочные мероприятия по снижению нагрузки в этот период.

2.2.9. Распределение планов отпуска электроэнергии по энергосистемам и кварталам года производит Минэнерго СССР в соответствии с "Порядком утверждения и распределения планов потребления электрической энергии", утвержденным Госпланом СССР и Минэнерго СССР 30 декабря 1980 г. и введенным в действие с 1 января 1981 года (письмо Минуглепрома СССР от 16.01.81 г. № 25-6-9/43), в увязке с планами производства электрической энергии, перетоками энергии и планами потребления электрической энергии потребителями по соответствующим энергосистемам.

2.2.10. Предприятия распределяют установленные им планы потребления электроэнергии по месяцам квартала, на рабочий и выходной дни.

Министерства могут по собственному усмотрению распределять по месяцам квартальные планы потребления электроэнергии предприятиями.

2.2.11. Предприятия Энергонадзора организуют оперативный контроль за соблюдением потребителями планов электропотребления за каждые сутки, месяц и квартал.

2.2.12. При перерасходе потребителем установленного суточного плана потребления электроэнергии энергоснабжающая организация имеет право принудительно ограничивать отпуск электроэнергии в соответствии с Правилами [3].

2.2.13. При превышении потребителями установленных месячных планов потребления электроэнергии за всю электроэнергию, израсходованную потребителем сверх плана, взимается плата в 5-кратном размере к тарифу за электроэнергию [3].

2.2.I4. В случае нарушения установленного режима электропотребления предприятия - нарушители по представлению энергосистемы переводятся в первую очередь отключения по утвержденному аварийному графику.

При систематических нарушениях отключение этих предприятий производится немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности [I].

2.3. Основные положения по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях

2.3.I. Новая система скидок и надбавок, изложенная в Прейскуранте № 09-0I [2], направлена на дальнейшее стимулирование компенсации реактивной мощности потребителями электроэнергии до экономически обоснованных значений с целью снижения потерь в электрических сетях.

2.3.2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности, потребляемой каждым потребителем в режимах максимальной и минимальной активных нагрузок энергосистемы, должны устанавливаться энергоснабжающей организацией на основании соответствующего оптимизационного расчета [7].

2.3.3. Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении всех технических ограничений. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат [8].

2.3.4. Энергомеханическая служба предприятий организует систематический контроль фактических значений реактивной мощности в часы максимума и минимума энергосистемы, а Энергонадзор - периодический контроль значений реактивной мощности по показаниям установленных на предприятиях приборов. При этом основными контролируемыми величинами являются наибольшая реактивная мощность потребителя за получасовой интервал в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, а также средняя реактивная мощность в часы минимума нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) [3].

2.3.5. Ответственность потребителей за использование источников реактивной мощности (компенсирующих устройств), а также обязанности энергоснабжающей организации по осуществлению контроля за их работой указываются в договоре на пользование электроэнергией [3].

2.4. Порядок разработки и введения регулировочных мероприятий

2.4.I. Общая часть

2.4.I.I. Под регулированием режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности понимают осуществление комплекса организационно-технических (регулировочных) мероприятий, обеспечивающих регламентированный энергоснабжающей организацией режим электропотребления (см.п.2.I.3).

2.4.I.2. Потребители электроэнергии, используемые для регулирования режимов электропотребления, называются потребителями-регуляторами.

Потребители-регуляторы - это заранее выявленные потребители, которые без существенного ущерба для отдельных технологических процессов и для производства в целом, а также без нарушения требований ПБ и ПТЭ [4,5] могут допустить либо произвольно заданные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематические ежесуточные перерывы на определенное время, либо изменение интенсивности своей работы.

2.4.I.3. В качестве потребителей - регуляторов желательно использовать в первую очередь наиболее энергоемкое и высокоавтоматизированное оборудование, обеспечивающее существенное снижение электрических нагрузок предприятий.

2.4.I.4. Мероприятия, разрабатываемые с целью оптимизации режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности, называются регулировочными.

2.4.I.5. До разработки регулировочных мероприятий необходимо предварительно проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью определения возможности смещения отдельных производственных операций, отключения энергоемкого оборудования в часы максимума энергосистемы, выявления потребителей - регуляторов и определения их режимов электропотребления.

2.4.I.6. Для определения возможности разработки регулировочных мероприятий инспектор Энергонадзора совместно с представителями энергомеханической службы предприятия организует снятие суточных графиков нагрузок предприятия в один из характерных рабочих дней, который определяется после согласования с технологичес-

кой службой. Снятие графиков производится вне часов максимума нагрузки - по часовым записям, а в часы максимума - по получасовым записям.

2.4.I.7. На основании анализа режимов работы электроприемников наиболее энергоемких электроустановок, а также графиков нагрузок предприятия в целом и сравнения их с графиками, снятыми в режимные (летний и зимний) дни, уточняется правильность определения ожидаемых максимальных нагрузок (заявленной договорной мощности) и выясняются возможности выравнивания графиков нагрузок путем их изменения. Результатом проделанной работы должна явиться разработка регулировочных мероприятий, обеспечивающих в первую очередь снижение потребления предприятием активной мощности в часы максимума энергосистемы до лимитированного значения.

2.4.I.8. Все разрабатываемые предприятиями угольной промышленности регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

а) Мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений. Осуществление таких мероприятий должно способствовать оптимизации режимов электропотребления на предприятиях, в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода.

б) Мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений. Целесообразность осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна рассматриваться уже на стадии проектирования предприятий, а для действующих предприятий - в перспективных планах их развития и реконструкции. При отсутствии рассмотрения таких мероприятий энергоснабжающая организация имеет право не давать предприятиям разрешения на подключение новых промышленных мощностей.

2.4.I.9. Регулировочные мероприятия потребителей должны составляться ежегодно и вводиться с I октября. Перечень регулировочных мероприятий по каждому предприятию должен быть представлен по единой форме с выделением постоянно-действующих в течение всего года мероприятий, направленных на оптимизацию режимов электропотребления (приложение I), и мероприятий, действующих в осенне-зимний период и обеспечивающих снижение максимума

нагрузки энергосистемы в это время (приложение 2).

2.4.I.I0. Величина снижения электрической нагрузки предприятиями в часы максимума энергосистемы должна определяться дифференцированно исходя из особенностей каждого предприятия и имеющихся возможностей снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

2.4.I.II. Величина снижаемой нагрузки отдельными потребителями - регуляторами включается в план-графики регулировочных мероприятий предприятия, в которых должны быть указаны порядок ввода этих мероприятий, а также перечень лиц, ответственных за их выполнение (приложение I,2).

2.4.I.I2. Разработка регулировочных мероприятий группы 2.4.I.8. а) осуществляется представителями энергомеханической и технологической служб предприятия с участием инспектора Энергонадзора. При этом определяется оптимальный режим работы потребителей-регуляторов исходя из возможной продолжительности снижения нагрузки (или отключения потребителей) и величины снижаемой нагрузки.

2.4.I.I3. Мероприятия группы 2.4.I.8 б) должны осуществляться путем отключения в часы максимума энергосистемы технологического оборудования, работающего непрерывно в течение суток. Для компенсации невыработанной продукции потребуется установка дополнительного технологического оборудования, которая вызовет увеличение капиталовложений и издержек производства при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме.

Рекомендации по внедрению мероприятий этой группы должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами, порядок выполнения которых изложен в методической части Указаний [I] и настоящих отраслевых Указаний.

В случае, если осуществление мероприятий группы 2.4.I.8.б) экономически оправдано, они должны быть включены в план последующего года или в план-график перспективных регулировочных мероприятий предприятия (приложение 3).

2.4.I.I4. План-графики регулировочных мероприятий после утверждения руководством предприятия должны быть представлены в Энергонадзор.

2.4.I.I5. С целью успешной реализации разработанных и внедряемых на предприятии регулировочных мероприятий необходимо заблаговременно (с привлечением представителей Энергонадзора) ознакомить с ними и провести соответствующий инструктаж ИТР пред-

приятия, диспетчеров по производству, энергодиспетчеров и оперативный (дежурный) персонал, обслуживающий отнесенные к потребителям – регуляторам электроустановки.

2.4.2. Права и ответственность энергосистемы

2.4.2.I. Разработка регулировочных мероприятий и контроль за их выполнением должны осуществляться органами Энергонадзора совместно с представителями энергомеханических и технологических служб предприятий угольной промышленности.

2.4.2.2. В каждой энергосистеме должен быть определен перечень предприятий угольной промышленности, участвующих в проведении регулировочных мероприятий.

2.4.2.3. Инспекторский персонал Энергонадзора несет ответственность за введение и выполнение потребителями регулировочных мероприятий.

2.4.2.4. Для поощрения предприятий, точно выполняющих разработанные мероприятия по режимам работы потребителей-регуляторов, энергоснабжающая организация вправе уменьшить им плату за максимальную активную мощность в соответствии с величиной снижаемой нагрузки за время ее снижения в порядке, установленном Правилами [3].

2.4.3. Права и ответственность потребителей

2.4.3.I. Потребители электроэнергии, руководствуясь настоящими отраслевыми Указаниями и Правилами [3], обязаны регистрировать и регулировать свою нагрузку в часы максимума и минимума энергосистемы.

2.4.3.2. Каждое предприятие угольной промышленности в соответствии с установленными лимитами мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы должно разрабатывать план-графики регулировочных мероприятий с целью снижения потребляемой в этот период активной мощности до лимитированных значений.

2.4.3.3. Перечень должностных лиц, ответственных за разработку и введение регулировочных мероприятий, определяется приказом руководителя предприятия с обязательным включением в него представителей энергомеханической и технологической служб.

2.4.3.4. Предприятие имеет право вводить в действие разработанные регулировочные мероприятия только после согласования их с Энергонадзором.

2.4.3.5. Потребители электроэнергии обязаны:

а) проводить мероприятия по регулированию суточного графика нагрузки, поддерживать экономичный режим работы электроустановок и заданные оптимальные реактивные нагрузки;

б) беспрепятственно обеспечивать доступ в любое время суток представителей органов энергетического надзора (по их служебным удостоверениям) для контроля за режимом электропотребления, рациональным использованием электрической энергии и надзора за техническим состоянием электрохозяйства;

в) представлять по требованию энергоснабжающей организации необходимые схемы, технические характеристики действующего и вновь подключаемого технологического оборудования и другие материалы, необходимые для составления и уточнения план-графиков регулировочных мероприятий.

2.4.3.6. Потребитель имеет право при лимитировании мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы требовать от энергоснабжающей организации в порядке, установленном Правилами [3], уменьшения платы за каждый киловатт максимальной нагрузки в соответствии с величиной и временем ее снижения при условии соблюдения установленного энергосистемой плана потребления электроэнергии в киловатт-часах.

3. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.I. Расчеты за пользование электрической энергией

3.I.I. Общие положения

В настоящее время пользование электрической энергией осуществляется в соответствии с Правилами пользования электрической и тепловой энергией [3], которые являются обязательными как для энергоснабжающих организаций, так и для потребителей электроэнергии независимо от их ведомственной принадлежности.

Пользование электрической энергией допускается только на основании договора, заключенного между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом), установки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации. Такой потребитель является основным потребителем (абонентом) энергоснабжающей организации. К договору прилагается акт разграничения балансовой принадлежности электросетей и эксплуатационной ответственности сторон. Договоры на пользование электрической энергией заключаются в соответствии с типовыми договорами. Потребители, питающиеся от сетей основного потребителя, называются субабонентами.

Отпуск электроэнергии потребителям производится по планам электропотребления, утверждаемым в установленном порядке (см. п.2.2.9). В случае сложившегося дефицита мощности энергоснабжающаяся организация имеет право вводить лимиты по мощности для предприятий, которым планируется отпуск электроэнергии.

Государственный контроль и надзор за электроустановками потребителей независимо от их ведомственной принадлежности осуществляется Государственной инспекцией по энергонадзору Министерства энергетики и электрификации СССР и предприятиями по сбыту энергии и контролю за ее пользованием (Энергонадзорами).

В соответствии с Прейскурантом № 09-01 [2] промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 киловольт-ампер (кВ·А) и выше рассчитываются по двухставочным тарифам.

Предприятия угольной промышленности, как правило, имеют присоединенную мощность не ниже 750 кВ·А. Поэтому расчеты за пользование электрической энергией с такими предприятиями должны производиться по двухставочному тарифу, состоящему из годовой

платы за I киловатт (кВт) заявленной (абонированной) потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за I киловатт-час (кВт·ч) отпущенной потребителю активной электрической энергии.

Под заявленной мощностью имеется в виду абонированная потребителем наибольшая получасовая электрическая мощность, совпадающая с периодом максимальной нагрузки энергосистемы.

Часы максимума нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией по кварталам в соответствии с режимом нагрузки энергосистемы и фиксируются в договоре на пользование электрической энергией.

Плата за I кВт·ч установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в Прейскуранте плата за I кВт·ч отпущенной потребителю электрической энергии при расчетах с потребителем умножается на коэффициент I,025.

Заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы ($P_м$), фиксируется поквартально в договоре и периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому получасовому максимуму активной нагрузки потребителя ($P_ф$), определяемому по показаниям специальных приборов учета.

При отсутствии приборов учета, фиксирующих максимум активной нагрузки, периодический контроль за фактическим значением максимальной мощности потребителя за расчетный период может осуществляться по получасовым записям показаний обычных расчетных электросчетчиков.

При наличии нескольких питающих линий за расчетную нагрузку принимается совмещенный получасовой максимум нагрузки потребителя в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

Методика определения величины $P_ф$ потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы в зависимости от оснащенности предприятий угольной промышленности приборами учета активной мощности и энергии приведена в разделе 3.3.

В случае, если фактическая нагрузка потребителя в часы

максимума нагрузки энергосистемы ($P_{ф}$) превысит величину, предусмотренную договором ($P_{м}$), в конце квартала производится перерасчет суммы платы по фактической максимальной нагрузке потребителя за расчетный квартал по установленной Прейскурантом плате за I кВт.

Оплата дополнительной мощности не дает права потребителю на дальнейшее использование повышенной по сравнению с предусмотренной в договоре заявленной (абонированной) мощностью без получения от энергоснабжающей организации в каждом конкретном случае соответствующего разрешения.

Если фактическая нагрузка потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы будет ниже установленной договором, оплата производится по величине нагрузки, обусловленной договором.

По желанию потребителя оплачиваемая мощность может быть снижена в порядке, предусмотренном Правилами [3].

3.I.2. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей

При расчетах с промышленными и приравненными к ним потребителями согласно Прейскуранту № 09-0I применяются скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей.

Для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше при определении скидок и надбавок за основу принимаются наибольшая реактивная мощность, передаваемая из сетей энергосистемы в течение получаса в период максимума активной нагрузки энергосистемы ($Q_{ф_1}$), и средняя реактивная мощность, передаваемая из сети или генерируемая в сеть энергосистемы за период ее наименьшей нагрузки ($Q_{ф_2}$), определяемые за расчетный период (квартал) по показаниям приборов учета.

Период наименьших активных нагрузок энергосистемы устанавливается аналогично периоду наибольших активных нагрузок энергоснабжающей организацией и также фиксируется в договоре на пользование электрической энергией.

Суммарная скидка или надбавка к тарифу на электрическую энергию для потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше состоит из двух составляющих:

а) надбавки к тарифу за повышенное потребление реактивной

мощности ($Q_{ф_1}$) по сравнению с заданным энергоснабжающей организацией оптимальным значением ($Q_{э_1}$) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Надбавка к тарифу (H_1) за повышенное потребление реактивной мощности по сравнению с заданным оптимальным значением определяется по формуле

$$H_1 = 30 \cdot \frac{Q_{ф_1} - Q_{э_1}}{P_ф} \text{ , \% } , \qquad (3.1)$$

где $P_ф$ – фактическое значение максимальной получасовой активной мощности потребителя в часы максимума энергосистемы за расчетный период (квартал).

Если фактическая реактивная мощность ($Q_{ф_1}$) *меньше* заданной ($Q_{э_1}$), значение надбавки H_1 принимается равным нулю.

б) скидки или надбавки к тарифу за отклонение режима работы компенсирующих устройств от заданного, оцениваемое отклонением фактического потребления реактивной мощности ($Q_{ф_2}$) от заданного энергоснабжающей организацией оптимального значения ($Q_{э_2}$) в часы минимума активной нагрузки энергосистемы.

Скидки или надбавки к тарифу за соблюдение заданного режима работы компенсирующих устройств определяются по формуле

$$H_2 = 20 \cdot \frac{(Q_{ф_2} - Q_{э_2})}{P_ф} - 2 \text{ , \% } . \qquad (3.2)$$

Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное – скидку. Разность в скобках всегда принимается положительной независимо от ее знака. В случае, когда $Q_{ф_2} = Q_{э_2}$, будет иметь место максимальная скидка H_2 , равная 2%.

При определении скидок и надбавок полученные величины округляются до десятых долей процента.

После определения величин H_1 (3.1) и H_2 (3.2) суммарная скидка или надбавка определяется как сумма их значений (с учетом знаков "+" или "–"):

$$H_\Sigma = H_1 \pm H_2 \text{ , \% } . \qquad (3.3)$$

Скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей за расчетный период (квартал) при оплате электрической энергии по двухставочному тарифу исчисляется с суммарной платы за максимальную активную мощность предприятия (*в кВт*) и учтенную расчетным счетчиком потребленную электрическую энергию (в кВт·ч).

Методика определения фактических значений реактивной мощности $Q_{ф_1}$ и $Q_{ф_2}$ приведена в гл.3.3.

Значения $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$ определяются энергоснабжающей организацией для каждого квартала по методике, утвержденной Министерством энергетики и электрификации СССР (см.п.3.8.I)[7].

3.2. Определение планов потребления электрической энергии предприятиями и порядок расчета лимитов мощности

3.2.I. Методика определения суточных и месячных планов потребления электрической энергии

Согласно "Порядка утверждения и распределения планов потребления электрической энергии" (см.п.2.2.9), предприятия распределяют установленные им планы потребления электроэнергии по месяцам квартала, а также на рабочий и выходной дни. При этом под термином "рабочий день" следует понимать рабочие сутки с установленным на данном предприятии числом рабочих смен, а праздничные дни следует относить к выходным.

Для осуществления такого распределения на очередной квартал необходимо иметь следующие исходные данные:

- квартальный план потребления электрической энергии - $W^{i}_{кб}$;
- число рабочих дней в рассматриваемом квартале - $n^{i}_{р}$;
- общее число выходных и праздничных дней в рассматриваемом квартале - $n^{i}_{б}$;
- фактическое суммарное потребление электрической энергии в рабочие дни аналогичного квартала прошедшего года $W^{пр}_{р}$;
- фактическое суммарное потребление электрической энергии в выходные и праздничные дни аналогичного квартала прошедшего года - $W^{пр}_{б}$;
- число рабочих дней в аналогичном квартале прошедшего года - $n^{пр}_{р}$;
- общее число выходных и праздничных дней в аналогичном квартале прошедшего года - $n^{пр}_{б}$.

Исходные данные $W^{пр}_{р}$ и $W^{пр}_{б}$ могут быть определены путем суммирования соответствующих значений потребленной электрической энергии за рабочие и выходные (праздничные) дни, зафиксированных в форме № 6.3, лист 2 "Потребление электрической энергии шахтой (разрезом), отдельными (контролируемыми) участками или электроустановками".

Расчет суточных и месячных планов потребления электрической энергии осуществляется в следующем порядке:

I. Определяется среднее потребление электроэнергии за рабочий день аналогичного квартала прошедшего года

$$W^{пр}_{рсут} = \frac{W^{пр}_{р}}{n^{пр}_{р}} \cdot \qquad (3.4)$$

2. Определяется среднее потребление электроэнергии за выходной и праздничный дни аналогичного квартала прошедшего года

$$W^{пр}_{бсут} = \frac{W^{пр}_{б}}{n^{пр}_{б}} \cdot \qquad (3.5)$$

3. Определяется коэффициент снижения потребления электроэнергии предприятием в выходные и праздничные дни в аналогичном квартале прошедшего года по сравнению с потреблением электроэнергии в рабочие дни

$$K_{б} = \frac{W^{пр}_{бсут}}{W^{пр}_{рсут}} \cdot \qquad (3.6)$$

4. Находится количество условных рабочих дней в рассматриваемом квартале

$$n^{i}_{у} = n^{i}_{р} + K_{б} \cdot n^{i}_{б} \ , \qquad (3.7)$$

где $i = I,...IУ$ - индекс соответствующего квартала года.

5. Определяется величина предполагаемого потребления электрической энергии за рабочий день рассматриваемого квартала

$$W^{i}_{рсут} = \frac{W^{i}_{кб}}{n^{i}_{у}} \cdot \qquad (3.8)$$

6. Определяется величина предполагаемого потребления электрической энергии за выходные и праздничные дни рассматриваемого квартала

$$W^{i}_{бсут} = K_{б} \cdot W^{i}_{рсут} \cdot \qquad (3.9)$$

7. Рассчитывается предполагаемое потребление электрической энергии на каждый месяц рассматриваемого квартала по формуле

$$W^{j}_{мес} = W^{i}_{рсут} \cdot n^{j}_{р} + W^{i}_{бсут} \cdot n^{j}_{б} \ , \qquad (3.10)$$

где $n_р^j$ – число рабочих дней в j -м месяце рассматриваемого квартала;

$n_в^j$ – число выходных и праздничных дней в j -м месяце рассматриваемого квартала;

j =I,2,3,... – I2 – индекс соответствующего месяца года.

Результаты расчетов предприятиями установленных им планов потребления электроэнергии по месяцам квартала, на рабочий и выходной дни не позднее чем за I0 дней до начала соответствующего квартала направляются в энергосистемы Минэнерго СССР. В случае непредставления этих данных в установленные сроки энергосистемы производят распределение планов отпуска электроэнергии предприятиям по собственному усмотрению (см."Порядок" п.2.2.9).

Рассчитанное по изложенной выше методике потребление электрической энергии предприятием должно ежедневно контролироваться в начале квартала путем сопоставления фактических значений потребляемой электрической энергии в рабочие и выходные дни со значениями $W_{р\,сут}^t$ (3.8) и $W_{в\,сут}^t$ (3.9).

При сопоставлении фактических и предполагаемых (рассчитанных) значений потребляемой электрической энергии могут иметь место расхождения, вызванные следующими основными причинами:

– изменением производительности и элементов технологической схемы предприятия по сравнению с аналогичным периодом прошедшего года;

– установкой на предприятии нового электрооборудования или реконструкцией действующего, приводящей к изменению режимов электропотребления;

– изменением по производственным причинам числа рабочих дней за квартал.

В случае такого расхождения предприятие имеет право один раз в квартал (в первом или во втором месяцах) до 20 числа отчетного месяца по согласованию с энергосистемой в пределах квартального плана отпуска электроэнергии вносить изменения в установленные месячные планы потребления электроэнергии как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения за счет соотьетствующего изменения плана потребления электроэнергии последующих месяцев квартала. При этом перераспределение планов потребления электроэнергии между кварталами не допускается (см. "Порядок", п.2.2.9).

В случае систематического превышения рассчитанных планов потребления электрической энергии в рабочие и выходные дни и неизменной производительности предприятия необходимо установить причины повышенного потребления электрической энергии, а затем разработать и внедрить мероприятия по снижению ее потребления (см.п.3.9).

При превышении предприятием установленных месячных планов потребления электроэнергии за всю энергию, израсходованную сверх плана, взимается плата в установленном порядке (см.п.2.2.I3).

Пример. Распределить установленный шахте план потребления электроэнергии по месяцам IУ-го квартала, а также на рабочий и выходной дни при следующих исходных данных:

$W^{IV}_{кб}$ = I6000 тыс.кВт·ч; $n^{IV}_{р}$ =77 дн; $n^{IV}_{б}$ =I5 дн;

$W^{пр}_{р}$ = I4700 тыс.кВт·ч; $W^{пр}_{б}$ = I300 тыс.кВт·ч;

$n^{пр}_{р}$ = 76 дн; $n^{пр}_{б}$ = I6 дн.

Решение.

I. Из выражения (3.4) определяется среднее потребление электроэнергии за рабочий день IУ-го квартала прошедшего года

$$W^{пр}_{рсут} = \frac{W^{пр}_{р}}{n^{пр}_{р}} = \frac{I4700}{76} = I93,4 \text{ тыс.кВт·ч.}$$

2. Из выражения (3.5) определяется среднее потребление электроэнергии за выходной (праздничный) день IУ-го квартала прошедшего года

$$W^{пр}_{бсут} = \frac{W^{пр}_{б}}{n^{пр}_{б}} = \frac{I300}{I6} = 8I,3 \text{ тыс.кВт·ч.}$$

3. Из выражения (3.6) определяется коэффициент $K_б$ как

$$K_б = \frac{W^{пр}_{бсут}}{W^{пр}_{рсут}} = \frac{8I,3}{I93,4} = 0,42.$$

4. Из выражения (3.7) находится количество условных рабочих дней в IУ-м квартале

$$n^{IV}_{у} = n^{IV}_{р} + K_б \cdot n^{IV}_{б} = 77 + 0,42 \cdot I5 = 83,3 \text{ дня.}$$

5. Из выражения (3.8) определяется величина предполагаемого потребления электрической энергии за рабочий день IУ-го квартала

$$W^{IV}_{рсут} = \frac{W^{IV}_{кб}}{n^{IV}_{у}} = \frac{I6000}{83,3} = I92,I \text{ тыс.кВт·ч.}$$

6. Из выражения (3.9) определяется величина предполагаемого потребления электрической энергии за выходной (праздничный) день

$$W^{IV}_{бсут} = K_б \cdot W^{IV}_{рсут} = 0{,}42 \cdot 192{,}1 = 80{,}7 \text{ тыс.кВт·ч.}$$

7. С использованием выражения (3.10) рассчитывается предполагаемое потребление электрической энергии на каждый месяц IУ-го квартала:

а) 10-й месяц (октябрь) $j = 10$

$n^{10}_р = 26,$ $n^{10}_б = 5,$

$W^{10}_{мес} = 192{,}1 \cdot 26 + 80{,}7 \cdot 5 \approx 5400$ тыс.кВт·ч;

б) 11-й месяц (ноябрь) $j = 11$

$n^{11}_р = 24,$ $n^{11}_б = 6,$

$W^{11}_{мес} = 192{,}1 \cdot 24 + 80{,}7 \cdot 6 \approx 5090$ тыс.кВт·ч;

в) 12-й месяц (декабрь) $j = 12$

$n^{12}_р = 27,$ $n^{12}_б = 4,$

$W^{12}_{мес} = 192{,}1 \cdot 27 + 80{,}7 \cdot 4 \approx 5510$ тыс.кВт·ч .

Проверка:

$$W^{IV}_{кб} = W^{10}_{мес} + W^{11}_{мес} + W^{12}_{мес} = 5400 + 5090 + 5510 = 16000 \text{ тыс.кВт·ч.}$$

3.2.2. Порядок расчета лимитов мощности

Как уже отмечалось в разделе 2.2, лимиты мощности устанавливаются энергосистемами (Энергонадзорами) Минэнерго СССР предприятиям и организациям, рассчитывающимся по двухставочному тарифу. Отпуск электроэнергии предприятиям угольной промышленности производится, как правило, по установленным планам электропотребления. В этом случае значение суточного плана потребления электроэнергии предприятия является исходной величиной для расчета устанавливаемого ему энергосистемой лимита мощности (инструктивное письмо Госэнергонадзора № 17-6р от 16.08.77 г.).

Другой исходной величиной является суточный график активной нагрузки предприятия, снимаемый Энергонадзором на предприятии в декабре совместно с представителями энергомеханической службы предприятия.

Для расчета лимита мощности предприятия необходимо знать также число рабочих смен и продолжительность максимума нагрузки энергосистемы.

Лимиты мощности предприятий рассчитываются в следующей последовательности:

I. Определяется максимальная нагрузка предприятия в часы максимума энергосистемы за период, когда вводится лимитирование мощности, из выражения

$$P_{ф_л} = \frac{W^{IV}_{p\,сут}}{24 \cdot K_з}, \qquad (3.11)$$

где $W^{IV}_{p\,сут}$ – суточный план потребления электроэнергии на рабочий день декабря, когда вводится лимит мощности (рассчитывается по методике п.3.2.I), кВт·ч;

$K_з$ – коэффициент заполнения суточного графика нагрузки режимного дня декабря прошедшего года

$$K_з = \frac{P^{пр}_{ср}}{P_ф}, \qquad (3.12)$$

где $P^{пр}_{ср}$ – среднее значение активной нагрузки за сутки, кВт;

$P_ф$ – фактическое значение максимальной получасовой активной нагрузки в часы максимума энергосистемы, кВт.

Примечание: При известном графике режимного дня декабря прошедшего года значение $P_ф$ может быть снято с графика нагрузки (максимальное значение за получасовой интервал) в часы максимума энергосистемы.

Величина $P^{пр}_{ср}$ может быть определена как

$$P^{пр}_{ср} = \frac{W^{пр}_{p\,сут}}{24}, \qquad (3.13)$$

где $W^{пр}_{p\,сут}$ – суточное потребление электроэнергии за рабочий день декабря прошедшего года (определяется при снятии суточного графика нагрузки в режимный день), кВт·ч;

После подстановки в выражение (3.II) значения коэффициента $K_з$ (3.I2) и входящего в (3.I2) значения $P^{пр}_{ср}$ (3.I3)

лолучим

$$P_{\phi_\Lambda} = \frac{W^{IV}_{p\,сут}}{W^{пр}_{pсут}} \cdot P_{\phi} \quad .$$

Обозначим

$$\frac{W^{IV}_{pсут}}{W^{пр}_{pсут}} = K'_W \quad , \text{ тогда } P_{\phi_\Lambda} = K'_W \cdot P_{\phi} \quad . \qquad (3.I4)$$

При неизменном плане электропотребления значение $W^{IV}_{pсут} = W^{пр}_{pсут}$, $K'_W = I$, а выражение (3.I4) примет вид

$$P_{\phi_\Lambda} = P_{\phi} \quad .$$

2. Определяется среднее значение суточной нагрузки предприятия в течение периода, в котором вводится лимит мощности как

$$P_{ср} = \frac{W^{IV}_{pсут}}{24} \quad . \qquad (3.I5)$$

3. Определяется нагрузка, которая может быть смещена на другие часы суток как

$$\Delta P = P_{\phi_\Lambda} - P_{ср} \qquad (3.I6)$$

и соответственно на каждый час работы

$$\Delta P_ч = \frac{\Delta P}{t_р} \quad , \qquad (3.I7)$$

где $t_р$ – число часов работы в сутки (при двух сменах $t_р$ = I5 часов, при трех сменах $t_р$ = 23 часа).

4. Определяется лимит мощности предприятия как

$$P_{лим} = P_{\phi_\Lambda} - \Delta P_ч \cdot t_м \quad , \qquad (3.I8)$$

где $t_м$ – продолжительность максимума нагрузки энергосистемы, ч.

Зная порядок расчета лимитов мощности, представители энергомеханических служб предприятий угольной промышленности могут:

I. Сразу же после снятия графика активной нагрузки предприятия в режимный день декабря месяца рассчитать ориентировочное значение лимита мощности $P_{лим}$, которое может быть в следующем осенне-зимнем периоде.

2. При составлении договора на пользование электрической

энергией с энергоснабжающей организацией использовать результаты расчета $P_{лим}$.

3. При снятии графика активной нагрузки предприятия контролировать в часы максимума нагрузки энергосистемы значение мощности $P_{ф_л}$, которое определяет величину $P_{лим}$.

Практическая реализация перечисленных рекомендаций позволит предприятиям совершенствовать плату за электрическую энергию в периоды, когда энергосистема устанавливает лимиты мощности.

Необходимо отметить, что иногда установленные потребителям лимиты мощности могут отличаться от значений, рассчитанных по изложенной выше методике. Это бывает в случаях, когда совмещенный максимум лимитов мощности энергосистемы окажется больше величины "разрешенной максимальной нагрузки лимитируемых по мощности потребителей". Тогда рассчитанные потребителям лимиты мощности уменьшаются одним процентом пропорционально каждому потребителю.

Пример. Рассчитать лимит мощности угольной шахты, устанавливаемый на часы максимума активной нагрузки энергосистемы, при следующих исходных данных:

- Суточное потребление электроэнергии шахтой на рабочий день периода, когда вводится лимит мощности

$$W^{IV}_{P_{сут}} = 200 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}.$$

- Суточное потребление электроэнергии шахтой за рабочий день режимного дня декабре месяце прошедшего года

$$W^{пр}_{P_{сут}} = 180 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}.$$

- Максимальная активная нагрузка в часы максимума энергосистемы, снятая с суточного графика нагрузки декабря прошедшего года $P_ф = 12{,}5$ МВт.
- Продолжительность максимума нагрузки энергосистемы $t_м = 3$ч.
- Число рабочих смен – 3.
- Число часов работы в сутки $t_р = 23$ ч.

Решение.

I. Из выражения (3.I4) определяем величину

$$P_{ф_л} = K'_w \cdot P_ф = 1{,}11 \cdot 12{,}5 = 13{,}9 \text{ МВт}$$

$$K'_w = \frac{W^{IV}_{P_{сут}}}{W^{пр}_{P_{сут}}} = \frac{200}{180} = 1{,}11.$$

2. Из выражения (3.I5) находим

$$P_{ср} = \frac{W^{\Psi}_{рсут}}{24} = \frac{200}{24} = 8,3 \text{ МВт}.$$

3. Из выражения (3.I6) находим

$$\Delta P = P_{ф_л} - P_{ср} = I3,9 - 8,3 = 5,6 \text{ МВт},$$

а из выражения (3.I7) -

$$\Delta P_ч = \frac{\Delta P}{t_р} = \frac{5,6}{23} = 0,24 \text{ МВт/ч}.$$

4. Из выражения (3.I8) определяем величину $P_{лим}$

$$P_{лим} = P_{ф_л} - \Delta P_ч \cdot t_м = I3,9 - 0,24 \cdot 3 \approx I3,2 \text{ МВт}.$$

3.3. Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления на предприятиях угольной промышленности

3.3.I. Общие положения

С целью упорядочения взаимоотношений между потребителями электрической энергии и энергоснабжающими организациями, между основными потребителями и субабонентами при расчетах за электроэнергию в соответствии с [2,3], а также для разработки регулировочных мероприятий, обеспечивающих оптимизацию режимов электропотребления и поддержание заданных энергосистемой оптимальных параметров электропотребления, необходимо иметь данные о фактических значениях этих параметров. Получить такие данные можно с помощью разработанной в ИГД им.А.А.Скочинского Методики [6], которая согласована с Госэнергонадзором Минэнерго СССР, утверждена Минуглепромом СССР и введена в действие с I июля I98I года (письмо Минуглепрома СССР № 25-6-7/388 от I9.05.8Iг.). В данной главе излагается переработанный вариант Методики [6], скорректированный с изложенным в новых Правилах пользования электрической и тепловой энергией [3] порядком расчета фактических значений реактивных мощностей предприятий $Q_{ф_1}$ и $Q_{ф_2}$.

При введении в действие настоящих Указаний Методику [6] следует считать утратившей силу (приказ Минуглепрома СССР от 27 ноября I98I г. № 540).

Изложенная в настоящих Указаниях Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления позволяет:

I. Определять фактические значения основных параметров электропотребления, используемых при расчетах за электроэнергию потребителей с энергоснабжающими организациями. Такими параметрами являются (см.п.3.I):

- фактическая получасовая активная мощность потребителя в часы максимума энергосистемы за расчетный период (квартал) - $P_{ф}$;

- наибольшая реактивная мощность, передаваемая потребителю из сетей энергосистемы в течение получаса в периоды максимума активной нагрузки энергосистемы - $Q_{ф_1}$;

- средняя реактивная мощность, передаваемая потребителю из сети или генерируемая в сеть энергосистемы за период ее наименьшей активной нагрузки - $Q_{ф_2}$.

2. Осуществлять сбор статистических данных, которые могут быть использованы:

- при прогнозировании заявляемой предприятием получасовой активной мощности в часы максимума энергосистемы - $P_{м}$;

- при разработке регулировочных мероприятий по поддержанию заданных предприятию энергосистемой лимита мощности и планов электропотребления (см.п.3.2);

- при разработке мероприятий по поддержанию заданных предприятию энергосистемой оптимального получасового значения реактивной мощности в часы максимума активной нагрузки ($Q_{э_1}$) и оптимального среднего значения реактивной мощности, передаваемой из сети или генерируемой в сеть энергосистемы в часы минимума активной нагрузки ($Q_{э_2}$).

Ввиду того, что оснащенность предприятий угольной промышленности приборами учета активной мощности и энергии различна, методика производства замеров изложена применительно к основным вариантам оснащенности, изложенным в следующей последовательности:

I. На предприятиях имеются сумматоры, фиксирующие совмещенный получасовой максимум активной и реактивной нагрузок, а также все необходимые приборы учета [I0,II].

2. На предприятии отсутствуют сумматоры, фиксирующие совмещенные получасовые максимумы активной и реактивной нагрузок, а счетчики реактивной энергии на питающих и отходящих к субабонентам линиях могут включаться и отключаться с помощью электроконтактных часов.

3. На всех питающих и отходящих к субабонентам линиях уста-

новлены обычные счетчики активной и реактивной энергии (электроконтактные часы отсутствуют).

4. На предприятии имеется информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии.

В процессе выполнения замеров фактических значений параметров электропотребления на предприятиях необходимо следить за тем, чтобы запись показаний на нескольких питающих (или отходящих) линиях была строго синхронизирована по времени. В случае неодновременной записи показаний может иметь место погрешность измерений, зависящая от одновременности записи показаний.

После выполнения замеров при обработке полученных результатов необходимо:

- указанные стрелками сумматоров значения получасового максимума нагрузки (активной или реактивной) умножить на соответствующие значения коэффициента пересчета ($K_п$, $K_п'$);

- показания счетчиков активной и реактивной энергии за определенный промежуток времени умножить на коэффициент счетчика, который для универсальных трансформаторных счетчиков не зависит от нагрузки и определяется как произведение коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения [II], т.е.

$$K_{сч} = K_{тт} \cdot K_{тн} ;$$

- в таблицах измерений, имеющих графу "Примечание", зафиксировать данные о производительности предприятия, а также вынужденные простои энергоемких электроустановок во время проведения замеров.

Значение коэффициентов $K_п$ ($K_п'$) и $K_{сч}$ указывается при организации учета на передней стенке приборов (на специальном сменном щитке).

3.3.2. Определение величины получасовой активной мощности предприятий ($P_ф$) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы

Фактические значения максимальной мощности потребителей в течение получаса за период максимума активной нагрузки энергосистемы ($P_ф$) можно определить путем производства замеров с использованием имеющихся на подстанциях измерительных приборов.

Вариант I. На предприятии имеются все необходимые измерительные приборы (приборы учета активной мощности и энергии на

каждой питающей линии, а также сумматор, фиксирующий совмещенный получасовой максимум активной нагрузки).

В этом случае для определения мощности P_{φ} можно воспользоваться показаниями сумматора.

Определение величины P_{φ} по показаниям сумматора

При наличии на предприятии сумматора, фиксирующего совмещенный максимум активной нагрузки (например, фирмы "Ганц-Прибор"), для определения величины P_{φ} наиболее просто воспользоваться значениями, указываемыми ведущей стрелкой прибора [10]. Через каждые 30 мин. после начала прохождения максимума активной нагрузки энергосистемы (до момента сброса показаний) записываются указанные стрелкой значения максимума нагрузки предприятия ω_k (в делениях). Для получения значений максимума активной нагрузки P_{φ} в кВт необходимо умножить наибольшее значение ω_m за период максимума нагрузки на коэффициент пересчета K_n, т.е.

$$P_{\varphi_m} = \omega_m \cdot K_n \text{, кВт .}$$

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл.3.I.

Индекс $k = 1,2,3...$ в табл.3.I и далее означает номер 30-минутного интервала времени, а $m = 1,2,3...$ - номер максимума активной нагрузки.

Таблица 3.I

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Показания прибора ω_k, дел.	Наибольшее значение ω_m за время каждого максимума нагрузки, дел.	Коэффициент пересчета K_n	Наибольшее средневзвешенное значение мощности за 30-минутный интервал для каждого максимума нагрузки P_{φ_m}, кВт	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8
	I-ый (утренний)	0-30 30-60 и т.д.		ω_1		P_{φ_1}	
	2-ой (вечерний)			ω_2		P_{φ_2}	

Значения P_{Φ_1}, P_{Φ_2} и т.д. из графы 7 табл.3.I заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (см.приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл.3.I за расчетный период (квартал) будет представлять собой фактическое значение максимальной активной мощности потребителя (P_{Φ}), используемое при расчетах за электроэнергию с энергоснабжающей организацией.

Определение величины P_{Φ} с использованием счетчиков активной энергии

Для получения значений P_{Φ} в часы максимума энергосистемы можно проводить измерения с использованием показаний счетчика активной энергии, фиксирующего суммарную потребляемую предприятием активную энергию. Показания прибора записываются в течение всего времени прохождения максимума активной нагрузки через интервалы времени Δt = 30 мин. Результаты замеров обрабатываются следующим образом. Для каждого 30-минутного интервала времени определяется значение $\Delta\omega_к$, равное

$$\Delta\omega_к = \omega_{к+1} - \omega_к ,$$

где $\omega_к$, $\omega_{к+1}$ – последовательно снятые показания счетчика активной энергии, дел.

Величину средней мощности (кВт) для принятого интервала времени Δt можно определить по формуле пересчета

$$P'_{\Phi_к} = \frac{\Delta\omega_к \cdot K_{сч}}{K_t} , \qquad (3.I9)$$

где $K_{сч}$ – коэффициент счетчика активной энергии;

K_t – временной коэффициент, определяемый как

$K_t = \frac{\Delta t}{60}$ (при Δt = 30 мин. $K_t = \frac{30}{60} = 0{,}5$).

Результаты замеров и расчетов сводится в табл.3.2.

Таблица 3.2

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Время замера, мин	Показания счетчика активной энергии $\omega_к$, дел.	Значение $\Delta\omega_к = \omega_{к+1} - \omega_к$, дел.	Средневзвешенное значение мощности $P'_{\Phi к}$ для 30-минутного интервала, кВт	Наибольшее значение из графы 6 за время каждого максимума нагрузки $P_{\Phi m}$, кВт	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8
	I-ний (утренний)	$0^{ж}$) 30 60 90 и т.д.	ω_1 ω_2 ω_3	$\Delta\omega_1=\omega_2-\omega_1$ $\Delta\omega_2=\omega_3-\omega_2$ и т.д.	0-30 P'_{Φ_1} 30-60 P'_{Φ_2}	P_{Φ_1}	
	2-ой (вечерний)					P_{Φ_2}	

$0^{ж}$) - начало отсчета, которое может быть принято равным фактическому времени в начале замера (часы, мин)

В графу 6 табл.3.2 вписываются значения $P'_{\Phi к}$, определенные с помощью выражения (3.I9) для 30-минутных интервалов времени.

В графу 7 табл.3.2 вписываются взятые из графы 6 наибольшие средневзвешенные 30-минутные значения активной мощности предприятия для каждого максимума активной нагрузки энергосистемы, а именно: P_{Φ_1}, P_{Φ_2} и т.д. Значения мощностей P_{Φ_1}, P_{Φ_2} и т.д. из графы 7 табл.3.2 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл.3.2 за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину P_{Φ}.

Вариант 2. На предприятии отсутствует сумматор, фиксирующий совмещенный максимум активной нагрузки потребителя.

В этом случае величину P_{Φ} можно определить с использованием показаний установленных на каждой питающей линии счетчиков активной энергии по методике, изложенной выше (см.вариант I).

При этом средневзвешенное значение 30-минутного максимума активной нагрузки каждой линии может быть определено в порядке, изложенном в табл.3.2 (поз.1-6). Необходимо отметить, что измерения должны производиться одновременно на всех питающих линиях.

Последующие расчеты выполняются в порядке, изложенном в табл.3.3.

Таблица 3.3

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Средневзвешенное значение $P'_{\Phi k\ell}$ для 30-минутного интервала на каждой линии, кВт				Суммарное значение 30-минутных максимумов на всех линиях, кВт $P'_{\Phi k}$	Наибольшее из значений графы 5 за время каждого максимума нагрузки, кВт $P_{\Phi m}$	Примечание
			1	2	...	ℓ			
1	2	3	4				5	6	7
	1-ый (утренний)	0-30	$P'_{\Phi 11}$	$P'_{\Phi 12}$	...	$P'_{\Phi 1\ell}$	$P'_{\Phi 1}$	$P_{\Phi 1}$	
		30-60	$P'_{\Phi 21}$	$P'_{\Phi 22}$	...	$P'_{\Phi 2\ell}$	$P'_{\Phi 2}$		
		60-90							
		и т.д.					и т.д.		
	2-ой (вечерний)							$P_{\Phi 2}$	

ℓ - номер питающей линии;

$k = 1,2,3...$ - номер 30-минутного интервала времени.

Значения $P_{\Phi 1}$, $P_{\Phi 2}$ и т.д. из графы 6 табл.3.3 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 6 табл.3.3 за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину P_{Φ}.

3.3.3. Определение величины получасовой реактивной мощности предприятий (Q_{Φ_1}) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы

Фактические наибольшие значения реактивной мощности потребителей в течение получаса за период максимума активной нагрузки энергосистемы (Q_{Φ_1}) можно определить путем производства замеров с использованием имеющихся на подстанциях измерительных приборов.

Вариант I. На предприятии имеются все необходимые измерительные приборы (приборы учета реактивной мощности и энергии на каждой питающей линии, а также сумматор, фиксирующий совмещенный получасовой максимум реактивной нагрузки потребителя).

В этом случае для определения мощности Q_{Φ_1} можно воспользоваться показаниями сумматора.

Определение величины Q_{Φ_1} по показателям сумматора

При наличии на предприятии сумматора, фиксирующего совмещенный максимум реактивной нагрузки (например, фирмы "Ганц-Прибор") для определения величины Q_{Φ_1} наиболее просто воспользоваться значениями, указываемыми ведущей стрелкой прибора [10]. Через каждые 30 мин. после начала прохождения максимума активной нагрузки энергосистемы (до момента сброса показаний) записываются указанные стрелкой значения максимума реактивной нагрузки предприятия $\omega'_к$ (в делениях). Для получения значений максимума реактивной нагрузки $Q_{\Phi_{1m}}$ в квар необходимо умножить наибольшее значение за время максимума активной нагрузки ω'_m на коэффициент пересчета $K'_п$, т.е.

$$Q_{\Phi_{1m}} = \omega'_m \cdot K'_п , \quad \text{квар.}$$

где m = I,2,3.... – номер максимума активной нагрузки энергосистемы.

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл.3.4.

Таблица 3.4

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Показания прибора $\omega'_к$, дел.	Наибольшее значение из графы 4 за время каждого максимума нагрузки ω'_m, дел.	Коэффициент пересчета $K'_п$	Значение $Q_{ф1m} = \omega'_m \cdot K'_п$, квар	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8
	I-ый (утренний)	0-30 30-60 и т.д.		ω'_1		$Q_{ф11}$	
	2-ой (вечерний)			ω'_2		$Q_{ф12}$	

Значения $Q_{ф11}$, $Q_{ф12}$ и т.д. из графы 7 табл.3.4 заносятся в форму III 6.3, лист 3 (приложение 4). Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл.3.4 за расчетный период (квартал) будет представлять собой фактическое значение реактивной мощности потребителя в течение получаса за период максимума активной нагрузки энергосистемы ($Q_{ф1}$), используемое при расчетах за электроэнергию с энергоснабжающей организацией [2].

Определение величины $Q_{ф1}$ с использованием счетчиков реактивной энергии

Для получения значений $Q_{ф1}$ в часы максимума энергосистемы можно проводить измерения с использованием счетчика реактивной энергии, фиксирующего суммарную потребляемую предприятием реактивную энергию. Показания прибора записываются в течение всего времени прохождения максимума активной нагрузки через интервалы времени Δt = 30 мин.

Результаты замеров обрабатываются следующим образом. Для каждого 30-минутного интервала времени определяется значение $\Delta \omega'_к$, равное

$$\Delta \omega'_к = \omega'_{к+1} - \omega'_к ,$$

где $\omega'_к, \omega'_{к+1}$ – последовательно снятые показания счетчика реактивной энергии, дел.

Величину средней мощности (квар) для принятого интервала времени Δt можно определить по формуле пересчета

$$Q'_{\varphi i к} = \frac{\Delta \omega'_к \cdot K'_{сч}}{K_t} , \qquad (3.20)$$

где $K'_{сч}$ – коэффициент счетчика реактивной энергии;

K_t – см.выражение (3.19).

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл.3.5.

Таблица 3.5

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Время замера, мин	Показания счетчика реактивной энергии $\omega'_к$, дел.	Значение $\Delta \omega'_к = \omega'_{к+1} - \omega'_к$, дел.	Средневзвешенное значение мощности для 30-минутного интервала $Q'_{\varphi 1к}$, квар	Наибольшее значение из графы 6 для каждого максимума нагрузки, квар $Q_{\varphi 1m}$	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8
	I-ый (утренний)	0*) 30 60 90	ω'_1 ω'_2 ω'_3	$\Delta\omega'_1=\omega'_2-\omega'_1$ $\Delta\omega'_2=\omega'_3-\omega'_2$ и т.д.	0-30 $Q'_{\varphi 11}$ 30 - 60 $Q'_{\varphi 12}$ и т.д.	$Q_{\varphi 11}$	
	2-ой (вечерний)					$Q_{\varphi 12}$	

0*) – начало отсчета, которое может быть принято равным фактическому времени в начале замера (часы, мин.)

После определения значений $Q'_{\varphi 11}$, $Q'_{\varphi 12}$ и т.д. с помощью выражения (3.20) (графа 6 табл.3.5) наибольшие средневзвешенные 30-минутные значения реактивной мощности для каждого максимума активной мощности, взятые из графы 6, вписываются в графу 7 табл.3.5 и обозначаются в соответствии с номером максимума

нагрузки $Q_{\Phi 11}$, $Q_{\Phi 12}$ и т.д.

Значения $Q_{\Phi 11}$, $Q_{\Phi 12}$ и т.д. из графы 7 табл.3.5 заносятся в форму № 6.3, лист 3 (приложение 4).

Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 7 табл.3.5 за расчетный период (квартал) будет представлять собой величину $Q_{\Phi 1}$.

Вариант 2. *На предприятии отсутствует* сумматор, фиксирующий совмещенную реактивную мощность потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы, а на каждой питающей линии установлены счетчики реактивной энергии, которые включаются электроконтактными часами в периоды максимума нагрузки энергосистемы.

В этом случае значение мощности $Q_{\Phi 1}$ определяется по формуле [3]:

$$Q_{\Phi 1} = K_M \cdot \frac{W_{Q1}}{t_1 \cdot D}, \qquad (3.21)$$

где $t_1 \cdot D = t_{MP}$ – общее число часов работы счетчика в часы максимума нагрузки энергосистемы за расчетный период;

$t_1 = t_{MУ} + t_{MВ}$ – число часов работы счетчика в сутки за периоды максимумов нагрузки;

$t_{MУ}$, $t_{MВ}$ – продолжительность утреннего и соответственно вечернего максимумов нагрузки энергосистемы, ч;

D – число суток в расчетном периоде;

K_M – коэффициент приведения средней величины за время t_{MP} к 30-минутному максимуму, принимаемый равным для предприятий с 7-дневной рабочей неделей-1,2; с 6-дневной – 1,3; с 5-дневной – 1,4;

W_{Q1} – реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за D суток, квар·ч.

Для определения величины W_{Q1} необходимо выполнить замеры и расчеты, которые сводятся в табл.3.6.

Таблица 3.6

Номер питающей линии	Показания счетчиков реактивной энергии на каждой питающей линии, дел.		Разность показаний счетчиков за расчетный период, дел.	Коэффициент счетчика реактивной энергии $K'_{сч}$	Реактивная энергия, зафиксированная каждым счетчиком за $\mathcal{D}$ суток в часы максимума энергосистемы, квар·ч
	в начале расчетного периода	в конце расчетного периода (через $\mathcal{D}$ суток)			
I	2	3	4	5	6
I	$\omega_{1н}$	$\omega_{1к}$	$\Delta\omega_1=\omega_{1к}-\omega_{1н}$	$K'_{сч_1}$	$W_{Q_{11}}=\Delta\omega_1\cdot K'_{сч_1}$
2	$\omega_{2н}$	$\omega_{2к}$	$\Delta\omega_2=\omega_{2к}-\omega_{2н}$	$K'_{сч_2}$	$W_{Q_{12}}=\Delta\omega_2\cdot K'_{сч_2}$
...	...	...	...	...	...
ℓ	$\omega_{\ell н}$	$\omega_{\ell к}$	$\Delta\omega_\ell=\omega_{\ell к}-\omega_{\ell н}$	$K'_{сч_\ell}$	$W_{Q_{1\ell}}=\Delta\omega_\ell\cdot K'_{сч_\ell}$

Величина W_{Q_1} определится как сумма значений графы 6 табл.3.6, а именно:

$$W_{Q_1} = W_{Q_{11}} + W_{Q_{12}} + \cdots + W_{Q_{1\ell}} .$$

После подстановки величины W_{Q_1} в формулу (3.2I) (при известных значениях $K_м$, t_1 и $\mathcal{D}$) определяется значение мощности Q_{Φ_1} предприятия за расчетный период.

Вариант 3. На предприятии отсутствует сумматор, а на каждой питающей линии установлены обычные счетчики реактивной энергии (не имеющие электроконтактных часов).

В этом случае временно, до установки приборов, фиксирующих суммарную реактивную нагрузку предприятия в часы максимума энергосистемы, контроль за фактическим значением реактивной мощности Q_{Φ_1} в эти часы должен осуществляться путем ежесуточных записей показаний обычных счетчиков реактивной энергии на начало и конец периодов максимума активной нагрузки энергосистемы [3].

Расчетное значение Q_{Φ_1} определяется в этом случае по формуле (3.2I) при значениях $K_м = I{,}2$ и $\mathcal{D} = I$, т.е.

$$Q_{\Phi_1} = 1{,}2\,\frac{W_{Q_i}}{t_1}\,, \qquad (3.22)$$

где W_{q_t} - расход реактивной энергии в часы максимума активных нагрузок энергосистемы за те сутки расчетного периода, в которые он был наибольшим, квар·ч;

t_1 - см.выражение (3.21).

Результаты замеров и расчетов выполняются отдельно для каждой питающей линии и сводятся в табл.3.7.

Таблица 3.7

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Показания счетчика реактивной энергии, дел		Разность показаний счетчика за период максимума нагрузки, дел.	Коэффициент счетчика $K'_{сч}$	Реактивная энергия за период максимума нагрузки, квар·ч	Суммарная реактивная энергия, зафиксированная счетчиком за сутки в периоды максимума нагрузки, квар·ч
		в начале периода максимума нагрузки	в конце периода максимума нагрузки				
I	2	3	4	5	6	7	8
	I-ый (утренний)	$\omega_{1н}$	$\omega_{1к}$	$\Delta\omega_1=\omega_{1к}-\omega_{1н}$		$W'_{q_{11}}=\Delta\omega_1\cdot K'_{сч}$	$W_{q_м}=W'_{q_{11}}+W'_{q_{21}}$
	2-ой (вечерний)	$\omega_{2н}$	$\omega_{2к}$	$\Delta\omega_2=\omega_{2к}-\omega_{2н}$		$W'_{q_{21}}=\Delta\omega_2\cdot K'_{сч}$	

Для определения потребления реактивной энергии в часы максимума энергосистемы предприятием в целом необходимо просуммировать значения графы 8 табл.3.7 по всем питающим линиям, сведя их предварительно в табл.3.8.

Таблица 3.8

Дата замера (число, месяц, год)	Суммарная реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за сутки в периоды максимума нагрузки на каждой линии, квар.ч (табл.3.7, графа 8)				Суммарное потребление реактивной энергии предприятием за сутки в периоды максимума нагрузки, квар·ч
	I	2	...	l	
I	2				3
	$W_{Q_{11}}$	$W_{Q_{12}}$	...	$W_{Q_{1l}}$	$W_{Q_{L_1}} = W_{Q_{11}} + W_{Q_{12}} + ... + W_{1l}$

Наибольшее из значений графы 3 табл.3.8 за расчетный период будет представлять собой величину W_{Q_i}, используемую для расчета мощности Q_{Φ_1} с помощью выражения (3.22).

При планировании установки на предприятии специальных устройств (сумматоров), фиксирующих суммарную 30-минутную реактивную нагрузку потребителя в часы максимума энергосистемы, необходимо наряду с выполнением описанных выше замеров и расчета средневзвешенного значения реактивной мощности Q_{Φ_1} за периоды максимума энергосистемы (п.3.3.3, вариант 3) заблаговременно (не позднее, чем за полгода) начать замеры с целью определения средневзвешенного фактического значения совмещенного 30-минутного максимума реактивной нагрузки предприятия в часы максимума активной нагрузки энергосистемы (Q_{Φ_1}).

Величину Q_{Φ_1} можно определить с использованием показаний установленных на каждой питающей линии счетчиков реактивной энергии по методике, изложенной выше (п.3.3.3; вариант I). При этом средневзвешенное значение 30-минутного максимума реактивной нагрузки каждой линии в часы максимума активной нагрузки энергосистемы может быть определено в порядке, изложенном в табл.3.5 (поз.I-6).

Необходимо отметить, что измерения должны производиться ежесуточно одновременно на всех питающих линиях.

Последующие расчеты выполняются в порядке, изложенном в табл.3.9.

Таблица 3.9

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Интервал времени, мин	Средневзвешенное значение $Q'_{\phi 1k\ell}$ для 30-минутного интервала на каждой линии за период максимума активной нагрузки энергосистемы,				Суммарное значение 30-минутного максимума реактивной нагрузки на всех линиях $Q'_{\phi 1k}$, квар	Наибольшее значение из графы 5 за время каждого максимума нагрузки, квар $Q_{\phi 1m}$	Примечание
			I	2	...	ℓ			
I	2	3	4				5	6	7
	I-ый (утренний)	0-30	$Q'_{\phi 111}$	$Q'_{\phi 112}$		$Q'_{\phi 11\ell}$	$Q'_{\phi 11} = Q'_{\phi 111} + Q'_{\phi 112} + \ldots + Q'_{\phi 11\ell}$	$Q_{\phi 11}$	
		30-60	$Q'_{\phi 121}$	$Q'_{\phi 122}$		$Q'_{\phi 12\ell}$			
		60-90							
		и т.д.					и т.д.		
	2-ой (вечерний)							$Q_{\phi 12}$	

Значения $Q_{\phi 11}$, $Q_{\phi 12}$ и т.д. из графы 6 табл.3.9 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4).

Наибольшее из зафиксированных значений мощности графы 6 табл.3.9 за расчетный период (квартал) будет предотавлять собой величину Q_{ϕ_1}.

Полученные путем производства замеров значения Q_{ϕ_1} предприятия при заранее известном значении $Q_{э_1}$ (см.п.3.8.I) позволят заблаговременно разработать мероприятия по компенсации реактивной мощности и совершенствованию режимов электропотребления с целью поддержания регламентированного энергоснабжающей организацией оптимального значения реактивной мощности $Q_{э_1}$ в часы максимума энергосистемы.

3.3.4. Определение величины средней реактивной мощности предприятий (Q_{φ_2}) в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал)

Фактическое среднее значение реактивной мощности потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) (Q_{φ_2}) можно определить путем производства замеров с использованием имеющихся на подстанциях измерительных приборов.

Вариант I. На предприятии имеются счетчики, фиксирующие суммарную реактивную энергию предприятия.

В этом случае мощность Q_{φ_2} можно определить с использованием показаний счетчиков, фиксирующих суммарную реактивную энергию предприятия. Показания приборов записываются в начале и в конце каждого минимума активной нагрузки энергосистемы.

Величину средней мощности (квар) за период минимума активной нагрузки энергосистемы t_{min} можно определить по формуле пересчета

$$Q_{\varphi_{2n}} = \frac{\Delta\omega'_n \cdot K'_{сч}}{K'_t}, \qquad (3.23)$$

где $\Delta\omega'_n = \omega'_{кон} - \omega'_{нач}$,

$\omega'_{нач}, \omega'_{кон}$ – показания счетчика реактивной энергии соответственно в начале и в конце периода минимума активной нагрузки энергосистемы, дел.;

K'_t – временной коэффициент, определяемый как

$$K'_t = \frac{t_{min}}{60};$$

t_{min} – продолжительность минимума активной нагрузки энергосистемы, мин;

$n = 1,2,3...$ – номер минимума активной нагрузки энергосистемы.

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл.3.10.

В графу 5 табл.3.10 вписываются значения $Q_{\varphi_{2n}}$, определенные с помощью выражения (3.23).

Таблица 3.10

Дата замера (число, месяц, год)	Показания счетчика, фиксирующего суммарную реактивную энергию предприятия в часы минимума активной нагрузки энергосистемы, дел.		Значение реактивной энергии	Значение реактивной мощности	Примечание
	на начало периода $\omega'_{нач}$	на конец периода $\omega'_{кон}$	$\Delta\omega'_n$, дел.	$Q_{\Phi 2n}$, квар	
I	2	3	4	5	6
				$Q_{\Phi 21}$	
				$Q_{\Phi 22}$ и т.д.	

Значения $Q_{\Phi 21}$, $Q_{\Phi 22}$ и т.д. из графы 5 табл.3.10 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4).

Тогда средняя реактивная мощность потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) определяется из выражения

$$Q_{\Phi 2} = \frac{Q_{\Phi 21} + Q_{\Phi 22} + \ldots + Q_{\Phi 2n}}{n}, \qquad (3.24)$$

где n – общее число минимумов активной нагрузки потребителей за расчетный период (квартал).

Вариант 2. На предприятии имеются счетчики, фиксирующие суммарную реактивную энергию предприятия, которые включаются на время минимума активной нагрузки энергосистемы с помощью электроконтактных часов.

Включение счетчиков реактивной энергии на время минимума активной нагрузки энергосистемы с помощью электроконтактных часов позволит получить исходные данные для расчета потребления реактивной энергии предприятием в часы минимума активной нагрузки за расчетный период (квартал).

Тогда средняя реактивная мощность потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) $Q_{\Phi 2}$ определится по формуле [3]:

$$Q_{\varphi_2} = \frac{W_{Q_2}}{t_2 \cdot D}, \qquad (3.25)$$

где t_2 – число часов работы счетчика в сутки за период минимума нагрузки энергосистемы;

D – см. выражение (3.21);

W_{Q_2} – реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за D суток, квар·ч.

Для определения величины W_{Q_2} необходимо выполнить замеры и расчеты, которые оводятся в таблицу, аналогичную табл.3.6, но отличающуюся от последней тем, что в графу 6 заносится реактивная энергия $W_{Q_{21}}$, $W_{Q_{22}}$, ... , $W_{Q_{2l}}$, зафиксированная каждым счетчиком за D суток в часы минимума энергосистемы.

Тогда величина W_{Q_2} определится как сумма значений графы 6, а именно:

$$W_{Q_2} = W_{Q_{21}} + W_{Q_{22}} + \ldots + W_{Q_{2l}},$$

где l – номер питающей линии.

После подстановки величины W_{Q_2} в формулу (3.25) (при известных значениях t_2 и D) определяется значение мощности Q_{φ_2} предприятия за расчетный период.

Вариант 3. На предприятии отсутствуют приборы, фиксирующие суммарную реактивную энергию предприятия, а на каждой питающей линии установлены обычные счетчики реактивной энергии, не имеющие электроконтактных часов.

В этом случае величину Q_{φ_2} можно определить с использованием установленных на каждой питающей линии счетчиков реактивной энергии, фиксируя ежесуточно их показания в начале и в конце каждого минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период.

Тогда расчетное значение реактивной мощности потребителя за сутки ($Q_{\varphi_{2n}}$) определится по формуле (3.25) при условии, что $D = I$, а W_{Q_2} – реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за сутки в часы минимума энергосистемы. При этом условии значение $Q_{\varphi_{2n}}$ будет равно

$$Q_{\varphi_{2n}} = \frac{W_{Q_{2n}}}{t_2}, \qquad (3.26)$$

где n – см. выражение (3.23);

t_2 – см. выражение (3.25).

Результаты замеров и расчетов выполняются для каждой питающей линии и сводятся в табл.3.II.

Таблица 3.II

Дата замера (число, месяц, год)	Показания счетчика реактивной энергии, дел.		Разность показаний счетчика за период минимума нагрузки, дел.	Коэффициент счетчика $K'_{сч}$	Реактивная энергия, зафиксированная счетчиком за сутки в период минимума нагрузки, квар·ч
	в начале периода минимума нагрузки	в конце периода минимума нагрузки			
I	2	3	4	5	6

Для определения потребления реактивной энергии в часы минимума энергосистемы предприятием в целом, а также среднего значения реактивной мощности за этот же период необходимо просуммировать значения графы 6 табл.3.II. Результаты расчетов сводятся в табл.3.I2.

Таблица 3.I2

Дата замера (число, месяц, год)	Реактивная энергия, зафиксированная счетчиками за сутки на каждой линии в период минимума нагрузки энергосистемы, квар·ч (табл.3.II, графа 6)				Суммарное потребление реактивной энергии предприятием за сутки в период минимума нагрузки, квар·ч	Среднее значение реактивной мощности потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы, квар
	I	2	···	ℓ		
I	2				3	4
	$W_{q_{21}}$	$W_{q_{22}}$	···	$W_{q_{2\ell}}$	$W_{q_{2n}} = W_{q_{21}} + W_{q_{22}} + \ldots + W_{q_{2\ell}}$	$Q_{\varphi_{2n}} = \frac{W_{q_{2n}}}{t_2}$ см. выражение (3.26)

Значения $Q_{\varphi_{2n}}$ из графы 4 табл.3.I2 заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4).

Фактические средние значения реактивной мощности субабонентов за период минимума активной нагрузки энергосистемы ($Q_{с.\varphi_{2n}}$) можно определить аналогично изложенной выше методике определения мощности $Q_{\varphi_{2n}}$ основного потребителя с учетом оснащенности питающих субабонентов линий приборами учета. Рассчитанные значе-

ния $Q_{с.ф_{2п}}$ заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4).

Используя полученные данные, можно оценить долевое участие субабонентов в формировании фактического среднего значения реактивной мощности основного потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал).

В случае оснащенности предприятий приборами учета в соответствии с вариантом 3 (п.3.3.4) энергоснабжающая организация имеет право в любые сутки расчетного периода осуществлять контроль среднего значения реактивной мощности потребителя в часы минимума энергосистемы ($Q_{ф_{2п}}$), рассчитывая его по формуле (3.26) [3].

3.3.5. Особенности определения величины $P_ф$ основного потребителя, отпускающего электрическую энергию субабонентам

Согласно [2], основные потребители рассчитываются за электрическую энергию как с энергосистемой, так и с субабонентами по тарифам, установленным Прейскурантом 09-01 для соответствующих групп потребителей.

В случае, когда основной потребитель и субабонент рассчитываются за электрическую энергию по двухставочному тарифу, значение максимума активной нагрузки субабонента фиксируется в договоре с основным потребителем и регистрируется соответствующими приборами, установленными на питающих субабонентов линиях [3]. Контролировать значение этого максимума в часы максимальной нагрузки энергосистемы можно описанными выше методами (п.3.3.2) в зависимости от типа приборов учета, установленных на линиях субабонентов.

В том случае, когда основной потребитель рассчитывается за электрическую энергию по двухставочному тарифу, а субабонент по одноставочному, возникает задача определения участия субабонента в формировании суммарного максимума активной нагрузки, фиксируемого установленными на вводах основного потребителя приборами учета. При этом контроль участия субабонента в формировании суммарного максимума активной нагрузки будет зависеть от типа приборов учета, установленных на вводах основного потребителя и на линиях, питающих субабонентов.

Вариант I. На вводах основного потребителя установлен сумматор, фиксирующий совмещенный получасовой максимум активной на-

грузки потребителя, а на питающих субабонентов линиях установлены счетчики активной энергии.

При наличии на сумматоре свободных вводов учет влияния субабонентов в формировании суммарного максимума активной нагрузки не представляет больших трудностей. С этой целью необходимо снять сигналы, пропорциональные активной мощности, с линий, питающих субабонентов, и подать их с обратным знаком на вводы сумматора. Тогда активная мощность, потребляемая субабонентами, будет автоматически вычитаться из суммарной и приборы учета, установленные на вводах, будут фиксировать максимум нагрузки только основного потребителя. Такие схемы работают на шахтах ПО Воркутауголь.

Вариант 2. На вводах основного потребителя установлен сумматор, на который невозможно подать сигналы с линий, питающих субабонентов. На линиях, питающих субабонентов, имеются счетчики активной энергии.

В этом случае для определения участия субабонентов в формировании суммарного максимума активной нагрузки основного потребителя необходимо в часы максимума энергосистемы с помощью табл.3.I (без графы 5) снять график нагрузки на вводах основного потребителя, а с помощью табл.3.2 в те же периоды времени снять графики нагрузки на линиях, питающих субабонентов.

Результаты замеров и расчетов сводятся в табл.3.I3.

Значения суммарной мощности на всех линиях, питающих субабонентов, (графа 4 табл.3.I3), соответствующие наибольшей 30-минутной мощности в течение каждого периода максимума активной нагрузки основного потребителя (графа 5), обозначаются $P_{с.ф_1}$, $P_{с.ф_2}$ и т.д. и заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4).

Вариант 3. На вводах основных потребителей и на линиях, питающих субабонентов, установлены счетчики активной энергии.

В этом случае на вводах основных потребителей и на линиях, питающих субабонентов, снимаются графики активной нагрузки в часы максимума нагрузки энергосистемы. Результаты замеров и расчетов сводятся в табл.3.3, которая составляется отдельно для основных потребителей и для линий, питающих субабонентов.

Дальнейшие расчеты приводятся в порядке, изложенном в табл.3.I3 (без графы 3). Вычисленные значения $P_{с.ф_1}$, $P_{с.ф_2}$ и т.д. (см.п.3.3.5, вариант 2) заносятся в форму Ш 6.3, лист 3 (приложение 4) и используются при расчетах за электроэнергию

между основным потребителем и субабонентом.

Таблица 3.13

Дата замера (число, месяц, год)	Номер максимума активной нагрузки	Средневзвешенные значения 30-минутных максимумов активной нагрузки на каждой линии, питающей субабонентов, кВт: I	2	...	l	Суммарные значения 30-минутных максимумов нагрузки на всех линиях, питающих субабонентов, кВт $P'_{с.ф_к}$	Средневзвешенные значения 30-минутных максимумов нагрузки на вводах основного потребителя, кВт $P'_{ф_к}$	Значение мощности субабонентов из графы 4, соответствующее наибольшему значению мощности основного потребителя (графа 5) за период максимума, кВт $P_{с.ф_m}$	Примечание
I	2	3				4	5	6	7
	I-ый (утренний)	0-30 30-60 и т.д.				$P'_{с.ф_1}$ $P'_{с.ф_2}$	$P'_{ф_1}$ $P'_{ф_2}$	$P_{с.ф_1}$	
	2-ой (вечерний)							$P_{с.ф_2}$	

3.3.6. Определение фактических значений основных параметров электропотребления с использованием информационно-измерительных систем

При наличии на предприятиях угольной промышленности информационно-измерительных систем учета и контроля электроэнергии (например, ИИСЭ1-48) сбор статистических данных о фактических значениях совмещенных максимумов активной нагрузки $P_{ф}$ и реактивной нагрузки $Q_{ф_1}$ значительно упрощается, т.к. совмещенные получасовые максимумы нагрузки предприятия в часы суточных максимумов нагрузки энергосистемы регистрируются цифропечатающим устройством автоматически через каждые 30 мин [10] . В этом слу-

чае задача определения значений $P_{ф}$ и $Q_{ф_1}$ сводится к выбору из имеющихся данных максимальных значений за каждый период максимума активной нагрузки энергосистемы и регистрации этих значений в форме Ш 6.3, лист 3 (приложение 4).

Значение мощности $Q_{ф_2}$ может быть определено с использованием зафиксированных данных о потреблении реактивной энергии в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал) по формуле (3.25).

3.4. Методика определения заявляемой потребителем активной мощности ($P_{м}$), участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы

3.4.I. Общие положения

Значения активных мощностей потребителей $P_{м}$ и $P_{ф}$, как уже отмечалось в п.3.I.I, существенно влияют на величину платы за электроэнергию за расчетный период (квартал). При этом чем достовернее определена мощность $P_{м}$, тем меньше разница между значениями $P_{м}$ и $P_{ф}$ и соответственно меньше расхождение между планируемой и фактической платой за электроэнергию. Превышение фактической мощности потребителя $P_{ф}$ над зафиксированной в договоре величиной $P_{м}$ за расчетный период приводит не только к увеличению платы за электроэнергию, но и делает более напряженным прохождение периодов максимума нагрузки энергосистемы. Поэтому правильное определение величины $P_{м}$ может в значительной степени способствовать оптимизации работы энергосистемы и более рациональному электропотреблению на предприятиях.

Трудность правильного определения величины $P_{м}$ состоит в том, что специфические условия предприятий угольной промышленности приводят к значительным колебаниям как сезонных нагрузок, характеризующихся летним и зимним графиками, так и суточных нагрузок, которые могут быть проанализированы только после снятия соответствующих графиков.

Ввиду того, что энергоснабжающая организация регламентирует предприятиям значение максимальной активной нагрузки только в часы максимума энергосистемы, задача определения величины $P_{м}$ сводится к анализу значений $P_{ф}$ предприятий в эти периоды работы и прогнозированию на этой основе величины $P_{м}$. Очевидно, что достоверность прогнозируемой величины $P_{м}$ будет зависеть

от количества данных о значении $P_{ф}$, тщательности и систематичности их сбора. Наличие достаточного количества достоверных данных о значениях $P_{ф}$ за определенные промежутки времени делает возможным определение величины $P_{м}$ предприятий известными методами математической статистики с достаточной для практических расчетов точностью [9,I2] . При этом для получения высокой точности прогнозируемой величины $P_{м}$ необходимо большое количество значений $P_{ф}$. Если допустить, что предприятие имеет один 4-х часовой контролируемый период в сутки, то при систематических ежесуточных замерах фактических получасовых значений мощностей $P_{ф_m}$ в этот период времени в соответствии с методикой, изложенной в разделе 3.3 настоящих Указаний, суточное число средних получасовых значений активных нагрузок будет равно 8, месячное - 240-248, а квартальное примерно - 720-740. Наличие такого количества статистических данных позволит определять величину $P_{м}$ известными методами прогнозирования электрических нагрузок [9].

Для прогнозирования получасовой максимальной нагрузки предприятий можно пользоваться различными методами, а именно: регрессионным методом, методом коэффициентов темпов роста, методом равных сумм, методом удельных расходов электроэнергии, методом с применением коэффициентов максимума и методом математического моделирования с применением многофакторных корреляционных моделей [9]. Однако перечисленные методы характеризуются сложностью и большим объемом вычислений. По этой причине для прогнозирования получасового максимума активной нагрузки предприятий угольной промышленности рекомендуется наиболее простой вероятностно-статистический метод, дающий хорошие результаты при сравнительно небольшом числе измерений.

3.4.2. Вероятностно-статистический метод определения заявляемой получасовой активной мощности

Известно, что в большинстве случаев максимальные мощности промышленных предприятий за расчетный период (квартал) распределены по нормальному закону [9] . Тогда заявляемая максимальная активная нагрузка предприятия на очередной квартал может быть определена с использованием известного выражения [9]:

$$P_{м} = \bar{P}_{м} + 3\bar{\sigma}_{м} , \qquad 49.$$

где $\bar{P}_м$ – математическое ожидание получасовой активной максимальной мощности за аналогичный квартал прошедшего года;

$\bar{\sigma}_м$ – среднее квадратическое отклонение максимальной мощности от математического ожидания.

Для получения более достоверных значений $P_м$ в соответствии с рекомендациями ПО "Сибэнергоцветмет" его величина должна быть скорректирована путем умножения на коэффициент K_W, учитывающий изменение электропотребления в прогнозируемом периоде и определяемый из соотношения:

$$K_W = \frac{W^{i}_{кв}}{W^{пр}_{кв}}, \qquad (3.27)$$

где $W^{i}_{кв}$ – расход электроэнергии, планируемый на очередной квартал;

$W^{пр}_{кв}$ – фактический расход электроэнергии в этом же квартале прошедшего года.

С учетом коэффициента K_W приведенное выше выражение для $P_м$ примет вид:

$$P_м = K_W(\bar{P}_м + 3\bar{\sigma}_м). \qquad (3.28)$$

Для того, чтобы пользоваться выражением (3.28) для практических расчетов, необходимо знать число измерений, обеспечивающих заданную доверительную вероятность прогнозируемой величины. Очевидно, что объем вычислений и точность конечных результатов будут зависеть от количества принятых для расчета измерений.

Исходя из этого, определение величины $P_м$ можно осуществлять:

I. С использованием минимального числа измерений.

Расчеты показывают, что при нормальном законе распределения минимальное число измерений N при относительной ошибке среднего значения $\delta = 0{,}1$ и доверительной вероятности $\beta = 0{,}95$ равно 26-27, а при доверительной вероятности $\beta = 0{,}99$ соответственно $N = 41\text{-}61$ [I3].

Для определения величины $P_м$ при минимальном числе измерений необходимо:

– задавшись относительной ошибкой среднего значения δ и доверительной вероятностью β, определить величину N [I3]:

– из серии замеров значений $P_{фm}$ за квартал прошедшего года, выполненных по изложенной в разделе 3.3 методике, выбрать

те; которые сняты при нормальной работе предприятия (отсутствие простоев участков технологической схемы, нарушений работы стационарных установок и т.д.). Из табл.3.I и табл.3.2 берутся значения графы 7, а из табл.3.3 - графы 6. Выбранные значения максимальных мощностей располагаются в хронологической последовательности, а затем с использованием таблицы случайных чисел [9] находится число значений N, используемых для расчета величины $P_м$.

Дальнейшая последовательность определения заявляемой мощности $P_м$ на аналогичный квартал будущего года может быть следующей:

а) рассчитывается математическое ожидание - $\bar{P}_м$ как

$$\bar{P}_м = \frac{P_{ф_1} + P_{ф_2} + \ldots + P_{ф_N}}{N} = \frac{1}{N}\sum_{m=1}^{N} P_{ф_m},$$

где N - принятое для расчета число измерений;

б) определяется отклонение каждого из фактических значений максимальной мощности от математического ожидания, т.е.

$$\Delta P_m = P_{ф_m} - \bar{P}_м, \quad (m = 1 \ldots N);$$

в) определяется среднее квадратическое отклонение как [I4]

$$\bar{\sigma}_м = \sqrt{\frac{\sum_{m=1}^{N}(P_{ф_m} - \bar{P}_м)^2}{N-1}};$$

г) с помощью выражения (3.27) рассчитывается значение коэффициента K_w;

д) с использованием выражения (3.28) рассчитывается заявляемое значение мощности $P_м$.

В такой последовательности могут быть определены заявляемые значения получасовой максимальной нагрузки на каждый квартал последующего года (соответственно $P_м^{I}$, $P_м^{II}$, $P_м^{III}$ и $P_м^{IV}$), которые используются при составлении договора на пользование электроэнергией с энергоснабжающей организацией.

Выполнять расчеты необходимо с использованием табл.3.I4.

Таблица 3.I4

Дата замера (число, месяц, год)	Значение мощности $P_{\varphi m}$, кВт	Отклонение каждого значения $P_{\varphi m}$ от математического ожидания $\bar{P}_м$ $(P_{\varphi m}-\bar{P}_м)$, кВт	$(P_{\varphi m}-\bar{P}_м)^2$
I	2	3	4
	$\sum_{m=1}^{N} P_{\varphi m}$		$\sum_{m=1}^{N}(P_{\varphi m}-\bar{P}_м)^2$

2. С использованием общего числа измерений за квартал, выполненных ежесуточно по изложенной в разделе 3.3 методике

При необходимости получения более достоверных данных для определения мощности $P_м$ в расчет принимаются все зафиксированные значения получасовых активных нагрузок в часы максимума энергосистемы.

Последовательность определения величины $P_м$ такая же, как и изложенная выше при использовании минимального числа измерений.

3.4.3. Метод определения заявляемой получасовой активной мощности при Байесовском подходе к прогнозированию

К недостаткам указанных в п.3.4.I методов определения заявляемой получасовой активной мощности относится сложность учета изменений максимальной мощности в прогнозируемом периоде (квартале) под влиянием различных факторов, а именно: проведение организационно-технических мероприятий по снижению максимальных нагрузок, установка нового и демонтаж старого оборудования, реконструкция участков технологической схемы, переход на новую, менее энергоемкую, технологию и т.д.

Таких недостатков не имеет метод, использующий Байесовский подход к прогнозированию максимальной получасовой мощности в

часы максимума энергосистемы. В настоящее время Байесовский подход к прогнозированию широко используется в экономических расчетах [I5] . Разработка этого метода для прогнозирования максимальных получасовых мощностей предприятий в часы максимума энергосистемы осуществлена в Киевском политехническом институте (КПИ) [I6] . Все расчеты проводятся в матричной форме, что облегчает вычислительные процедуры и позволяет легко разработать программы для ЭВМ. Метод был апробирован на ряде шахт производственного объединения "Укрзападуголь" и показал хорошее совпадение скорректированных значений получасовых максимальных мощностей на очередной квартал с фактическими значениями.

На основании изложенного предлагается использовать названный метод для уточнения перед началом каждого расчетного периода (квартала) определенных по изложенной в п.3.4.2 методике и указанных в договоре на пользование электрической энергией значений получасовых максимальных мощностей $P_м$.

При практической реализации метода можно пользоваться следующими вычислительными средствами:

а) отечественными калькуляторами Б3-I8, Б3-2I и др.;

б) машинами типа ЭКВМ;

в) ЭВМ серии ЕС;

Основные теоретические положения метода, использующего Байесовский подход к прогнозированию максимальной получасовой мощности, изложены в Приложении 5 . Там же приведен пример расчета, который может быть выполнен с применением вычислительных средств а) и б). Приведена также программа, разработанная на языке ПЛ-I ОС для ЭВМ серии ЕС.

3.5. Мероприятия по регулированию графиков нагрузки предприятий в часы максимума энергосистемы

Анализ тенденций изменения графиков нагрузок энергетических систем показывает, что актуальность их выравнивания постоянно возрастает [I]. Несмотря на определенные трудности, возникающие в энергетической системе при покрытии переменной части нагрузки, задача эта технически решаемая, но связана со значительными затратами на сооружение специальных пиковых агрегатов и электростанций, с увеличением расхода топлива и т.п. Известно [I7], что какие бы экономические и технические меры на снижение затрат по покрытию переменной части нагрузки в энергосистеме не принимались, стоимость электроэнергии при неравномерном графике всегда выше, чем при прочих равных условиях при равномерном графике нагрузки.

Важная роль в выравнивании графиков нагрузок энергетических систем отводится промышленным предприятиям - потребителям электрической энергии. Именно с целью выравнивания графиков электрических нагрузок в определенное время суток указывает энергосистема промышленным предприятиям часы своего максимума, стимулируя с помощью существующих тарифов на электрическую энергию снижение величины активной и реактивной нагрузок предприятий в эти интервалы времени.

Особенностью предприятий угольной промышленности как потребителей электрической энергии является наличие на них токоприемников I-ой, 2-ой и 3-ей категории, работающих в различных режимах, а именно: длительном, кратковременном и повторно-кратковременном. Это делает возможным на основании тщательного анализа работы отдельных потребителей электроэнергии в часы максимума нагрузки энергосистемы рассмотреть возможность полного или частичного отключения их на этот период без ущерба для нормальной работы предприятия. Очевидно, что связанные с отключением потребителей электроэнергии мероприятия не должны приводить к снижению производительности предприятий или к нарушению требований безопасности, регламентированных ПБ и ПТЭ [4,5].

В зависимости от длительности времени, на которое вводятся регулировочные мероприятия, их можно разделить на следующие группы:

I) постоянно-действующие мероприятия в течение всего года (см.приложение I);

2) мероприятия, действующие в осенне-зимний период, когда вводится лимитирование по мощности (см.приложение 2).

Мероприятия группы 2) могут быть разделены на две подгруппы, а именно:

- действующие постоянно в часы максимума нагрузки энергосистемы;

- действующие частично в часы максимума нагрузки энергосистемы, причем время их действия зависит от продолжительности максимальной активной нагрузки предприятия, превышающей лимитированное значение в этот период времени.

В зависимости от экономической эффективности, которая может быть получена от введения регулировочных мероприятий, их можно разделить на две группы (см. п.2.4.I.8):

I. Мероприятия, не требующие дополнительных капитальных вложений

Выполнение этих мероприятий не должно приводить к ограничению производительности (сменной, суточной) технологических установок, непосредственно связанных с выпуском продукции.

К таким мероприятиям могут быть отнесены следующие:

а) перенос начала смены на другое время.

Известно, что в ряде случаев на угольных шахтах наиболее напряженной с точки зрения электропотребления является вторая половина рабочей смены и наименее напряженной-первая половина. С учетом этого обстоятельства планирование работы предприятия с таким расчетом, чтобы первая половина рабочей смены попала на период максимума энергосистемы, может дать значительный эффект.

б) организация ремонтных и профилактических работ в часы максимума нагрузки энергосистемы.

Ремонтные и профилактические работы основных производственных механизмов на предприятиях угольной промышленности проводятся преимущественно в так называемую ремонтно-подготовительную

смену, которая может быть продолжительностью до 7-и часов. Полное или частичное совмещение ремонтно-подготовительной смены со временем максимума нагрузки энергосистемы может значительно снизить максимальную нагрузку предприятия в этот период.

Для оценки предполагаемого эффекта, который может быть получен при практической реализации организационных мероприятий п. а) и б), а также окончательного решения вопроса о предпочтительности возможных регулировочных мероприятий целесообразно по методике, изложенной в разделе 3.3., снять серию суточных графиков нагрузки предприятия $P = f(t)$ в режимные дни (при работе с плановой производительностью). Анализ графиков $P = f(t)$ позволит проследить за изменениями электрических нагрузок предприятия в течение рабочих смен, а также определить снижение нагрузки в ремонтно-подготовительную смену. После нанесения на суточный график $P = f(t)$ периодов контроля максимума активной нагрузки ($t_{мч}$, $t_{мв}$) можно с учетом конкретных специфических особенностей каждого предприятия решить вопрос о целесообразности внедрения мероприятий либо группы а), либо группы б), либо сочетания мероприятия групп а) и б) в течение одного периода контроля максимума нагрузки (например, часть периода контроля может попадать на ремонтно-подготовительную смену, а часть – на начало рабочей смены).

в) полное или частичное отключение отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума энергосистемы по заранее разработанным графикам.

Для разработки таких графиков необходимо предварительно проанализировать работу отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок и рассмотреть возможность перевода их на работу преимущественно вне часов максимума нагрузки энергосистемы без ущерба для производства, а также требований ПБ и ПТЭ [4,5]. Более подробно этот вопрос рассмотрен в разделе 3.6.

г) использование емкостей, имеющихся на отдельных участках технологической схемы (бункеров, вагонеток и т.д.), с тем, чтобы в часы максимума энергосистемы при частичном отключении отдельных электроприемников (например, подъемных или транспортных установок) не нарушать непрерывность существующего технологического процесса.

В работе [I8] показано, что кратковременная остановка даже подъемной установки в часы максимума энергосистемы практически не оказывает влияния на производительность шахты, однако может значительно снизить максимальную нагрузку предприятия $P_м$ в наиболее напряженный период работы. Необходимо помнить, что если подъемная или транспортная установка не имеют резерва производительности, то подходить к этому мероприятию можно только после тщательного обоснования.

Перечисленные мероприятия а), б), в) и г) необходимо осуществлять в первую очередь на действующих предприятиях.

2. Мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капитальных вложений

Такими мероприятиями могут быть:

- Мероприятия, осуществляемые при частичной реконструкции предприятий.

К числу таких мероприятий может быть отнесено сооружение различных объектов и устройств, обеспечивающих нормальную работу предприятий при кратковременном отключении отдельных энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума энергосистемы (например, сооружение дополнительных аккумулирующих устройств в транспортной технологической цепи или увеличение емкостей существующих устройств, расширение существующих или сооружение новых складов угля, оборудование дополнительных очистных забоев и т.д.).

Мероприятия этой группы требуют для своего осуществления капитальных вложений и материально-технического обеспечения. Поэтому они должны быть тщательно проанализированы и включены в план частичной реконструкции предприятий.

- Мероприятия, осуществляемые при коренной реконструкции предприятий.

Эти мероприятия требуют специального проектирования, значительных капиталовложений и установки нового оборудования, возмещающего недоотпуск продукции предприятием, вызванный отключением энергоемких потребителей или групп электроустановок в часы максимума активной нагрузки энергосистемы.

Мероприятия этой группы должны быть включены в общий проект реконструкции цехов или предприятия в целом.

Целесообразность осуществления указанных мероприятий определяется после выполнения технико-экономических расчетов на стадии проектирования частичной или коренной реконструкции предприятий с использованием Указаний [I], настоящих отраслевых Указаний, а также Типовой методики [I9].

3.6. Выявление потребителей-регуляторов и определение последовательности их введения

При выявлении потребителей-регуляторов и разработке регулировочных мероприятий по снижению максимальной активной нагрузки предприятий в часы максимума энергосистемы (см.раздел 3.5) необходимо в соответствии с Прейскурантом № 09-0I [2] предусматривать также решение следующих задач:

- снижение максимальных получасовых значений реактивных нагрузок в часы максимума активной нагрузки энергосистемы от фактического значения Q_{Φ_1} до оптимального $Q_{э_1}$;
- поддержание фактического значения реактивной нагрузки в часы минимума активной нагрузки энергосистемы примерно равным оптимальному, т.е. $Q_{\Phi_2} \approx Q_{э_2}$;
- регулирование электропотребления с целью выполнения установленных энергоснабжающей организацией планов электропотребления при условии выпуска продукции заданного количества, соответствующего качества с обязательным соблюдением требований действующих ПБ и ПТЭ [4,5].

Для успешного решения перечисленных задач на каждом предприятии угольной промышленности необходимо проводить контрольное обследование всех наиболее энергоемких электроустановок основных технологических процессов [20]. Проведенное обследование позволит разработать мероприятия по регулированию режимов электропотребления (см. раздел 3,5), выявить потребители-регуляторы, определить последовательность их введения и длительность использования, а также установить перспективные регулировочные мероприятия.

3.6.I. Порядок проведения контрольного обследования предприятий

Контрольное обследование предприятий проводится подготовленной комиссией опытных специалистов из числа должностных лиц, ответственных за эксплуатацию технологического и энергетического оборудования (отдел главного энергетика, отдел главного механика, руководители цехов и участков) с привлечением (по согласованию) инспектора Энергонадзора.

До начала контрольного обследования необходимо подготовить приказ директора предприятия о проведении контрольного обследования, организовать обучение (или инструктаж) членов комиссии при инспекциях Энергонадзора, разработать перечень работ по обследованию, составить план-график контрольного обследования энергохозяйства предприятия (приложение 6).

В приказе директора предприятия должно быть отражено основание для проведения обследования, состав организуемой комиссии для проведения контрольного обследования (с указанием Ф.И.О. и должностей членов комиссии), установлен срок проведения обследования, анализа полученных результатов и сдачи материалов руководителю предприятия.

Количественный состав комиссии, проводящей контрольное обследование и анализ полученных результатов, определяется в соответствии с объемом работ. Каждый контролер имеет свой определенный круг обязанностей. Ответственным за проведение контрольного обследования назначается главный энергетик предприятия.

Для каждого члена комиссии составляется программа работ, которая оформляется в виде выписки из план-графика (см.приложение 6).

На первом этапе контрольного обследования производится обход предприятия с целью краткого ознакомления с наиболее энергоемкими электроустановками основных технологических процессов, состоянием аккумулирующих емкостей, особенностями схемы электроснабжения и т.д. После проведения первого этапа обследования намечаются технологические объекты и электроустановки, подлежащие более тщательному контрольному обследованию на втором этапе.

Основным способом получения информации при таком контрольном обследовании является визуальный осмотр технологического и

энергетического оборудования, запись инвентарных номеров и характеристик электрооборудования из заводских щитков и каталогов, запись показаний измерительных приборов, сбор имеющихся данных о суточном потреблении электроэнергии и нагрузках в часы максимума и минимума энергосистемы, анализ статистических данных об электропотреблении, опрос эксплуатационного персонала о режимах электропотребления в периоды максимальных нагрузок, а также в течение суток.

В ходе обследования изучаются отдельные производственные процессы, режимы работы предприятия, отдельных установок, участков и цехов, состав электроприемников как по предприятию в целом, так и по каждому питающему трансформатору.

Последовательность контрольного обследования предприятия на втором этапе должна быть следующей:

I. Изучается энергетическое хозяйство предприятия, а именно:

а) функции энергетического хозяйства;

б) информация о схеме электроснабжения и приемниках электроэнергии

- сведения о внешних источниках электроэнергии;
- схемы соединений подстанций;
- схемы распределения энергии;
- характеристики трансформаторов, установленных на предприятии (приложение 7 , форма I);
- средства регулирования напряжения;
- устройства компенсации реактивной мощности (за исключением синхронных двигателей);
- сведения о синхронных двигателях (приложение 7 , форма 2);
- сведения о двигателях мощностью более I00 кВт.

в) информация об электропотреблении

- режим работы предприятия в рабочий и выходной дни;
- существующая система тарифов на предприятии;
- существующая система учета электропотребления с указанием типа приборов учета и мест их установки;
- заявленные и фактические значения получасовых максимальных активных и реактивных нагрузок в часы максимума энергосистемы за прошедшие расчетные периоды (не менее четырех);

- фактические значения получасовых максимальных активных и реактивных нагрузок за сутки в часы максимума энергосистемы (см.приложение 4, форма Ш 6.3, лист 3);
- фактические средние значения реактивных нагрузок в часы минимума энергосистемы;
- фактическое и плановое потребление электроэнергии в кВт·ч (суточное, месячное) не менее чем за 2 предыдущих периода;
- наличие потребителей-регуляторов на предприятии (приложение 7, форма 3);
- удельная норма и удельный фактический расход электроэнергии за последние 2 года по кварталам;
- проводимые организационные мероприятия по снижению нагрузки в часы максимума энергосистемы;
- характерные суточные графики электрических нагрузок за осенне-зимний и весенне-летний периоды, снятые в соответствии с п. 2.4.I.6;
- графики активной и реактивной нагрузок, снятые в часы максимума энергосистемы в режимные дни (при нормальной работе предприятия) через 30 мин. по методике, изложенной в разделе 3.3;

г) информация о надежности системы электроснабжения

- данные о потребителях первой и второй категории;
- перерывы в электроснабжении, их причины и последствия;

2. Изучаются характеристики основных технологических объектов предприятия и отдельных наиболее энергоемких потребителей энергии

- подъемные установки (приложение 7, форма 4);
- водоотливные установки (приложение 7, форма 5);
- вентиляторные установки (приложение 7, форма 6);
- компрессорные установки (приложение 7, форма 7);
- лебедки (приложение 7, форма 8);
- гараж-зарядная (приложение 7, форма 9);
- технологический комплекс поверхности.

Для электроприемников, не указанных в приведенных формах 2-9, могут быть составлены отдельные формы, аналогичные приведенным, с указанием места установки, типа и мощности двигателя, его загрузки и режима работы в часы максимума энергосистемы, а также основных технических параметров технологического объекта.

3. Определяются объемы аккумулирующих емкостей (складов, бункеров, главных и вспомогательных водосборников, вагонеток и т.д.) и их состояние.

4. Определяется время заполнения аккумулирующих емкостей от минимального значения до максимального при наибольшей производительности технологических установок, устойчиво достигнутой в условиях эксплуатации. На это время в часы максимума энергосистемы могут быть отключены технологические установки, работа которых связана с аккумулирующими емкостями (например, подъемные, водоотливные установки и т.д.).

5. Фиксируются наиболее энергоемкие токоприемники, создающие пики нагрузки в часы максимума энергосистемы, и определяется величина снижения нагрузки в случае их отключения (см.раздел 3.7).

6. Окончательно устанавливаются электроприемники и технологические процессы, допускающие временные перерывы в работе в часы максимума энергосистемы и используемые без ущерба для производства, а также требований ПБ и ПТЭ [4.5] в качестве потребителей-регуляторов.

7. Определяется целесообразность проведения не требующих дополнительных капитальных вложений мероприятий (см.раздел 3.5), обеспечивающих снижение максимальных нагрузок в часы максимума энергосистемы. В случае рассмотрения мероприятий, требующих дополнительных капиталовложений, их целесообразность должна быть подтверждена соответствующими технико-экономическими расчетами (см. п.3.6.3).

8. Составляются план-графики регулировочных мероприятий
- постоянно действующих (приложение I);
- действующих в осенне-зимний период (приложение 2);
- перспективных (приложение 3)

Необходимо отметить, что на всех вновь вводимых или вводимых после реконструкции энергоемких электроустановках необходимо в изложенной выше последовательности проводить контрольное

обследование с целью определения их участия в действующих или перспективных мероприятиях по регулированию режимов электропотребления.

3.6.2. Последовательность введения регулировочных мероприятий

После проведения контрольного обследования технологического и энергетического оборудования предприятий и выявления потребителей, которые могут быть использованы для регулирования режимов электропотребления, необходимо приступать к определению последовательности введения регулировочных мероприятий в следующем порядке:

I. Определяется ориентировочная величина суммарной мощности предприятия $\Sigma P'_{отк}$, которая подлежит отключению в часы максимума энергосистемы с целью снижения максимальной нагрузки предприятия в осенне-зимний период до лимитированного значения $P_{лим}$, т.е.

$$\Sigma P'_{отк} = P_м - P_{лим} ,$$

где $P_м$ – заявленное потребителем значение максимальной получасовой активной мощности, указанное в договоре на пользование электроэнергией и определяемое по методике, изложенной в разделе 3.4.

Для уточнения величины мощности $\Sigma P'_{отк}$ и определения длительности ее отключения (Δt_1, Δt_2 и т.д.) необходимо иметь характерный суточный график активной нагрузки предприятия в режимный день осенне-зимнего периода, на который наносятся периоды контроля максимальных нагрузок ($t_{му}$, $t_{мв}$) и значение $P_{лим}$. Тогда уточненное значение суммарной отключаемой мощности предприятия $\Sigma P_{отк}$ определится из выражения

$$\Sigma P_{отк} = P_ф - P_{лим} = P_{орг} + P_{пр} , \qquad (3.29)$$

где $P_ф$ – фактическое значение максимальной получасовой активной мощности предприятия, снятое с характерного суточного графика нагрузки режимного дня в часы максимума энергосистемы;

$P_{орг}$ – величина снижения максимальной нагрузки в результате введения не требующих дополнительных капитальных вложений организационных мероприятий;

$P_{пр}$ – величина снижения максимальной нагрузки при отключении потребителей-регуляторов.

Для реализации установленных с помощью характерного суточного графика длительностей снижения максимальной нагрузки (Δt_1 , Δt_2 и т.д.) в часы максимума энергосистемы необходимо иметь устройства, фиксирующие превышение значения $P_{ф}$ над мощностью $P_{лим}$ и осуществляющие либо автоматическое отключение потребителей-регуляторов, либо выдачу совета диспетчеру по снижению значения $P_{ф}$ до $P_{лим}$ с помощью заранее выявленных потребителей – регуляторов в определенной последовательности (см. п.5). При отсутствии таких устройств снижение мощности предприятия на величину $\Sigma P_{отк}$ необходимо осуществлять на весь период максимума нагрузки.

2. По результатам анализа контрольного обследования (см. п.3.6.1) определяется максимально возможное время отключения наиболее энергоемких электроустановок или групп электроприемников (потребителей-регуляторов) при условии обеспечения нормальной работы технологической схемы, выполнения суточных показателей по производительности, а также требований ПБ и ПТЭ [4,5].

3. Рассматривается возможность введения не требующих дополнительных капиталовложений организационных мероприятий (см. раздел 3.5, п.а),б)) и определяется величина ориентировочного снижения максимальной нагрузки предприятия в результате их введения $P_{орг}$.

4. Определяется величина возможного снижения максимальной нагрузки предприятия при отключении потребителей-регуляторов ($P_{пр}$), которая складывается из потребляемых из сети активных мощностей электроприемниками (P_{c_1} , P'_c , P''_c), одновременно отключаемыми в часы максимума энергосистемы (см. раздел 3.7).

При известном значении $P_{орг}$ величина $P_{пр}$ может быть определена из выражения (3.29):

$$P_{пр} = \Sigma P_{отк} - P_{орг} \quad .$$

5. С учетом особенностей работы отдельных участков технологической схемы определяется порядок отключения выявленных потребителей - регуляторов. На стадии, пока на предприятиях угольной промышленности не накоплен опыт выявления потребителей - регуляторов и их использования для регулирования режимов электропотребления, наиболее просто определять ориентировочный порядок отключения потребителей-регуляторов в часы максимума энергосистемы по результатам опроса мнений специалистов.

Так например, по данным КПИ, на предприятиях Львовско-Волынского и Донецкого бассейнов по результатам опроса мнений специалистов установлен следующий порядок отключения потребителей-регуляторов [20]:

- водоотливные установки;
- механизмы лесного склада;
- компрессорные установки;
- закладочный комплекс;
- прочие подземные потребители;
- строительный цех;
- породный подъем;
- грузовые лебедки;
- лебедки террикона;
- скиповая подъемная установка;
- гараж-зарядная;
- электровозы с контактным питанием;
- угольный склад;
- дробильный комплекс;
- клетевая подъемная установка.

Необходимо отметить, что на каждом предприятии порядок и длительность отключения потребителей-регуляторов будет определяться специфическими условиями, а именно: горно-геологическими и организационно-техническими факторами, а также требованиями действующих ПБ и ПТЭ [4,5]. Следует также указать, что отключаемая мощность электроприемников на определенном технологическом объекте и длительность отключения (полная или частичная) может быть различной в зависимости от расчетного периода (квартала) и соответствующего ему значения $P_м$.

После пуска новых энергоемких электроустановок или ввода реконструированных необходимо определить их место в общем поряд-

ке отключения потребителей-регуляторов.

6. Ежегодно после установления энергоснабжающей организацией потребителям значений $P_{лим}$ необходимо определять наибольшее значение $\Sigma P_{отк}$ в осенне-зимний период и в случае необходимости либо уточнять принятый ранее порядок отключения потребителей-регуляторов, либо разрабатывать мероприятия по выявлению новых потребителей-регуляторов (в случае невозможности снижения имеющимися потребителями-регуляторами значения $P_м$ до лимитированного значения $P_{лим}$).

Результаты, определенные на основании контрольного обследования, опроса мнений специалистов, а также выполненных расчетов последовательности введения, длительностей отключения потребителей-регуляторов и величин снижаемых мощностей, сводятся в табл.3.I5.

Таблица 3.I5

Наименование потребителей-регуляторов и последовательность их введения	Отключение			Примечание
	полное (на весь период максимума нагрузки)	частичное		
	величина снижаемой мощности, кВт	длительность отключения, ч	величина снижаемой мощности, кВт	
I	2	3	4	5

Пример: При известном характерном графике нагрузки предприятия $P=f(t)$ в часы максимума нагрузки энергосистемы рабочего дня осенне-зимнего периода (рис.3.I), а также значениях $P_{лим}$ = I4 МВт и $t_м$ = 3ч определить величину и длительность снижения нагрузки до величины, не превышающей $P_{лим}$.

Решение: I. На график $P=f(t)$ предприятия (рис.3.I) наносится значение $P_{лим}$ = I4 МВт и с помощью выражения (3.29) определяется величина, а графически-длительность превышения максимальной мощности лимитированного значения, а именно:

- на величину $\Sigma P_{отк_1}$, равную

$$\Sigma P_{отк_1} = P_{ф_1} - P_{лим} = I8-I4 = 4 \text{ МВт},$$

в течение периода времени Δt_1 = 30 мин;

- на величину $\Sigma P_{отк_2}$, равную

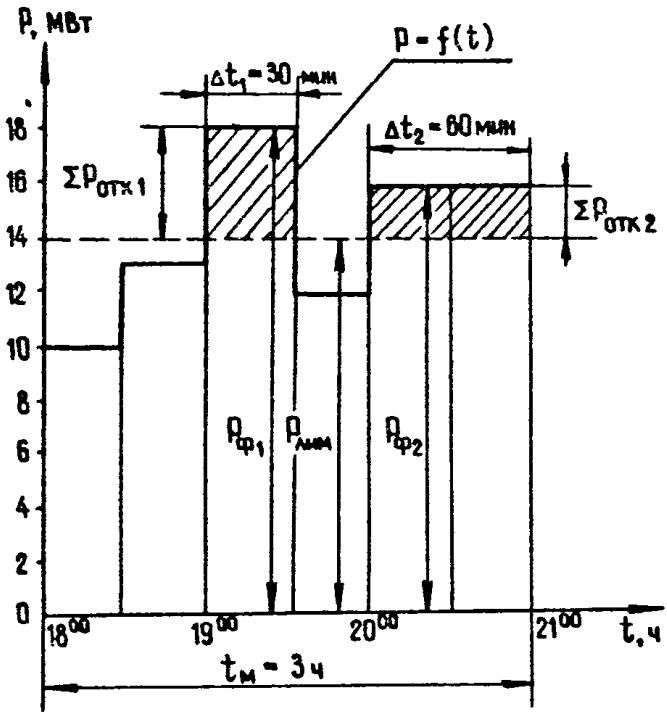

Рис. 3.I. График нагрузки $p = f(t)$ угольной шахты в часы максимума нагрузки энергосистемы.

$$\Sigma P_{отк_2} = P_{ф_2} - P_{лим} = 16-14 = 2 \text{ МВт},$$
в течение периода времени $\Delta t_2 = 60$ мин.

2. Рассматривается возможность снижения максимальной нагрузки за счет организационных мероприятий. Выяснилось, что в рассматриваемом случае $P_{орг} = 0$.
3. С помощью данных, сведенных в табл.3.15, определяются потребители-регуляторы, обеспечивающие снижение максимальной нагрузки в течение 30 мин (с 19-00 до 19-30) на величину 4 МВт и в течение 60 мин (с 20-00 до 21-00) на величину 2 МВт.
4. Разрабатываются организационные и технические мероприятия по отключению (включению) принятых для регулирования мощности потребителей-регуляторов в установленной последовательности.

3.6.3. Использование водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятия в часы максимума энергосистемы

Целесообразность использования шахтных водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы объясняется двумя основными особенностями таких установок:

– большой суммарной мощностью электропривода (до 20% от общей установленной электрической мощности шахты) и длительным режимом его работы с практически неизменной нагрузкой, что может дать значительный экономический эффект при регулировании периодов работы насосов;

– свободным цикличным режимом работы насосов в течение суток благодаря наличию аккумулирующей емкости водосборника.

Смещение периодов работы водоотливных установок с часов максимума нагрузки энергосистемы на другое время суток приводит к снижению максимальной нагрузки предприятия в этот период времени, а следовательно, к уменьшению суммарной платы за электроэнергию.

В соответствии с ПБ угольных и сланцевых шахт (§ 529) [4] для строящихся и реконструируемых шахт и новых горизонтов емкость водосборников главного водоотлива должна быть рассчитана

не менее чем на 4-часовой нормальный приток, а в шахтах, опасных по прорыву воды, емкость водосборника главных водоотливных установок должна составлять не менее 8-часового нормального притока (ПТЭ, § 286). При этом должны быть предусмотрены аварийные емкости в виде используемых старых выработок [5].

Следует отметить, что сданные в эксплуатацию до 1975 года шахты имеют водосборники, рассчитанные на 8-часовой приток [21].

Согласно [3], максимальная продолжительность периодов контроля фактической нагрузки потребителей в часы максимумов нагрузки энергосистемы ($t_м$) не должна превышать с октября по апрель – 4 ч, а с мая по сентябрь – 3 ч. В большинстве случаев фактическая продолжительность одного периода контроля не превышает 3 ч.

Сопоставление этого времени с временем заполнения водосборника при нормальном притоке позволяет сделать вывод, что на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы установки главного водоотлива могут быть частично либо полностью отключены.

Установлено [21], что максимальный экономический эффект от мероприятий по переводу водоотливных установок в режим потребителей-регуляторов достигается тогда, когда к началу максимума нагрузки энергосистемы водосборник освобождается от воды до нижнего уровня и вся его регулируемая емкость используется для аккумулирования воды, обеспечивая естественное автоматическое отключение двигателей насосов по возможности на весь период максимума нагрузки энергосистемы.

Выполнение этой операции в ручном режиме управления сравнительно сложно, т.к. необходима информация о продолжительности очередного (утреннего или вечернего) максимума нагрузки энергосистемы, вместимости водосборника на данный момент, величине притока шахтных вод, производительности насосов и т.д. Наиболее удобно для этой цели использовать измерительно-информационные системы учета и контроля энергии (например, ИИСЭ-2, серийно выпускаемую с 1980 г. Вильнюсским заводом электроизмерительной техники, или "Электроника Ш-ЭЭ", готовящуюся к серийному выпуску), а также локальное устройство внепикового потребления электроэнергии водоотливом (УВПЭ), готовящееся к серийному выпуску Конотопским заводом "Красный металлист". Указанные сис-

темы и устройство могут обеспечить оперативное управление работой водоотливной установки с учетом перечисленных выше факторов, влияющих на его работу. Использованию водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятия в часы максимума энергосистемы должна предшествовать следующая работа:

I. Определяется минимальное число насосов (n_{min}), которое необходимо оставить в работе по технологическим соображениям (например, в случае использования подаваемой из шахты воды для технологического комплекса поверхности).

2. Определяется емкость водосборника, т.е. время его заполнения нормальным и максимальным (в период осенне-весенних паводков) притоком. Для этого необходимо, включив все рабочие насосы, а затем отключив их или оставив в работе минимально необходимое число насосов n_{min}, зафиксировать время заполнения водосборника $t_з$ до верхнего допустимого уровня. Фактическая емкость водосборника не должна быть ниже норм, регламентированных ПБ [4].

Следует помнить, что при определении емкости водосборника, которую предполагается использовать в качестве аккумулирующей в часы максимума нагрузки, не должна заполняться резервная двухчасовая емкость ($t_{рез}$ = 2 ч).

Если время заполнения водосборника $t_з$ больше продолжительности максимума нагрузки $t_м$ ($t_з > t_м$), то возможно отключение насосов (за исключением n_{min}) на весь период максимума нагрузки.

В случае, если $t_з < t_м$, допустимо либо отключение числа насосов n_1 (с оставлением в работе насосов n_{min}) на время $t_1 \leq t_з$, либо оставление в работе числа насосов $n_2 > n_1$ на время $t_2 \leq t_м$. Целесообразность каждого из этих вариантов должна быть подтверждена соответствующими расчетами.

3. Определяется время откачки водосборника ($t_{отк}$) от верхнего допустимого уровня максимально возможным числом одновременно работающих насосов (n_{max}) при нормальном притоке и во время осенне-весенних паводков.

4. Вносятся изменения в существующую схему автоматизации главной водоотливной установки с целью:

а) включения n_{max} насосов на время $t_{отк}$, предшествующее времени прохождения максимума нагрузки энергосистемы, с целью освобождения всей регулируемой емкости водосборника;

б) оставления в работе на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы минимально необходимого числа насосов n_{min};

в) включения схемы автоматизации в нормальную работу после окончания времени прохождения максимума нагрузки энергосистемы.

После выполнения указанной работы с учетом сезонных колебаний притока, состояния и объема водосборника, особенностей технологической схемы водоотливной установки, существующей схемы автоматизации, а также величины снижаемой нагрузки в часы максимума энергосистемы принимается окончательное решение о режиме работы водоотливной установки в этот период, обеспечивающем наибольшее снижение максимальной нагрузки предприятия с учетом требований ПБ и ПТЭ [4,5], направленных на предупреждение затопления шахт при внезапных прорывах воды и длительных перерывах в электроснабжении.

При оценке экономической эффективности мероприятий по регулированию нагрузки предприятия водоотливными установками в случае исключения их из работы в часы максимума энергосистемы (внепиковое потребление электроэнергии водоотливом) годовой экономический эффект может быть определен из выражения

$$Э = P_в[a_г + \Sigma t_в(б_1 - б_2)] - E_н K - И, \qquad (3.30)$$

где $P_в$ – фактическая активная мощность, потребляемая отключаемыми в часы максимума нагрузки энергосистемы электродвигателями водоотливных установок (определяется методами, описанными в п.3.7), кВт;

$a_г$ – годовая плата за I кВт максимальной мощности, руб/кВт;

$б_1, б_2$ – дифференцированные по периодам (зонам) суток тарифные платы за потребленную активную энергию, устанавливаемые энергосистемами, заинтересованными в использовании мощностей в часы минимальных нагрузок и увеличении ночного электропотребления, с разрешения Минэнерго СССР в соответствии с Правилами [3] ($б_1$ – в часы максимума энергосистемы; $б_2$ – вне часов максимума), руб /кВт·ч.

$\Sigma t_в$ – суммарное время за год, на которое отключаются водоотливные установки предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы (при внепиковом потреблении электроэнергии), ч:

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений по внедрению новой техники, 1/год;

К,И – капитальные вложения и годовые эксплуатационные расходы на специальную аппаратуру управления, руб.

$$И = p_1 К ,$$

где p_1 – коэффициент амортизационных и эксплуатационных отчислений на аппаратуру управления.

Таким образом, при внепиковом потреблении электроэнергии шахтным водоотливом экономия по предприятию получается за счет уменьшения суммарной платы за электроэнергию. Размер экономии будет зависеть от мощности водоотливной установки и величины платы по двухставочному тарифу.

В случаях, когда продолжительность максимума нагрузки $t_м$ составляет 3 или 4 часа [3], а водосборник рассчитан на 4-х часовой приток и его незаполняемая резервная емкость $t_{рез} = 2$ ч, невозможно обеспечить полностью внепиковое потребление электроэнергии водоотливом, т.к. при внепиковом потреблении должно соблюдаться условие

$$t_{пв} - t_{рез} > t_м , \qquad (3.31)$$

где $t_{пв}$ – время заполнения водосборника в соответствии с ПБ [4].

При невозможности реализации внепикового потребления энергии и наличии на предприятии измерительно-информационной системы или устройства УВПЭ с помощью автоматических регуляторов осуществляется освобождение всей емкости водосборника к началу максимума нагрузки, а отключение водоотливной установки в часы максимума производится на меньшие (например, 3-15 минутные) интервалы времени аппаратурой автоматизации. При отсутствии такой аппаратуры оперативное управление водоотливом может осуществлять диспетчер.

В этом случае годовой экономический эффект от работы водоотливной установки в режиме оперативного регулятора с учетом выражения (3.30) определится как

$$Э_1 = P_в[\alpha' \cdot a_г + \Sigma t'_в \cdot (б_1 - б_2)] - K(E_н + P_1), \qquad (3.32)$$

где α' – коэффициент, учитывающий снижение влияния водоотливной установки на максимальную получасовую активную нагрузку предприятия вследствие частичного отключения насосов в период максимума энергосистемы ($0 < \alpha' < 1$).

$\Sigma t'_в$ – суммарное время за год, на которое отключаются работающие в режиме оперативного регулятора водоотливные установки предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы, ч.

Обеспечить полностью внепиковое потребление энергии водоотливом при $t_{рез} = 2$ч и $t_м = 3$ ч (или $t_м = 4$ ч) можно путем увеличения регулируемой емкости водосборника до величины $V_{рез} = t_м \cdot Q$, где Q – приток воды в водосборник, $м^3/ч$.

Расчеты показывают, что в большинстве случаев целесообразно увеличить емкость водосборника и обеспечить полное исключение работы водоотлива в часы максимума нагрузки энергосистемы [21].

Экономическая целесообразность строительства дополнительной емкости водосборника с целью реализации внепикового потребления энергии водоотливом и установки аппаратуры управления нагрузкой определяется из условия

$$E = \frac{P_в[a_г + \Sigma t_в \cdot (б_1 - б_2)] - И - И'}{K + K'} \geq E_н, \qquad (3.33)$$

где E – коэффициент эффективности дополнительных капитальных вложений, 1/год;

$И'$ – издержки на поддержание и эксплуатацию дополнительной емкости водосборника, руб.;

$И' = P_2 \cdot K'$;

P_2 – коэффициент отчислений от капитальных затрат на поддержание и эксплуатацию дополнительной емкости водосборника;

K' – капитальные затраты на сооружение дополнительной емкости водосборника, руб.

$$K' = cQ(t_м - t_{пб} + t_{рез}). \qquad (3.34)$$

c – стоимость проведения и крепления I $м^3$ водосборника, руб/$м^3$.

Годовой экономический эффект, определенный с помощью выражения (3.33), будет равен

$$Э_2 = P_в[a_г + \Sigma t_в \cdot (б_1 - б_2)] - p_1 K - p_2 K' - E_н(K + K'). \qquad (3.35)$$

Полученное выражение (3.35) справедливо при условии, что $t_м + t_{рез} > t_{пб}$, т.е. когда необходимо сооружение дополнительной емкости водосборника.

В случае, когда $б_1 = б_2$ (отсутствие дифференцированной по зонам суток тарифной платы) выражение (3.32) будет иметь вид

$$Э_1 = \alpha P_в \cdot a_г - K(E_н + p_1). \qquad (3.36)$$

а выражение (3.35) будет

$$Э_2 = P_в \cdot a_г - p_1 K - p_2 K' - E_н(K + K'). \qquad (3.37)$$

Необходимо отметить, что в дополнительной емкости (по отношению к *минимально необходимой по ПБ*) *нуждаются* только шахты, сданные в эксплуатацию после 1975 года, т.к. ранее водосборники, как уже отмечалось выше, сооружались на восьмичасовой приток ($t_{пб}$ = 8 ч). В настоящее время их регулируемая емкость удовлетворяет условию $V_{рег} = Q \cdot t_м$, а общая емкость – условию $V = V_{рег} + V_{рез} = (t_м + t_{рез}) \cdot Q$ даже в случае, когда $t_{рез}$ =2 ч и $t_м$ = 3 или $t_м$ = 4 часа. На этих шахтах требуется только строгий контроль за состоянием водосборников, их своевременная чистка от ила, сооружение системы предварительных отстойников. Для шахт с такими водосборниками экономический эффект от использования водоотливных установок в режиме потребителей-регуляторов может быть определен из выражения (3.30).

Пример. Определить экономическую эффективность регулирования нагрузки предприятия водоотливной установкой при следующих данных:

$P_в$ = 500 кВт; $a_г$ = 43,1 руб/кВт; $\beta_1 = \beta_2$; $t_{пб}$ = 4 ч; $t_м$ = 4 ч; $t_{рез}$ = 2 ч; c = 50 руб/м³; Q = 200 м³/ч; $E_н$ = 0,15 1/год; K' = 3000 руб.; ρ_1 = 0,25; ρ_2 = 0,2; α = 0,5.

Решение.

1. Проверяем возможность реализации полного внепикового потребления энергии водоотливом без сооружения дополнительной емкости водосборника из условия (3.31):

$$t_{пб} - t_{рез} > t_м .$$

Так как $t_{пб} - t_{рез} = 4-2 = 2ч < t_м = 4ч$, то полностью внепиковое потребление энергии при данных условиях получить невозможно.

2. Определяем годовой экономический эффект от использования водоотливной установки в режиме оперативного регулятора из выражения (3.36)

$$Э_1 = \alpha \cdot P_в \cdot a_г - K(E_н + \rho_1) =$$

$$= 0,5 \cdot 500 \cdot 43,1 - 3000 (0,15 + 0,25) = 9575 руб.$$

3. Из выражения (3.34) определяем капитальные затраты на сооружение дополнительной емкости водосборника:

$$K' = c\,Q(t_м - t_{пб} + t_{рез}) = 50 \cdot 200 (4-4 + 2) = 20000 \text{ руб.}$$

4. Из выражения (3.37) определяем годовой экономический эффект от полного внепикового потребления энергии водоотливом и строительства дополнительной емкости водосборника:

$$Э_2 = P_в \cdot a_г - \rho_1 K - \rho_2 K' - E_н(K + K') =$$

$$= 500 \cdot 43,1 - 0,25 \cdot 3000 - 0,2 \cdot 20000 - 0,15 \cdot 23000 = 13350 \text{ руб.}$$

5. Сравниваем полученные значения $Э_1$ = 9575 руб. и $Э_2$ = 13350 руб. и делаем вывод, что несмотря на связанные с сооружением дополнительной емкости водосборника затраты, годовой экономический эффект при полном внепиковом потреблении энергии почти в 1,4 раза больше эффекта, получаемого в случае частичного использования водоотлива в период максимума для регулирования нагрузки. Однако в обоих случаях использование водоотливных установок в режиме потребителей-регуляторов экономически эффективно и целесообразно.

3.7. Определение потребляемой из сети активной мощности электродвигателями, отключаемыми на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы

После выявления потребителей – регуляторов и согласования режимов их работы с технологическими службами предприятия с целью определения влияния потребителей-регуляторов на максимальную нагрузку предприятия в часы максимума энергосистемы необходимо определить мощность, потребляемую из сети отключаемыми на этот период электродвигателями.

Методы определения этой мощности зависят от особенностей схемы электроснабжения предприятия, наличия измерительных приборов и приборов учета на отдельных участках сети и ответвлениях, а также требований ПБ и ПТЭ [4,5].

В общем случае потребляемая электродвигателями мощность может быть определена с использованием показаний:

а) переносных измерительных комплектов;
б) 3-х фазных и однофазных ваттметров;
в) 3-х фазных счетчиков активной энергии;
г) ваттметровых измерительных клещей;
д) амперметра, включенного в цепь статора.

Методы определения мощности с использованием показаний приборов по п.п. а), б), в) и г) достаточно подробно описаны в литературе и их применение при отсутствии ограничений со стороны Госгортехнадзора не представляет технических трудностей [22].

Определение потребляемой из сети мощности электродвигателями, работающими с постоянной нагрузкой.

Наиболее просто и доступно в условиях горного предприятия для токоприемников, работающих в длительном режиме с практически постоянной нагрузкой (насосные, компрессорные установки и т.д.), определять потребляемую из сети мощность методом д) [22].

Известно, что потребляемая электродвигателем из сети активная мощность, равна

$$P_c = \sqrt{3}\, I \cdot U \cos\varphi \cdot 10^{-3}, \quad \text{кВт}, \qquad (3.38)$$

где I, U – фактические значения тока (А) и напряжения (В) по результатам специальных замеров или по данным измерительных приборов;

$\cos\varphi$ – фактический коэффициент мощности двигателя, зависящий от его загрузки.

Практическое использование этой зависимости для расчетов сложно ввиду трудности определения входящего в него значения $\cos\varphi$.

Известно, что с изменением нагрузки на валу двигателя изменяется ток статора I и $\cos\varphi$. При этом значение тока холостого хода для различных типов двигателей колеблется в широких пределах (20–50% номинального), вследствие чего между током статора и нагрузкой на валу нет пропорциональности. Однако если определить ток холостого хода двигателя I_{xx} , то можно приближенно определить нагрузку двигателя на току статора, пользуясь обобщенными кривыми, приведенными на рис.3.2. Эти кривые построены для различных значений тока I_{xx} и дают зависимость тока статора от нагрузки [22]. Последовательность определения величины потребляемой из сети мощности электродвигателем с использованием приведенных на рис.3.2 кривых следующая.

При известных значениях $P_н$, $I_н$, I и I_{xx} находится:

1. отношение $\frac{I_{xx}}{I_н}$;
2. кривая на рис.3.2 , которой необходимо пользоваться при расчетах;
3. отношение $\frac{I}{I_н}$;
4. отношение $\frac{P}{P_н}$, равное коэффициенту загрузки двигателя β ;
5. фактическая мощность на валу двигателя при данной загрузке $P = \beta \cdot P_н$;
6. потребляемая из сети мощность

$$P_c' = \frac{P}{\eta} , \qquad (3.39)$$

где η – к.п.д. двигателя при данной загрузке.

Анализ рабочих характеристик $\cos\varphi = f\left(\frac{P}{P_н}\right)$ и $\eta = f\left(\frac{P}{P_н}\right)$ асинхронных двигателей показывает, что

- значение $\cos\varphi$ при $\beta > 0{,}6 \div 0{,}7$ остается практически неизменным и равным $\cos\varphi_н$;

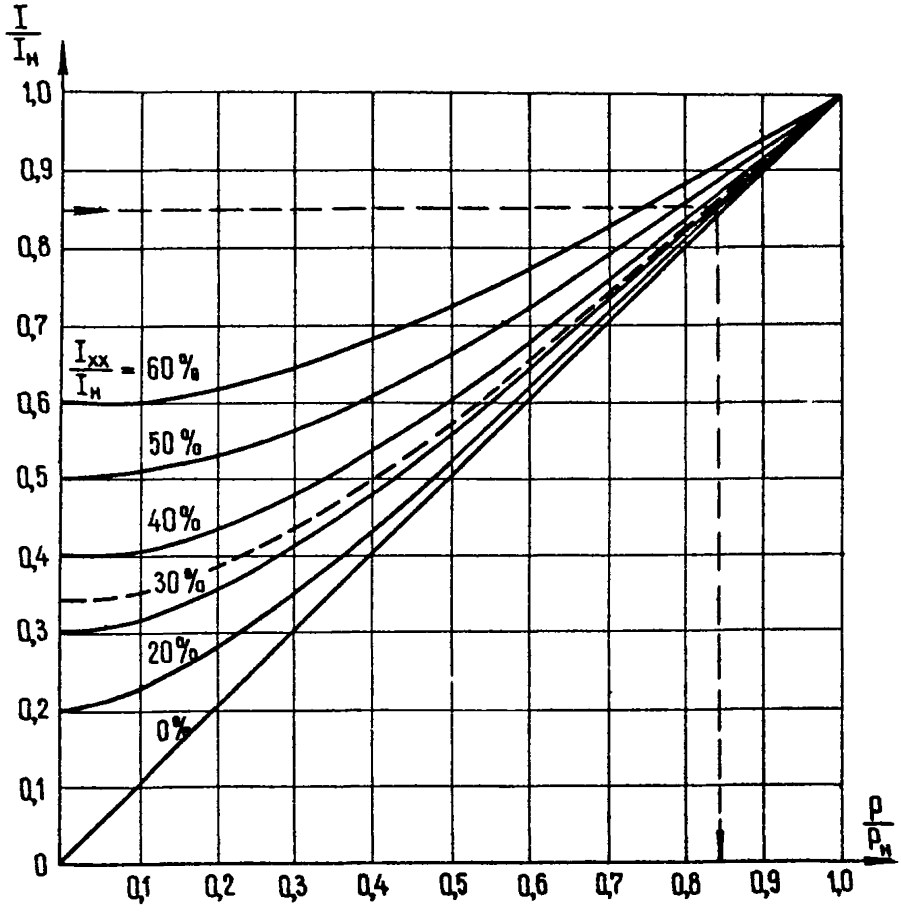

Рис.3.2. Обобщенные кривые зависимости тока статора от нагрузки для различных значений тока холостого хода

$\frac{P}{P_н}$ – нагрузка в относительных единицах;

$\frac{I}{I_н}$ – ток статора в относительных единицах;

$P_н, I_н$ – номинальные значения мощности и тока статора.

– значение η при $\beta > 0{,}3 \div 0{,}4$ также остается практически неизменным и равным $\eta_н$.

Известно, что большинство шахтных электродвигателей работают со значениями $\beta > 0{,}4 \div 0{,}5$. Следовательно, в тех случаях, когда $\beta > 0{,}6 \div 0{,}7$, наиболее просто для определения потребляемой из сети мощности пользоваться зависимостью (3.38), считая $\cos\varphi = \cos\varphi_н$, а в случаях, когда $0{,}3 \div 0{,}4 \leq \beta \leq 0{,}6 \div 0{,}7$, для определения мощности P_c необходимо пользоваться зависимостью (3.39), подставляя в нее $\eta = \eta_н$.

При ориентировочных расчетах можно считать, что $\beta \approx \frac{I}{I_н}$, т.е. после замера тока статора при фактической загрузке можно установить, какой зависимостью (3.38) или (3.39) необходимо пользоваться при определении потребляемой из сети электродвигателем мощности.

Пример. Определить активную мощность, потребляемую из сети установленным на главной водоотливной установке асинхронным электродвигателем типа "Украина –II–4/4" со следующими данными: $P_н = 400$ кВт; $U_н = 6000$ кВ; $I_н = 47$А; $n_н = 1485$ об/мин; $\eta_н = 94{,}5\%$; $\cos\varphi = 0{,}85$. Измеренные значения тока статора: при фактической загрузке – $I = 40$ А, при работе на холостом ходу – $I_{хх} = 16$А.

Решение.

1. Определяем отношение

$$\frac{I_{хх}}{I_н} = \frac{16}{47} = 0{,}34 .$$

2. Находим кривую на рис.3.2, которую используем при дальнейших расчетах. Эта кривая лежит примерно посередине между кривыми 30 и 40% и соответствует 34%.

3. Определяем отношение

$$\frac{I}{I_н} = \frac{40}{47} = 0{,}85 .$$

Эту величину находим на вертикальной оси и проводим ее до пересечения с кривой, соответствующей 34%.

4. Из точки пересечения опускаем перпендикуляр на горизонтальную ось и определяем β

$$\beta = \frac{P}{P_н} = 0{,}84 .$$

5. Определяем фактическую мощность на валу двигателя

$$P = \beta \cdot P_н = 0{,}84 \cdot 400 = 336 \text{ кВт} .$$

6. Потребляемая из сети активная мощность будет равна:

- из выражения (3.38)

$$P_c = \sqrt{3}\ I \cdot U \cos\varphi \cdot 10^{-3} = 1{,}73 \cdot 40 \cdot 6000 \cdot 0{,}85 \cdot 10^{-3} = 353 \text{ кВт}$$

- из выражения (3.39)

$$P_c' = \frac{P}{\eta_н} = \frac{396}{0{,}945} = 356 \text{ кВт} .$$

Полученные результаты свидетельствуют о хорошей совпадаемости.

Определение потребляемой из сети мощности электродвигателями, работающими с переменной нагрузкой

Для групп однородных по режиму работы электроприемников, работающих с переменной нагрузкой, потребляемая из сети мощность наиболее просто может быть определена методом коэффициента спроса из известного выражения

$$P_c^н = K_c \cdot \Sigma P_н \quad , \qquad (3.40)$$

где K_c - коэффициент спроса (см.приложение 8);

$\Sigma P_н$ - сумма номинальных мощностей электродвигателей, кВт.

3.8. Регулирование реактивных нагрузок на предприятиях угольной промышленности

В соответствии с Прейскурантом № 09-01 [2] предприятия должны поддерживать экономически обоснованные значения реактивных мощностей (см. п.3.1.2), регламентированные энергоснабжающей организацией, а именно:

а) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы - оптимальное получасовое значение реактивной мощности $Q_{э_1}$;

в) в часы минимума активной нагрузки энергосистемы - оптимальное среднее значение реактивной мощности $Q_{э_2}$.

Для поддержания значений мощностей $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$ необходимо осуществлять компенсацию реактивной мощности (КРМ) путем установки различных типов компенсирующих устройств (КУ).

Осуществление такой компенсации на предприятиях, а также КРМ вне часов максимума и минимума энергосистемы позволит получить им следующий эффект:

- снижение потерь активной мощности и энергии в распределительных сетях;
- снижение загрузки трансформаторов, установленных на главных понизительных подстанциях;
- повышение пропускной способности линий (снижение загрузки работающих линий);
- повышение качества электрической энергии в сетях в соответствии с требованиями, регламентированными ГОСТ 13109-67.

Для успешного решения задачи КРМ на предприятиях угольной промышленности необходимо знать методику расчета оптимальных значений реактивных мощностей $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$, задаваемых энергоснабжающей организацией.

3.8.1. Методика расчета задаваемых энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей (без использования ЭВМ)

Теоретические положения

1. Методика позволяет определять оптимальное значение реактивной мощности, передаваемой из сетей энергосистемы в течение получаса в периоды максимумов активной нагрузки ($Q_{э_1}$), а также оптимальное значение средней реактивной мощности, передаваемой из сети или генерируемой в сеть энергосистемы за период ее наименьшей активной нагрузки ($Q_{э_2}$) [7].

Используя предлагаемую методику, потребитель может

- проверить заданные энергоснабжающей организацией оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$;
- заблаговременно до изменения заданных значений $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$ рассчитать возможные величины новых значений реактивных мощностей и разработать организационно-технические мероприятия по компенсации реактивной мощности.

Методика основана на использовании расчетных коэффициентов α, соответствующих средним условиям передачи реактивной мощности по сетям энергосистем и потребителей электроэнергии с учетом различных затрат на потери мощности и электроэнергии в различных районах объединенных энергосистем (см.табл.3.I6) [7].

Таблица 3.I6

Значения коэффициентов α для различных условий питания потребителей электроэнергии

Районы ОЭС страны	Значение коэффициента α при высшем напряжении понизительной подстанции, кВ		
	35	II0-I50	220 и выше
I. ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Северного Казахстана	0,23	0,28	0,37
2. ОЭС Средней Азии	0,30	0,35	0,47
3. ОЭС Сибири	0,24	0,29	0,40
4. ОЭС Урала	0,27	0,3I	0,42
5. ОЭС Северного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
6. ОЭС Дальнего Востока	0,20	0,25	0,32

Примечание: Украинская ССР относится к району Юга ОЭС.

2. Значение $Q^{\text{ф}}_{э_1}$ на шинах 6-20 кВ понизительных подстанций 220-35/6-20 кВ или 6-20/0,4-0,69 кВ определяют как меньшее из значений, полученных по формулам:

$$Q'_{э_1} = Q^{\text{ф}}_{ф_1} - 0{,}7\,Q^{\text{ф}}_{см}\ ; \qquad (3.4I)$$

$$Q''_{э_1} = \alpha \cdot P^{\text{ф}}_{ф}\ , \qquad (3.42)$$

где $Q^{\text{ф}}_{ф_1}$ и $P^{\text{ф}}_{ф}$ - фактические значения реактивной и активной нагрузок на шинах 6-20 кВ понизительной подстанции или электростанции в режиме максимальной активной нагрузки энергосистемы за IУ-й квартал прошедшего года (см. п.п. 3.3.2, 3.3.3), Мвар; МВт.

$Q^{\text{ф}}_{см}$ - дополнительная реактивная мощность установленных у потребителя синхронных машин, которая может быть использована для компенсации реактивной мощности (КРМ), Мвар;

α – расчетный коэффициент из табл.3.16.

При питании потребителя от шин генераторного напряжения значение коэффициента α следует принимать равным 0,6.

Значение $Q^{\text{в}}_{\text{с.м}}$ определяют по формуле:

$$Q^{\text{в}}_{\text{с.м}} = 0{,}5\,P_{\text{с.м}} - Q^{\text{в}}_{\text{с.м}_{\text{ф}}} ,$$

где $P_{\text{с.м}}$ – суммарная установленная мощность синхронных машин напряжением 6–20 кВ, МВт;

$Q^{\text{в}}_{\text{с.м}_{\text{ф}}}$ – фактическое значение реактивной мощности, генерируемой синхронными машинами в режиме максимальной активной нагрузки энергосистемы, при котором фактическое потребление реактивной мощности из сети системы составило $Q^{\text{в}}_{\text{ф}_1}$ (см. п.3.8.2), Мвар.

3. Значение $Q^{\text{в}}_{\text{э}_1} = \min\left(Q^{\text{в}'}_{\text{э}_1}; Q^{\text{в}''}_{\text{э}_1}\right)$ задается одинаковым на все годы предстоящего пятилетнего периода и может быть изменено в следующих случаях:

а) появление у потребителя дополнительных синхронных машин 6–20 кВ;

б) перевод потребителя на питание от сети другого напряжения;

в) переход на расчеты значений $Q^{\text{в}}_{\text{э}_1}$ с помощью ЭВМ.

4. Если в сети 35–220 кВ энергосистемы в режиме наибольшей нагрузки поддерживается повышенное напряжение и, несмотря на полное использование регулировочного диапазона понизительного трансформатора 35–220/6–20 кВ, напряжение на шинах 6–20 кВ оказывается выше номинального более чем на 7%, в качестве $Q^{\text{в}}_{\text{э}_1}$ задается фактическая реактивная нагрузка потребителя

$$Q^{\text{в}}_{\text{э}_1} = Q^{\text{в}}_{\text{ф}_1} .$$

5. Значения $Q^{i}_{\text{э}_1}$ для остальных кварталов года определяют по формуле:

$$Q^{i}_{\text{э}_1} = Q^{i}_{\text{ф}_1} - Q_{\text{кд}} , \qquad (3.43)$$

где $Q^{i}_{\text{ф}_1}$ – фактическая реактивная нагрузка потребителя в часы максимальной активной нагрузки энергосистемы в i -ом квартале;

$Q_{кд}$ – мощность дополнительно устанавливаемых компенсирующих устройств, определяемая как

$$Q_{кд} = Q^{н}_{ф_1} - Q^{н}_{э_1} \quad . \qquad (3.44)$$

Если значение $Q^{i}_{э_1}$, определенное по формуле (3.43), оказывается отрицательным, то принимается $Q^{i}_{э_1} = 0$.

6. Значение $Q^{i}_{э_2}$ для i -го квартала может быть установлено энергоснабжающей организацией любым в диапазоне, верхняя и нижняя границы которого определяются по формулам:

$$Q^{i}_{э_2в} = Q^{i}_{ф_2} + Q_{к} ; \qquad (3.45)$$

$$Q^{i}_{э_2н} = Q^{i}_{ф_2} - Q_{кд} , \qquad (3.46)$$

где $Q^{i}_{ф_2}$ – фактическая реактивная нагрузка потребителя в часы минимальной активной нагрузки энергосистемы в i -ом квартале (см. п.3.3.4);

$Q_{к}$ – мощность, генерируемая в режиме минимальной активной нагрузки энергосистемы компенсирующими устройствами, установленными в сети потребителя.

Конкретное значение $Q^{i}_{э_2}$ из указанного диапазона устанавливают исходя из режимов напряжения в данном узле в часы минимума нагрузки.

Необходимо отметить, что для поддержания заданных энергоснабжающей организацией в каждом квартале значений $Q^{i}_{э_2}$ установленные у потребителей компенсирующие устройства (КУ) должны быть оборудованы устройствами регулирования. При этом синхронные двигатели должны оборудоваться устройствами автоматического регулирования возбуждения [8]. Устройства регулирования мощности КУ должны обеспечивать поддержание оптимального значения $Q^{i}_{э_2}$ в диапазоне от $Q^{i}_{э_2в}$ до $Q^{i}_{э_2н}$.

7. При выдаче проектным организациям условий потребления реактивной мощности вновь присоединяемыми потребителями расчету подлежат только значения $Q^{н}_{э_1}$ и $Q^{н}_{э_2}$. При отсутствии сведений об установленной мощности синхронных машин для расчета используется только формула (3.42).

8. Для потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А расчетное значение необходимой мощности компенсирующего устройства $Q^{р}_{кэ}$ определяют по формуле:

$$Q^{р}_{кэ} = (0{,}2 + 0{,}5\, d_{а,св})\, S_{пр} \text{ , квар,} \qquad (3.47)$$

где $S_{пр}$ – присоединенная мощность токоприемников, кВ·А;
$d_{а,св}$ – доля асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов в составе присоединенной низковольтной нагрузки.

Значение $Q_{кэ}$, задаваемое потребителю, следует определять по табл.3.I7 в зависимости от расчетного значения $Q^{р}_{кэ}$.

Таблица 3.I7

Соотношение расчетного значения $Q^{р}_{кэ}$ и задаваемого потребителю $Q_{кэ}$

$Q^{р}_{кэ}$, квар	до 50	50–I20	I20–I90	I90–260	260–380	более 380
$Q_{кэ}$, квар	0	75	I50	225	300	450

Значение $Q^{р}_{кэ}$, определенное по формуле (3.47) и табл.3.I7, используется при расчетах за электроэнергию до приобретения потребителем компенсирующего устройства. Если номинальная мощность приобретенного и установленного КУ отличается от заданного значения $Q_{кэ}$ не более чем на I0%, то в договоре на пользование электроэнергией в качестве $Q_{кэ}$ фиксируется фактическая мощность КУ.

9. Если значение $Q^{р}_{кэ}$, определенное по формуле (3.47) и табл.3.I7, оказывается меньше мощности КУ, установленного в сети потребителя до назначения ему полученного значения, то в качестве $Q_{кэ}$ принимается фактическая мощность устройства.

I0. Значение $Q^{р}_{кэ}$ рассчитывается на каждый год предстоящего пятилетнего периода по представленным потребителем на эти годы значениям $S_{пр}$ и $d_{а,св}$. При несоответствии фактических значений $S_{пр}$ и $d_{а,св}$ в каком-либо году принятым при расчете значениям величина $Q_{кэ}$ корректируется по фактическим значениям $S_{пр}$ и $d_{а,св}$.

II. Режим работы компенсирующих устройств у потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А задается, как правило, в виде суточного графика включения и отключения всего устройства (или его секций при мощности устройства более 150 квар).

12. По согласованию с головной организацией допускается использование других методик ручного счета, использующих более детальную информацию о схемных и режимных параметрах сети и дающих более точные результаты.

Примеры расчета оптимальных значений реактивных мощностей

Пример 1. Шахта, находящаяся в районе ОЭС Центра, получает питание от понизительной подстанции 110/6 кВ. Максимальная активная нагрузка четвертого квартала $P^{IV}_{ф}$ = 15 МВт. Максимальные и минимальные реактивные нагрузки составляют по кварталам:

Квартал	I	II	III	IУ
$Q^{t}_{ф_1}$ Мвар	6,0	5,0	5,4	7,5
$Q^{t}_{ф_2}$ Мвар	3,2	2,8	3,0	3,4

В сети потребителя имеются синхронные двигатели 6 кВ с неиспользуемой реактивной мощностью $Q_{с.м}$ = 1,5 Мвар и батареи конденсаторов общей мощностью $Q_к$ = 2,5 Мвар, постоянно работавшие во время всех приведенных выше замеров нагрузки.

Определить экономические значения $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$ для всех кварталов года.

Решение. I. По формулам (3.41) и (3.42) определяем:

$$Q'_{э_1} = Q^{IV}_{ф_1} - 0{,}7\,Q^{IV}_{с.м} = 7{,}5 - 0{,}7 \cdot 1{,}5 = 6{,}5 \text{ Мвар};$$

$$Q^{a}_{э_1} = \alpha \cdot P^{IV}_{ф} = 0{,}28 \cdot 15 = 4{,}2 \text{ Мвар},$$

где α = 0,28 (см. табл. 3.16).

Следовательно, $Q^{IV}_{э_1}$ = 4,2 Мвар.

Для выполнения этого задания потребитель должен установить компенсирующие устройства мощностью, определяемой по формуле (3.44), т.е.

$$Q_{к.а} = Q^{IV}_{ф_1} - Q^{IV}_{э_1} = 7{,}5 - 4{,}2 = 3{,}3 \text{ Мвар}.$$

2. По формуле (3.43) определяем значения $Q^{i}_{э_1}$ для остальных кварталов года:

$$Q^{I}_{э_1} = 6 - 3,3 = 2,7 \text{ Мвар};$$
$$Q^{II}_{э_1} = 5 - 3,3 = 1,7 \text{ Мвар};$$
$$Q^{III}_{э_1} = 5,4 - 3,3 = 2,1 \text{ Мвар}.$$

3. По формулам (3.45) и (3.46) определяем верхние и нижние границы величин $Q^{i}_{э_2}$ для всех кварталов года:

Кварталы	I	II	III	IУ
$Q^{i}_{э_2в}$, Мвар	3,2+2,5=5,7	2,8+2,5=5,3	3,0+2,5=5,5	3,4+2,5=5,9
$Q^{i}_{э_2н}$, Мвар	3,2-3,3=-0,1	2,8-3,3=-0,5	3,0-3,3=-0,3	3,4-3,3=0,1

В качестве $Q^{i}_{э_2}$ для i-го квартала может быть задана любая величина, находящаяся в диапазоне от $Q^{i}_{э_2в}$ до $Q^{i}_{э_2н}$, т.е. от 5,9 Мвар до -0,5 Мвар.

Пример 2. Присоединенная мощность потребителя составляет $S_{пр} = 630$ кВ·А. Доля нагрузки асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов составляет $d_{а,св} = 0,4$ (40%). Определить значение $Q_{кэ}$.

Решение. По формуле (3.47) определяем

$$Q^{р}_{кэ} = (0,2 + 0,5\, d_{а,св}) \cdot S_{пр} = (0,2+0,5 \cdot 0,4) \cdot 630 = 252 \text{ квар}.$$

В соответствии с табл.3.17 находим $Q_{кэ} = 225$ квар.

3.8.2. Последовательность осуществления рациональной компенсации реактивной мощности

При решении вопросов КРМ на предприятиях необходимо в первую очередь разработать и внедрить не требующие для своей реализации специальных компенсирующих устройств мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками (см. п.3.8.3), а затем приступать к КРМ с помощью различных технических средств.

В качестве основных технических средств КРМ на действующих предприятиях угольной промышленности применяются батареи конденсаторов (БК) и синхронные двигатели (СД).

При решении вопросов КРМ исходными данными являются:

- определенные по изложенной методике (см. п.3.8.1) оптимальные значения реактивных мощностей $Q_{э_1}$ и $Q_{э_2}$ и

заданный энергоснабжающей организацией режим работы компенсирующих устройств [3];

-определенное по формуле (3.44) значение мощности дополнительно устанавливаемых КУ ($Q_{кд}$).

При известном значении $Q_{кд}$ возникает задача выбора наиболее рационального типа и мощности КУ. Последовательность решения этой задачи должна быть следующей:

I. Определяется максимальная величина реактивной мощности (располагаемая реактивная мощность), которую может генерировать каждый из установленных на предприятии СД [8]:

$$Q_м = \frac{\alpha_м \cdot P_н \cdot tg\varphi_н}{\eta_н} \quad , \text{квар} \quad , \quad (3.48)$$

где $P_н$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт;

$tg\varphi_н$ – значение тангенса угла $\varphi_н$, соответствующее номинальному значению $\cos\varphi_н$;

$\eta_н$ – номинальный к.п.д. двигателя;

$\alpha_м$ – наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности, зависящая от типа двигателя, относительного напряжения $\dot{U}$ и коэффициента загрузки по активной мощности β (значение $\alpha_м$ определяется по табл.3.I8)

$$\dot{U} = \frac{U}{U_н} \quad ,$$

где U – фактическое значение напряжения на зажимах двигателя, кВ.

2. Определяется фактическая величина реактивной мощности $Q_{ф}^{сд}$, генерируемая работающими на предприятии СД.

Для определения величины $Q_{ф}^{сд}$ необходимо оценить компенсирующую способность СД, которая представляет собой отношение реактивной мощности (квар), отдаваемой в сеть, к полной номинальной мощности двигателя (кВ·А) [23] :

$$q = \frac{Q_{ф}^{сд}}{S_н} \cdot 100 \quad , \% \quad . \quad (3.49)$$

Таблица 3.I8

Средние значения $\alpha_м$ для синхронных двигателей серии СДН, СТД, СД и СДЗ

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Напряжение на зажимах $\dot{U}$	Коэффициент загрузки β		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и I0 кВ (для всех частот вращения)	0,95	I,3I	I,39	I,45
	I,0	I,2I	I,27	I,33
	I,05	I,06	I,I2	I,I7
СДН, 6 кВ:				
600-I000 об/мин	I,I	0,89	0,94	0,96
375-500 об/мин	I,I	0,88	0,92	0,94
I87-300 об/мин	I,I	0,86	0,88	0,9
I00-I67 об/мин	I,I	0,8I	0,85	0,87
СДН, I0 кВ:				
I000 об/мин	I,I	0,9	0,98	I,0
250-750 об/мин	I,I	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 и I0 кВ, 3000 об/мин	0,95	I,3	I,42	I,52
	I,0	I,23	I,34	I,43
	I,05	I,I2	I,23	I,3I
	I,I	0,9	I,08	I,I6
СД и СДЗ, 380 В, для всех частот вращения	0,95	I,I6	I,26	I,36
	I,0	I,I5	I,24	I,32
	I,05	I,I	I,I8	I,25
	I,I	0,9	I,06	I,I5

Наибольшая компенсирующая способность двигателя при данной загрузке имеет место при номинальном токе возбуждения ($I_{в.н}$).

При снижении тока возбуждения ниже номинального компенсирующая способность СД резко уменьшается.

На рис.3.3 приведены кривые зависимости компенсирующей способности синхронных двигателей q_y (в %) от коэффициента загрузки β и тока возбуждения для двигателей с $\cos\varphi_н = I$ и $\cos\varphi_н = 0,9$ [24].

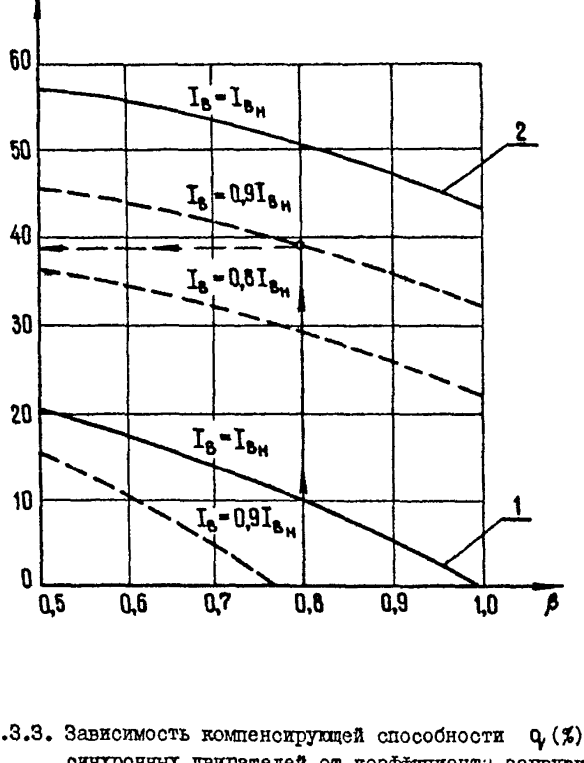

Рис.3.3. Зависимость компенсирующей способности q_y (%) синхронных двигателей от коэффициента загрузки β и тока возбуждения:
I - при $\cos\varphi_н = I$; 2 - при $\cos\varphi_н = 0,9$.

Для двигателей с $\cos\varphi_н$ = 0,9 уменьшение тока возбуждения на 10% при 100% загрузке дает снижение компенсирующей способности на 25%, а при уменьшении тока возбуждения на 20% компенсирующая способность уменьшается вдвое. Это обстоятельство обязательно необходимо учитывать при эксплуатации СД.

В двигателях с $\cos\varphi$ = 1 незначительное снижение тока возбуждения (например, на 10%, см. рис.3.3) может привести к тому, что двигатель будет потреблять реактивную мощность из сети [23].

При известных значениях коэффициента загрузки двигателя β (см. раздел 3.7), тока возбуждения $I_в$ (определяется по показаниям амперметра, установленного в цепи возбуждения СД), а также с учетом его паспортных данных определяется компенсирующая способность двигателя $q_ч$, % (см.рис.3.3).

Величина полной номинальной мощности двигателя $S_н$ определяется из выражения

$$S_н = \frac{P_н}{\cos\varphi_н \cdot \eta_н}, \text{ кВ·А}, \qquad (3.50)$$

где $P_н$, $\cos\varphi_н$, $\eta_н$ – номинальные данные двигателя.

Зная $q_ч$ и $S_н$, из выражения (3.49) находим значение $Q_ф^{сд}$, т.е.

$$Q_ф^{сд} = \frac{q_ч \cdot S_н}{100}, \text{ квар}. \qquad (3.51)$$

3. Для каждого СД определяется неиспользуемая реактивная мощность как разность значения, определяемого выражением (3.48), и значения, определяемого выражением (3.51), т.е.

$$Q_{н.ис}^{сд} = Q_м - Q_ф^{сд}. \qquad (3.52)$$

4. Определяется неиспользуемая реактивная мощность всеми работающими на предприятии СД как

$$Q_{н.ис}^{сд\,\Sigma} = Q_{н.ис}^{сд\,1} + Q_{н.ис}^{сд\,2} + \ldots + Q_{н.ис}^{сд\,n},$$

где n – число работающих на предприятии СД.

5. Определяется дополнительная мощность батарей конденсаторов ($Q_{БК}^{доп}$), которую необходимо установить на предприятии для поддержания регламентированных энергоснабжающей организацией оптимальных значений реактивных мощностей как

$$Q_{бк}^{доп} = Q_{кд} - Q_{н.ис}^{сдг} .$$

После определения мощности $Q_{бк}^{доп}$ решается задача их размещения в сетях напряжением до 1000 В и выше 1000 В.

Согласно [8], распределять конденсаторные установки на разных ступенях схемы электроснабжения следует на основании технико-экономических расчетов.

Пример. Определить степень использования для компенсации реактивной мощности установленного на шахте в качестве электропривода главного вентилятора двигателя типа СДН-16-41-12 со следующими номинальными данными:

$P_н$ = 1250 кВт; $Q_н$ = 637 квар; $U_н$ = 6 кВ;
$\cos\varphi_н$ = 0,9; $I_{вн}$ = 241 А; $\eta_н$ = 0,945;
$n_н$ = 500 об/мин.

Определенные путем замеров фактические значения активной мощности и тока возбуждения соответственно равны

P = 1000 кВт; $I_в$ = 217 А.

Решение.

1. Определяем значение коэффициента загрузки двигателя как

$$\beta = \frac{P}{P_н} = \frac{1000}{1250} = 0,8 ;$$

2. С помощью выражения (3.48) рассчитываем располагаемую реактивную мощность СД

$$Q_м = \frac{\alpha_м \cdot P_н \cdot tg\varphi_н}{\eta_н} = \frac{1,27 \cdot 1250 \cdot 0,484}{0,945} = 815 \text{ квар.}$$

По данным табл.3.18 для двигателя СДН 6кВ при U = 1 и β = 0,8 значение $\alpha_м$ = 1,27.

3. Определяем величину полной номинальной мощности СД из выражения (3.50)

$$S_н = \frac{P_н}{\cos\varphi_н \cdot \eta_н} = \frac{1250}{0,9 \cdot 0,945} = 1470 \text{ кВ·А} .$$

4. Находим отношение

$$\frac{I_в}{I_{вн}} = \frac{217}{241} = 0,9 , \text{ т.е. } I_в = 0,9 I_{вн} .$$

5. Из графиков рис.3.3 при $\beta = 0,8$; $I_в = 0,9\,I_{в\,н}$ и $\cos\varphi_н = 0,9$ находим фактическое значение компенсирующей способности СД, равное $q_ф = 38,5\%$.

6. С использованием выражения (3.51) определяем фактическую величину реактивной мощности, генерируемой СД, как

$$Q_{ф}^{сд} = \frac{q_ф \cdot S_н}{100} = \frac{38,5 \cdot 1470}{100} = 565 \text{ квар.}$$

7. Из выражения (3.52) определяем неиспользуемую реактивную мощность СД

$$Q_{н.ис}^{сд} = Q_м - Q_{ф}^{сд} = 815 - 565 = 250 \text{ квар.}$$

При решении вопроса дополнительной установки на предприятии компенсирующих устройств и отсутствии резервных БК эту мощность СД необходимо использовать в первую очередь.

3.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками предприятий угольной промышленности не требуют применения специальных компенсирующих устройств, не нуждаются для своей реализации в значительных капитальных затратах и поэтому должны рассматриваться в первую очередь.

Известно, что долевое участие отдельных электроприемников в общем балансе реактивной мощности, потребляемой промышленными предприятиями от энергосистем, примерно следующее [25]:

Асинхронные двигатели (АД)	60%
Трансформаторы	20%
Прочие электроустановки	20%

Ввиду того, что на горных предприятиях суммарная установленная мощность АД составляет преимущественно более 90% общей мощности всех двигателей, поэтому наиболее важным является снижение реактивной мощности, потребляемой АД.

Основными мероприятиями по снижению потребляемой реактивной мощности АД являются [25,26]:

I) Правильный выбор электродвигателей по типу и мощности на стадии проектирования и при эксплуатации.

Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом работы производственных механизмов, не допуская излишних запасов мощности. Не следует устанавливать электродвигатели закрытого типа в тех помещениях, в которых по условиям окружающей среды и безопасности допускается установка двигателей открытого или защищенного типа, т.к. они имеют худшие энергетические показатели. При прочих равных условиях короткозамкнутым АД, имеющим лучшие энергетические характеристики, следует отдавать предпочтение перед двигателями с фазным ротором.

2) Замена малозагруженных АД двигателями меньшей мощности

При систематической недогрузке АД необходимо принимать меры к увеличению загрузки двигателей путем увеличения нагрузки на производственные механизмы (например, путем увеличения концевой нагрузки при канатной откатке).

Ряд работ, проведенных в органах Госэнергонадзора СССР, показал [26], что если средняя загрузка двигателя составляет менее 45% номинальной мощности, то замена его менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При загрузке двигателя более 70% номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна. Замена малозагруженных двигателей, встроенных в механизмы, настолько дорога и сложна, что она практически нецелесообразна.

В условиях предприятий угольной промышленности проверку загрузки двигателей основных электроустановок поверхности можно осуществлять с помощью имеющихся измерительных приборов или токоизмерительных клещей [22], а замену малозагруженных электродвигателей наиболее удобно производить в случае монтажа-демонтажа установок.

3) Ограничение холостых ходов работающих асинхронных двигателей

При работе на холостом ходу АД шахтных электроустановок потребляемая ими реактивная мощность достигает 30-40% от номинальных значений.

Такой режим двигателей является экономически нецелесообразным, т.к. приводит к необоснованной загрузке сети реактивной

мощностью, увеличению потерь активной мощности при передаче реактивной мощности, снижению пропускной способности сети, увеличению потерь напряжения в линиях.

Для его ограничения технологические установки предприятий, работающие продолжительное время в течение суток в режиме холостого хода, целесообразно оборудовать устройствами ограничения холостого хода.

4) Повышение качества ремонта АД

При проведении ремонта двигателей недопустимо снижение их энергетических показателей, которое может иметь место при обточке роторов, уменьшении числа проводников в пазу, расточки пазов, выжигании обмоток. Необходимо учитывать и точно соблюдать номинальные данные двигателей. В противном случае из ремонта могут быть выпущены двигатели с повышенным потреблением реактивной мощности, увеличенным током холостого хода, значительными отклонениями от заводских обмоточных данных и другими серьезными недостатками. Все это создает повышенные потери энергии, уменьшает коэффициент мощности двигателя и, в конечном счете, увеличивает дефицит реактивной мощности на предприятии.

Потребление реактивной мощности и ее потери в трансформаторах гораздо меньше зависят от их нагрузки, чем у АД.

В диапазоне нагрузок примерно от 30 до 100% доля реактивных потерь в полных потерях мощности в трансформаторах меняется незначительно, а в диапазоне от 30% до нуля она существенно увеличивается.

С целью рационализации работы трансформаторов необходимо:

а) переводить (если имеется возможность) нагрузку временно загруженных менее чем на 30% траноформаторов на другие трансформаторы;

б) отключать их (если имеется возможность) при работе на холостом ходу;

в) заменять трансформаторы, систематически загруженные менее чем на 30%;

г) осуществлять перегруппировку имеющихся на предприятии трансформаторов.

Выполнение условий а) и б) наиболее целесообразно осуществлять автоматически.

3.9. Мероприятия по снижению потребления активной энергии на предприятиях

Эффективность использования электроэнергии на предприятиях угольной промышленности характеризуется величиной удельного электропотребления (кВт·ч/т), которая позволяет объективно оценивать энергоиспользование в реальных условиях производства, правильность выбора энергетического оборудования и элементов электрических сетей.

Уменьшение удельного электропотребления может быть достигнуто как за счет повышения производительности предприятий, так и за счет мероприятий по снижению потребления и потерь активной энергии. Разработка таких мероприятий весьма актуальна [27], т.к. она позволит снизить дефицит активной энергии в системе, легче реализовать установленные предприятиям планы электропотребления, а также уменьшить размер платы за учтенную расчетными счетчиками активную электроэнергию.

Очевидно, что эти мероприятия не должны приводить к снижению производительности предприятий или требований безопасности, регламентированных ПБ и ПТЭ [4,5].

Основные мероприятия по снижению удельного расхода электроэнергии можно разделить на три группы:

I-я группа – мероприятия по повышению производительности угледобывающих предприятий за счет совершенствования технологии отдельных производственных процессов и повышения надежности технологических схем;

2-я группа – технологические и организационно-технические мероприятия, направленные на снижение потребления активной энергии отдельными электроустановками или технологическими объектами;

3-я группа – технологические и организационно-технические мероприятия, направленные на снижение потерь электрической энергии.

Рассмотрим подробнее указанные группы мероприятий.

Мероприятия I-ой группы:

I. Совершенствование технологических схем подготовки и систем разработки на угольных шахтах, которое может включать в себя выбор более эффективных способов ведения очистных и подготовительных работ, более совершенных транспортных технологических схем и т.д.

Это позволит повысить концентрацию горных работ и, следовательно, снизить общую протяженность горных выработок (одного из факторов, влияющих на величину удельного электропотребления), увеличить нагрузку на очистной забой за счет повышения как минутной производительности очистных комбайнов, так и коэффициента машинного времени, а также увеличить скорости проведения подготовительных выработок. Использование передовой технологии может быть осуществлено на основе внедрения на предприятиях отрасли "Прогрессивных технологических схем разработки пластов на угольных шахтах" [28]. Прогрессивные технологические схемы, включающие и схемы электроснабжения, предусматривают комплексный подход к решению всех вопросов ведения очистных и подготовительных работ, механизации, транспорта, электроснабжения, более совершенной организации труда.

2. Повышение надежности технологических процессов очистных и подготовительных работ (и, следовательно, коэффициента машинного времени), включая повышение надежности машин и механизмов на участке, транспортных звеньев, всего комплекса электрооборудования и кабелей.

Увеличение нагрузки на очистной забой за счет повышения надежности, т.е. снижения всевозможных простоев, является одним из основных факторов повышения эффективности использования электроэнергии.

Мероприятия 2-ой группы:

I. Перевод энергоснабжения очистных и проходческих машин на шахтах, разрабатывающих крутые выбросоопасные пласты, с пневматической энергии на электрическую, что повлечет за собой сокращение потребления сжатого воздуха и, следовательно, компрессорного хозяйства, резкое снижение расхода активной энергии по шахте.

Внедрение этого мероприятия с сохранением достигнутого уровня безопасности может быть реализовано применением быстродействующей коммутационной аппаратуры, осуществляющей автоматическое

защитное отключение напряжения и одновременное закорачивание источников э.д.с. за время не более 2,5 мс при повреждении силовых кабелей. ДонНПО "Взрывозащищенное электрооборудование" начат выпуск такого электрооборудования (автоматов АВВ-250, моторных короткозамыкателей ПМК), заводом "Донбасскабель" - выпуск специальных кабелей марки ГВШОП. Внесены соответствующие изменения и дополнения в ПБ и ПИВРЭ (письмо Минуглепрома СССР от I8.I2.79г. № 25-6/956).

2. Снижение энергоемкости основных технологических процессов, обусловленное

- выбором машин и механизмов с меньшим удельным потреблением электрической энергии за счет улучшения режимов резания и разрушения, применения новых режущих инструментов, повышения скорости подачи очистных комбайнов и т.д.;

- изысканием принципиально новых, менее энергоемких технологий выемки угля и разрушения горных пород, транспорта и подъема полезного ископаемого.

3. Совершенствование технического обслуживания вентиляционных, компрессорных, водоотливных и подъемных установок, локомотивов, конвейеров и другого транспорта с целью повышения к.п.д. и оптимизации режимов работы. Сюда относится также сокращение утечек воздуха в вентиляционной сети; внедрение системы и технических средств автоматического управления и регулирования проветриванием, обеспечивающих рациональное распределение воздуха по шахтным выработкам, уменьшение расхода воздуха в ремонтные смены и выходные дни; выбор и применение рациональной, преимущественно одноступенчатой, схемы водоотлива; чистка трубопроводов и водосборников; упорядочение работы подъемных установок и др.

4. Разработка и внедрение передвижных компрессорных станций производительностью до 25 $м^3$/мин с электрооборудованием во взрывобезопасном исполнении, что обусловит сокращение мощности стационарных компрессорных установок на шахтах и связанных с производством и распределением по горным выработкам сжатого воздуха затрат электроэнергии [27].

5. Сокращение холостой работы конвейеров с асинхронным приводом, что особенно актуально для предприятий с большим числом конвейерных линий.

При работе на холостом ходу асинхронных двигателей шахтных электроустановок потребляемая ими активная мощность достигает 30–40% номинальных значений. Поэтому такой режим работы двигателей является экономически нецелесообразным.

Для его ограничения технологические установки, работающие продолжительное время в течение суток в режиме холостого хода (например, установленные на горных предприятиях ленточные конвейеры), целесообразно оборудовать устройствами ограничения холостого хода, отключающими установки при работе в этом режиме.

Созданию таких устройств должна предшествовать работа по анализу особенностей технологического объекта, оснащению его необходимыми устройствами контроля режимов работы и внесению изменений в схему автоматизации.

6. Выбор мощности электродвигателей основных производственных механизмов в соответствии с их фактической загрузкой, а также выбор двигателей с более высокими значениями к.п.д. и коэффициента мощности ($\cos\varphi$).

Завышение числа и мощности электродвигателей на горных машинах и механизмах (например, на скребковых и ленточных конвейерах) приводит к увеличению потерь холостого хода, а следовательно, к повышенному потреблению электроэнергии.

7. Замена малозагруженных асинхронных двигателей энергоемких электроустановок на двигатели меньшей мощности, которая позволит снизить потери холостого хода и потребление электроэнергии.

Мероприятия 3-ей группы:

I. Перевод шахт, разрезов, обогатительных фабрик и отдельных электроприемников на повышенное напряжение.

При совершенствовании схем электроснабжения в связи со значительным ростом нагрузок сокращение непроизводительных затрат электроэнергии на предприятиях угольной промышленности должно осуществляться путем устройства глубокого ввода напряжением 35–II0–220 кВ, повышения уровня номинального напряжения в распределительных сетях шахт до I0 кВ [27], перевода потребителей подземных участков на напряжение 660В (взамен 380В) и II40 В, а экскаваторов на разрезах – на напряжение I0 и 35 кВ.

2. Повышение мощности короткого замыкания в подземных электрических сетях с 50 до 75–I00 МВ·А [27].

3. Приближение передвижных трансформаторных подстанций к электроприемникам, сопровождающееся сокращением протяженности сетей низшего напряжения, а следовательно, уменьшением общих потерь электроэнергии в сетях.

4. Разработка и внедрение технических средств и мероприятий по оптимальной компенсации реактивной мощности в электрических сетях (включая подземные сети угольных шахт), которые приведут к снижению потерь активной энергии, имеющих место при передаче по линиям реактивной мощности [25].

5. Поддержание на предприятиях регламентированного ГОСТ 13109-67 качества электроэнергии, обеспечивающего минимальные потери мощности и энергии в электроустановках и сетях.

К основным мероприятиям по повышению эффективности использования электроэнергии на предприятиях отрасли может быть также отнесено [27]:

- широкое внедрение современных приборов и автоматизированных систем для учета и контроля расхода электрической энергии;
- совершенствование планирования и нормирования, расширение применения научно обоснованных норм расхода и прогрессивных систем учета производства и потребления топливно-энергетических ресурсов [29,30];
- ускорение внедрения на предприятиях угольной промышленности законченных разработок, изобретений и рационализаторских предложений, направленных на повышение эффективности использования электроэнергии;
- укомплектование энергетических служб предприятий и организаций отрасли квалифицированными специалистами, дальнейшее совершенствование структур управления энергетическим хозяйством предприятий и организаций.

3.10. Экономическая эффективность мероприятий по регулированию режимов электропотребления

3.10.1. Общие положения

Математическая формулировка некоторых задач оптимизации режимов электропотребления по минимуму народнохозяйственных затрат с учетом тарифов на электроэнергию приведена в работе [1].

Однако при практической реализации мероприятий по совершенствованию режимов электропотребления на конкретном предприятии возникает задача определения их экономической эффективности. В настоящее время отсутствует единая методика, позволяющая оценить этот показатель по всему предприятию в целом.

Наиболее просто оценить эффект от регулировочных мероприятий в пределах предприятия можно по изменению суммарной платы за электроэнергию за расчетный период (квартал), которая в общем виде может быть определена из выражения

$$C = (C_p + C_w)\left(1 \pm \frac{H_\Sigma}{100}\right), \text{ руб.}, \qquad (3.53)$$

где $C_p = a_p \cdot P_{мр}$ – плата за максимальную активную мощность предприятия за расчетный период, руб.;

$a_p = \frac{a_г}{4}$ – плата за I кВт максимальной мощности предприятия в период максимума энергосистемы за расчетный период, руб/кВт;

$a_г$ – годовая плата за I кВт максимальной мощности, руб/кВт [2];

$P_{мр}$ – расчетное значение максимальной мощности предприятия (в кВт), равное

а) $P_{мр} = P_м$ – в случае, если $P_ф < P_м$;

б) $P_{мр} = P_ф$ – в случае, если $P_ф > P_м$.

$C_w = b \cdot W_a$ – плата за потребленную электрическую энергию предприятием за расчетный период, руб.;

b – плата за I кВт·ч потребленной активной энергии согласно тарифу, руб/кВт·ч [2];

W_a – потребление активной энергии предприятием за расчетный период, зафиксированное счетчиком, кВт·ч;

H_Σ – суммарная скидка или надбавка за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей, определяемая по формуле (3.3), %.

Из рассмотрения выражения (3.53) следует, что суммарная плата предприятия за счетный период является функцией следующих электрических параметров: P_{Φ}, Q_{Φ_1}, Q_{Φ_2} и W_a, т.е. $C = f(P_{\Phi}, Q_{\Phi_1}, Q_{\Phi_2}, W_a)$.

Регулирование любого из этих параметров приведет к изменению режима электропотребления на предприятии и, в конечном счете, к изменению суммарной платы за электроэнергию. Тогда задача оптимального регулирования режимов электропотребления по фактору суммарной платы за электроэнергию сведется к нахождению

$$\min f(P_{\Phi}, Q_{\Phi_1}, Q_{\Phi_2}, W_a).$$

Минимум функции, описываемой выражением (3.53), будет иметь место при минимальных значениях входящих в нее параметров, т.е.

$$\min \longrightarrow \begin{cases} C_p \\ C_W \\ H_{\Sigma} \end{cases}.$$

Рассмотрим каждый из этих параметров:

I) При введении лимитирования по мощности ограничением, обеспечивающим рациональный режим потребления активной мощности, является непревышение предприятием лимитированного значения мощности, т.е.

$$P_{мр} \leq P_{лим}. \qquad (3.54)$$

При правильном прогнозировании активной мощности заявляемое значение $P_м$ должно быть близко к значению P_{Φ}, т.е. $P_м \approx P_{\Phi}$.

Выполнение условия (3.54) избавит предприятия от I0-кратной платы за каждый кВт потребленной активной мощности при превышении значения $P_{лим}$.

2) В случае выполнения предприятием установленных планов электропотребления $W_a^{пл}$, т.е. при

$$W_a \leq W_a^{пл}, \qquad (3.55)$$

предприятие будет избавлено от 5-кратной платы за каждый кВт·ч. потребленной электроэнергии при превышении значения $W_a^{пл}$ [3].

3) В п. 3.I.2 указывалось, что максимальное значение скидки H_2 к тарифу за компенсацию реактивной мощности равно

2%. Тогда списываемое выражением (3.3) значение в пределе может быть равно

$$H_{\Sigma} = -2\ ,\ \% \ . \qquad (3.56)$$

С учетом изложенных ограничений (3.54), (3.55) и (3.56) выражение (3.53) суммарной платы за электроэнергию при граничных значениях регламентированных параметров будет иметь вид

$$C_{min} = (a_p \cdot P_{лим} + b \cdot W_a^{пл}) \left(1 - \frac{2}{100}\right)$$

или

$$C_{min} = 0{,}98\,(a_p \cdot P_{лим} + b \cdot W_a^{пл}) \ . \qquad (3.57)$$

Необходимо отметить, что целесообразность снижения активной мощности и активной энергии ниже регламентированных значений $P_{лим}$ и $W_a^{пл}$ требует в каждом конкретном случае специального обоснования.

Экономический эффект за расчетный период от снижения платы за электроэнергию для описанного режима электропотребления будет определяться как разность значений, определяемых выражениями (3.53) и (3.57), т.е.

$$\Delta C = C - C_{min} \ .$$

Годовой экономический эффект от снижения платы за электроэнергию определится как сумма эффектов 4-х расчетных периодов (4-х кварталов).

Общая экономическая эффективность мероприятий по регулированию режимов электропотребления, связанных с дополнительными капиталовложениями, должна определяться путем выполнения специальных расчетов с использованием Типовой методики [19] .

3.10.2. Эффективность мероприятий по снижению потребления активной энергии на шахтах

Количественная оценка эффективности использования электроэнергии при внедрении мероприятий I-ой группы (см.п.3.9) основана на представлении потребляемой шахтой электроэнергии в виде двух составляющих [31]:

– не зависящей от добытого шахтой угля энергии W^c, потребляемой вентиляторными, водоотливными и другими установками, непосредственно не связанными с процессом выемки и доставки угля. На долю таких установок в настоящее время приходится до 40–80% общего потребления электроэнергии по шахте;

– зависящей от добытого угля энергии W^v, потребляемой забойными и транспортными машинами, скиповыми подъемными установками и др.

В зависимости от текущих значений количества добываемого угля A и времени t величина потребляемой шахтой электроэнергии $W(A; t)$ может быть найдена из выражения

$$W(A;t) = W^c(t) + W^v(A) = a_{w.c}t + a_{w.v}A, \quad (3.58)$$

где $W^c(t) = a_{w.c}t$; $W^v(A) = a_{w.v}A$ – функции соответственно постоянной и переменной составляющих величины потребляемой электроэнергии от времени и объемов добычи;

$a_{w.c}$ – составляющая удельного расхода электроэнергии, зависящая от времени работы шахты, кВт·ч/сутки (смена и т.п.);

$a_{w.v}$ – составляющая удельного расхода электроэнергии, зависящая от объемов добычи, кВт·ч/т.

Повышение эффективности использования электроэнергии при увеличении добычи шахты с A_I до A_2 за фиксированное время T (например, за год) характеризуется величиной снижения удельного электропотребления, а уменьшение расхода электроэнергии определяется разностью между величинами потребленной энергии при добыче одинакового объема угля (например, A_I) до и после внедрения мероприятий по повышению производительности, т.е.

$$\Delta W = W_1(A_1;T) - W_2(A_1;T'), \quad (3.59)$$

где $W_1(A_1;T)$; $W_2(A_1;T')$ – расход электроэнергии при добыче угля объемом A_I соответственно до и после повышения нагрузки на очистные забои и, как следствие, добычи по шахте;

T – время добычи угля объемом A_I (например, год) до внедрения мероприятий по повышению производительности;

$T' = \frac{A_1}{A_2} T$ – время добычи угля объемом A_I после внедрения мероприятий по повышению производительности.

С учетом (3.58) значения $W_1(A_1; T)$ и $W_2(A_1; T')$ определятся как

$$W_1(A_1; T) = a_{w.c} T + a_{w.v} A_1; \quad W_2(A_1; T') = a_{w.c} \frac{A_1}{A_2} T + a_{w.v} A_1,$$

откуда

$$\Delta W = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right) a_{w.c} T = W^c \left(1 - \frac{1}{\alpha_ш}\right), \qquad (3.60)$$

где $W^c = a_{w.c} T$ – значение постоянной составляющей расхода электроэнергии за время T, кВт·ч,

$\alpha_ш = \frac{A_2}{A_1}$ – относительный прирост добычи по шахте.

Снижение расхода электроэнергии по шахте за год при повышении нагрузки на очистные забои и реализации плановой добычи A_I, согласно (3.60), определится из выражения

$$\Delta W_c = \psi a_{w_1} A_{1c} n_c \left(1 - \frac{1}{\alpha_ш}\right). \qquad (3.61)$$

где $\psi = \frac{W^c}{W_1}$ – доля постоянной составляющей в общем расходе электроэнергии по шахте;

$W_1 = a_{w_1} A_1 = a_{w_1} A_{1c} n_c$ – общий расход электроэнергии по шахте за год, кВт·ч;

a_{w_1} – удельное электропотребление по шахте до внедрения мероприятий по повышению нагрузки на очистные забои, кВт·ч/т;

A_{1c} – суточная добыча шахты, т;

n_c – количество рабочих дней (суток) в году.

Значение $\alpha_ш$ в соответствии с [32] определяется по формуле

$$\alpha_ш = 1 + \frac{K_A}{A_{1c}} \sum_{i=1}^{m} (\alpha_{A_i} - 1) A_{сут.i}, \qquad (3.62)$$

где α_{A_i} – относительный прирост нагрузки i -го очистного забоя;

$A_{сут.i}$ – суточная добыча i -го очистного забоя, т;

m – количество очистных забоев с нагрузкой $A_{сут.i}$, повысивших свою нагрузку в α_{A_i} раз;

K_A – коэффициент снижения прироста нагрузки по шахте в результате ограничений по отдельным технологическим звеньям ($0 \leq K_A \leq 1$). Если шахту лимитирует фронт горных работ, то $K_A = 1$.

Относительное изменение удельного расхода электроэнергии $\Delta \bar{a}_W$ за один год при повышении добычи шахты с A_1 до A_2 определится как

$$\Delta \bar{a}_W = \frac{a_{W_1} - a_{W_2}}{a_{W_1}} = \frac{W^c(A_2 - A_1)}{W_1 A_2} = \psi\left(1 - \frac{1}{\alpha_A}\right), \qquad (3.63)$$

где $a_{W_1} = \frac{W_1}{A_1}$; $a_{W_2} = \frac{W_2}{A_2}$ – удельное электропотребление по шахте соответственно до и после внедрения мероприятий по повышению производительности, кВт·ч/т;

$W_1 = W^c + a_{W.V} A_1$; $W_2 = W^c + a_{W.V} A_2$ – расход электроэнергии по шахте соответственно до и после внедрения мероприятий по повышению производительности, кВт·ч.

С учетом (3.63) выражение (3.61) может быть представлено в виде

$$\Delta W = \Delta \bar{a}_W a_{W_1} A_{1c} n_c . \qquad (3.64)$$

При повышении средней скорости подачи выемочной машины с $V_п$ до $V'_п$ и соответственно средней (минутной) производительности с $q_т$ до $q'_т$ (например, очистного комбайна с более высокой энерговооруженностью) нагрузка на очистной забой возрастает в α_A раз и определяется из выражения

$$\alpha_A = \frac{K'_м q'}{K_м q} = \frac{K'_м V'_п}{K_м V_п}, \qquad (3.65)$$

где $K_м$; $K'_м$ – сменные коэффициенты машинного времени выемочной машины соответственно до и после внедрения мероприятий по повышению нагрузки на очистной забой.

Значения $K_м$, $V_п$, q определяются по соответствующей методике [28].

При повышении надежности технологической схемы очистного забоя увеличение нагрузки на забой определяется как

$$\alpha_A = \frac{K'_м}{K_м}. \qquad (3.66)$$

Пример. Определить возможное снижение расхода электроэнергии по шахте в случае увеличения нагрузки 4-х очистных забоев ($m = 4$) за счет повышения надежности технологической схемы на 5% ($\alpha_A = 1{,}05$) при следующих исходных данных:
плановая суточная добыча шахты $A_{1c} = 3400$ т/сут;
$A_{сут.i} = 825$ т/сут; $a_{W_1} = 40$ кВт·ч/т; $\varphi = 0{,}5$;
$K_A = 1{,}0$; $n_c = 305$.

Решение.

1. Определяем входящее в выражение (3.62) значение параметра $\alpha_м$

$$\alpha_м = 1 + \frac{K_A}{A_{1c}} \sum_{i=1}^{m} (\alpha_{Ai} - 1) A_{сут\,i} =$$

$$= 1 + \frac{1{,}0}{3400} \cdot 4 \cdot (1{,}05 - 1) \cdot 825 = 1{,}048.$$

2. По формуле (3.63) находим относительное уменьшение удельного электропотребления

$$\Delta \bar{a}_W = \varphi \left(1 - \frac{1}{\alpha_м}\right) = 0{,}5\left(1 - \frac{1}{1{,}048}\right) = 0{,}023 \text{ или } = 2{,}3\%.$$

3. Из выражения (3.64) определяем возможное снижение расхода электроэнергии по шахте за год при реализации плановой добычи

$$\Delta W = \Delta \bar{a}_W \cdot a_{W_1} \cdot A_{1c} \cdot n_c =$$

$$= 0{,}023 \cdot 40 \cdot 3400 \cdot 305 = 954 \text{ тыс.кВт·ч/год} .$$

Снижение удельного расхода электроэнергии по каждому технологическому звену (машины и механизмы на участке, транспорт, электрооборудование и кабели, горногеологические и организационно-технические факторы) пропорционально доле его участия в повышении надежности технологического процесса в очистном забое. Так, при повышении надежности электроснабжения значение α_A определяется в соответствии с [32] .

Повышение надежности электроснабжения в технологической схеме может быть обеспечено

- применением взамен устаревших типов более надежного электрооборудования и кабелей: ячеек КРУВ-6, подстанций ТСШВП, автоматов серии АВ и магнитных пускателей серии ПВИ, коммутационных аппаратов с вакуумными выключателями и контакторами, кабелей марки ЭВТ, комбайновых электродвигателей с жидкостным заполнением и др.;
- применением станций управления (типа СУВ) вместо набора магнитных пускателей и автоматов;
- резервированием пускателей и контакторов в станциях управления для основных забойных электроприемников;
- совершенствованием технического обслуживания электрооборудования и обеспеченностью запасными частями в соответствии с "Положением о планово-предупредительной системе технического обслуживания и ремонта оборудования угольных и сланцевых шахт Министерства угольной промышленности СССР" (М.,ИГД им.А.А. Скочинского, 1981), РТМ 12.25.001-77 "Планирование технического обслуживания электрооборудования комплексно-механизированных угольных лав" (М., Минуглепром СССР, 1977) и дополнением к этому РТМ (для шахт Карагандинского бассейна), технологическими картами технического обслуживания и текущего ремонта электрооборудования и другими нормативными документами;

– повышением селективности срабатывания защитных устройств от токов к.з. и замыканий на землю, в первую очередь, в подземных распределительных сетях напряжением 6 кВ;

– внедрением схем обособленного питания подземных электроприемников [33], в которых электроустановки и сети напряжением 6кВ, расположенные в подземных выработках, электрически разделяются от электроустановок и сетей поверхности, характеризующихся повышенной повреждаемостью и низким уровнем сопротивления изоляции. В обособленной подземной сети предупреждаются повреждения изоляции, провоцируемые авариями в электроустановках на поверхности шахты или в сетях других объектов электроснабжения (замыкания на землю, атмосферные перенапряжения и др.), тем самым снижается вероятность аварийных отключений электроэнергии и связанных с ними простоев технологических звеньев шахты.

Эффективность от внедрения других мероприятий по снижению потребления электроэнергии (см. п.3.9) может быть определена в соответствии с Типовой методикой [19] и основными положениями п. 3.10.1. Так, экономический эффект от снижения потребления активной энергии электроприемниками в результате ограничения холостых ходов в течение I-го квартала может быть определен как

$$Э^{I}_{хх} = (P_{хх_1} t_1 + P_{хх_2} t_2 + \ldots + P_{хх_n} t_n) б \cdot d ,$$

где $P_{хх_1}, P_{хх_2}, \ldots, P_{хх_n}$ – потребляемые токоприемниками мощности при работе на холостом ходу, которые могут быть определены либо путем выполнения специальных замеров, либо рассчитаны по методике, изложенной в п.3.7;

$t_1, t_2, \ldots, t_n$ – время, на которое отключаются в течение суток работающие вхолостую установки, ч;

$б$ – плата на I кВт·ч потребленной активной энергии согласно тарифу, руб/кВт·ч [2];

d – число суток в квартале.

Аналогичным образом может быть определен экономический эффект от снижения потребления активной энергии токоприемниками в результате ограничения холостых ходов в течение П-го, Ш-го и IУ-го кварталов (соответственно $Э^{II}_{хх}$, $Э^{III}_{хх}$, $Э^{IV}_{хх}$).

Тогда годовой экономический эффект от ограничения холостых ходов электроустановок будет равен

$$Э_{хх} = (Э^{I}_{хх} + Э^{II}_{хх} + Э^{III}_{хх} + Э^{IV}_{хх}) - З_{хх} ,$$

где $Э_{хх}$ - затраты, связанные с созданием устройств ограничения холостых ходов электроустановок (определяются в каждом конкретном случае с учетом особенностей работы объекта).

СОГЛАСОВАНО:

Начальник
Энергонадзора

Приложение I

к "Указаниям по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности"

УТВЕРЖДАЮ:

Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК
постоянно действующих регулировочных мероприятий

(наименование предприятия)

Установленный лимит мощности, кВт	Максимальные активные нагрузки предприятия, кВт								Мероприятия по снижению нагрузки с указанием лиц, ответственных за их выполнение	Величина снижения нагрузки относительно ожидаемого (заявленного) максимума			
	Максимумы режимного дня декабря прошедшего года		Максимумы расчетного периода прошедшего года				Ожидаемый (заявленный) максимум на расчетный период			кВт		%	
			заявленный		фактический								
	утр.	веч.	утр.	веч.	утр.	веч.	утр.	веч.		утр.	веч.	утр.	веч.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

Примечание: Величина ожидаемого (заявляемого) максимума нагрузки предприятия определяется либо по методике, приведенной в настоящих Указаниях, либо в соответствии с "Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)" [9].

Главный энергетик
предприятия

СОГЛАСОВАНО:

Начальник
Энергонадзора

Приложение 2
к "Указаниям по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности"

УТВЕРЖДАЮ:
Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК
регулировочных мероприятий, действующих в осенне-зимний период

(наименование предприятия)

Установленный лимит мощности, кВт	Максимальные активные нагрузки предприятия, кВт								Мероприятия по снижению нагрузки с указанием лиц, ответственных за их выполнение	Время проведения мероприятий		Величина снижения нагрузки относительно ожидаемого (заявленного) максимума			
	Максимумы режимного дня декабря прошедшего года		Максимумы расчетного периода прошедшего года				Ожидаемый (заявленный) максимум на расчетный период			Число, месяц	Часы суток	кВт		%	
			заявленный		фактический										
	утр.	веч	утр	веч.	утр.	веч.	утр.	веч.				утр.	веч.	утр	веч.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6

Примечание: Величина ожидаемого (заявляемого) максимума нагрузки предприятия определяется либо по методике, приведенной в настоящих Указаниях, либо в соответствии с "Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)" [9].

Главный энергетик
предприятия

СОГЛАСОВАНО:

Начальник
Энергонадзора

Приложение 3

к "Указаниям по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности"

УТВЕРЖДАЮ:

Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК

введения перспективных регулировочных мероприятий

(наименование предприятия)

Мероприятия по снижению активной нагрузки	Срок введения мероприятия	Ответственный за введение мероприятия	Примечание
I	2	3	4

Главный энергетик
предприятия

Приложение 4

Форма III 6.3, лист 3

Фактические значения активных и реактивных мощностей предприятия в периоды суточных максимумов и минимума активной нагрузки энергосистемы

Дата (число, месяц, год)	Периоды максимумов активной нагрузки энергосистемы					Период минимума активной нагрузки энергосистемы			Примечание
	Номер п/п	Наименование периода	$P_{\Phi m}$, кВт	$Q_{\Phi 1m}$, квар	$P_{c\Phi m}$, кВт	Номер п/п	$Q_{\Phi 2n}$, квар	$Q_{c\Phi 2n}$, квар	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
	I	утр.				I			
	2	веч.							

I. Время максимумов активной нагрузки энергосистемы:
утреннего от ___ до ___ ч,
вечернего от ___ до ___ ч.

2. Время минимума активной нагрузки энергосистемы
от ___ до ___ ч.

3. Заявленная (договорная) на текущий период (квартал) мощность потребителя, участвующая в максимуме активной нагрузки энергосистемы $P_м$ = _____ кВт

4. Заданная энергосистемой величина 30-минутной оптимальной реактивной нагрузки потребителя в часы максимума активной нагрузки энергосистемы $Q_{э_1}$ = _____ квар

5. Заданная энергосистемой величина оптимальной средней реактивной нагрузки потребителя в часы минимума активной нагрузки энергосистемы на текущий период (квартал) $Q_{э_2}$ = _____ квар

6. Расшифровка входящих в таблицу величин приведена в примечании.

Примечание:

1. $P_{\Phi m}$ – фактическая наибольшая активная мощность предприятия за 30-минутный интервал (суммарная по вводным присоединениям) за период максимума активной нагрузки энергосистемы (m = 1,2,3... – номер максимума активной нагрузки).

2. $Q_{\Phi 1m}$ – фактическая наибольшая реактивная мощность предприятия за 30-минутный интервал (суммарная по вводным присоединениям) за период максимума активной нагрузки энергосистемы.

3. $P_{c\Phi m}$ – фактическая суммарная активная мощность субабонентов за 30-минутный интервал, соответствующая мощности $P_{\Phi m}$ за период максимума активной нагрузки энергосистемы.

4. $Q_{\Phi 2n}$ – фактическая средняя реактивная мощность предприятия за период минимума активной нагрузки энергосистемы (n = 1,2,3... – номер минимума активной нагрузки).

5. $Q_{c\Phi 2n}$ – фактическая средняя реактивная мощность субабонентов за период минимума активной нагрузки энергосистемы .

6. Измерение перечисленных параметров п.п. 1–5 осуществляется согласно методике, разработанной в ИГД им.А.А.Скочинского (см.раздел 3.3 отраслевых "Указаний по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности", РТМ 12.25.010-81. М., Минуглепром СССР, 1981).

Приложение 5

I. Основные положения методики прогнозирования максимальной получасовой активной мощности потребителей (Байесовский подход к прогнозированию)

Прогнозирование максимальной получасовой активной мощности потребителей осуществляется в три этапа:

I-й этап. Определяется исходная величина $P_{ф}$ на очередной квартал либо на основании предварительных расчетов, либо из опыта (интуиции) специалиста, занимающегося вопросами электропотребления. При этом специалист должен учесть сезонное снижение или возрастание нагрузки от квартала к кварталу за предыдущие периоды работы предприятия, определить величину снижения нагрузки $P_{м}$ в часы максимума нагрузки энергосистемы за счет проведения регулировочных мероприятий, увеличения или снижения нагрузки за счет ввода или демонтажа оборудования, перехода на технологию с другой энергоемкостью основных механизмов и т.д. При недостатке информации о предполагаемом изменении нагрузки в последующем квартале, а также при недостатке опыта специалиста можно использовать в качестве исходной информации данные о значении максимальной нагрузки, полученные при расчете вероятностно-статистическим методом (см. п.3.4.2) и указанные в договоре на пользование электроэнергией.

Специалист, основываясь на своем опыте (интуиции) или после проведения предварительных расчетов, устанавливает, что фактическое значение максимальной мощности в следующем квартале будет находится в пределах: $P^{в}_{ф}$ – верхний предел и $P^{н}_{ф}$ – нижний предел. При этом максимальная мощность возрастет (снизится) по сравнению с максимальным фактическим значением предыдущего квартала на величину $\Delta P^{в}_{ф} = P^{в}_{ф} - P^{пред}_{ф}$ – верхний предел, $\Delta P^{н}_{ф} = P^{н}_{ф} - P^{пред}_{ф}$ – нижний предел, где $P^{пред}_{ф}$ – максимальное фактическое значение получасовой мощности за предыдущий квартал.

2-й этап. Находится информация о фактических значениях получасовых максимальных нагрузок $P_{ф}$ в часы максимума энергосистемы за предыдущие кварталы. Минимальная величина предыстории равна 6 кварталам ($i = 6$). При увеличении числа i точность расчетов увеличивается.

Значения $P_{ф}$ могут быть выбраны из серии замеров максимальных нагрузок (см.раздел 3.3) за расчетный период (квартал), либо по результатам контрольных замеров мощностей, проводимых в каждом квартале. При наличии на предприятии сумматоров используются наибольшие значения мощности, зафиксированные ими за расчетный период.

3-й этап. С использованием определенных на I-м и 2-ом этапах исходных данных уточняется заявленная получасовая максимальная мощность на очередной квартал ($P_{м}$) в следующей последовательности:

I.I. Определяем коэффициенты b_1' и b_2' матрицы b' уравнения максимальных нагрузок по результатам прогноза специалиста:

$$b' = \left| \begin{matrix} b_1' \\ b_2' \end{matrix} \right| , \qquad (I)$$

где

$$b_1' = \frac{P_{ф}^{в} + P_{ф}^{н}}{2} ; \qquad (2)$$

$$b_2' = \frac{\Delta P_{ф}^{в} + \Delta P_{ф}^{н}}{2} . \qquad (3)$$

I.2. Определяем ковариационно-вариационную матрицу коэффициентов b_1' и b_2' :

$$V' = \left| \begin{matrix} v_{11}' & v_{12}' \\ v_{21}' & v_{22}' \end{matrix} \right| , \qquad (4)$$

где

$$v_{11}' = \left(\frac{P_{ф}^{в} - P_{ф}^{н}}{6} \right)^2 ; \qquad (5)$$

$$v_{22}' = \left(\frac{\Delta P_{ф}^{в} - \Delta P_{ф}^{н}}{6} \right)^2 . \qquad (6)$$

Значения v_{21}' и v_{12}' принимаются равными нулю.

Стандартное отклонение принимается равным I/6 промежутка, так как нормальное распределение существенно на длине в 6 стандартных отклонений.

I.3. Уравнение максимальных нагрузок по фактическим результатам предыстории принимается линейным и имеет вид:

$$Z b = X \quad , \tag{7}$$

где Z - математическая функция времени;
b - коэффициенты уравнения;
X - предыстория фактических максимальных нагрузок.

I.4. Для удобства вычислений вводим матрицу Z^t :

$$Z^t = \left| \begin{matrix} I & I & I & I & I & I & I \\ I & 2 & 3 & . & . & . & i \end{matrix} \right| , \tag{8}$$

где t - знак транспонирования матрицы Z ;
i - число кварталов, предшествующих прогнозированию.

При $i = 6$ матрица имеет вид

$$Z^t = \left| \begin{matrix} I & I & I & I & I & I \\ I & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{matrix} \right| . \tag{9}$$

I.5. Умножаем обе части уравнения (7) на Z^t и получаем систему нормальных уравнений:

$$Z^t Z b = Z^t X \quad . \tag{I0}$$

Обозначим

$$Z^t Z = G \; ; \tag{II}$$

$$Z^t X = g \; . \tag{I2}$$

I.6. Матрицы G и g имеют вид:

$$G = Z^t Z = \left| \begin{matrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{matrix} \right| \tag{I3}$$

и

$$g = Z^t X = \left| \begin{matrix} g_1 \\ g_2 \end{matrix} \right| \quad . \tag{I4}$$

I.7. Находим коэффициенты b_1 и b_2 матрицы b уравнения максимальных нагрузок по результатам предыстории:

$$b = G^{-1} q = \left| \begin{matrix} b_1 \\ b_2 \end{matrix} \right| , \qquad (15)$$

где G^{-1} – матрица, обратная G .

I.8. Определяем ковариационно-вариационную матрицу коэффициентов b_1 и b_2 :

$$V = G^{-1} \sigma_\varepsilon^2 = \left| \begin{matrix} v_{11} & v_{12} \\ v_{21} & v_{22} \end{matrix} \right| , \qquad (16)$$

где σ_ε^2 – дисперсия уравнения максимальных нагрузок по результатам предыстории.

I.9. Определяем обратную ковариационно-вариационную матрицу V^{n-1} апостериорного (скорректированного) распределения

$$V^{n-1} = V'^{-1} + V^{-1} , \qquad (17)$$

где V^{-1} – матрица, обратная V' ,

$$V^{-1} = G/\sigma_\varepsilon^2 = \left| \begin{matrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{matrix} \right| / \sigma_\varepsilon^2 . \qquad (18)$$

При отсутствии информации о σ_ε^2 принимаем σ_ε^2 равной 2–3% от среднего значения фактических максимальных нагрузок предыстории:

$$\sigma_\varepsilon^2 = \left[(2 \div 3\%) \frac{\bar{X}}{100} \right]^2 , \qquad (19)$$

где

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i} X_i}{i} \qquad (20)$$

V'^{-1} – матрица, обратная V' .

I.10. Обращение матрицы V' производим в следующей последовательности:

– находим определитель матрицы V' :

$$|V'| = \begin{vmatrix} v'_{11} & v'_{12} \\ v'_{21} & v'_{22} \end{vmatrix} = v'_{11} v'_{22} - v'_{21} v'_{12} ; \qquad (21)$$

– делим элементы матрицы V' на определитель $|V'|$;

– меняем местами элементы матрицы v'_{11} и v'_{22} в матрице $V' / |V'|$;

– изменяем знаки элементов матрицы v'_{12} и v'_{21} на противоположные и получаем матрицу следующего вида:

$$V'^{-1} = \begin{vmatrix} \dfrac{v'_{22}}{|V'|} & \dfrac{-v'_{12}}{|V'|} \\ \dfrac{-v'_{21}}{|V'|} & \dfrac{v'_{11}}{|V'|} \end{vmatrix} . \qquad (22)$$

I.II. Обращение матрицы V'' производим в следующей последовательности:

– находим определитель матрицы V''^{-1} :

$$|V''^{-1}| = \begin{vmatrix} v''^{-1}_{11} & v''^{-1}_{12} \\ v''^{-1}_{21} & v''^{-1}_{22} \end{vmatrix} = v''^{-1}_{11} v''^{-1}_{22} - v''^{-1}_{21} v''^{-1}_{12} ; \qquad (23)$$

– делим элементы матрицы V''^{-1} на определитель $|V''^{-1}|$;

– меняем местами элементы матрицы v''^{-1}_{11} и v''^{-1}_{22} в матрице $V''^{-1} / |V''^{-1}|$;

– изменяем знаки элементов матрицы v''^{-1}_{12} и v''^{-1}_{21} на противоположные и получаем матрицу следующего вида:

$$V'' = \begin{vmatrix} v''^{-1}_{22} & -v''^{-1}_{12} \\ -v''^{-1}_{21} & v''^{-1}_{11} \end{vmatrix} / |V''^{-1}| . \qquad (24)$$

I.I2. Определяем коэффициенты b''_1 и b''_2 матрицы b'' уравнения прогнозирования 30-минутной максимальной нагрузки

$$b'' = V''(V'^{-1} b' + V^{-1} b) = \begin{vmatrix} b''_1 \\ b''_2 \end{vmatrix} \qquad (25)$$

или

$$b'' = V''(V'^{-1}b' + q/\sigma_\varepsilon^2) = \begin{vmatrix} b_1'' \\ b_2'' \end{vmatrix} . \qquad (26)$$

I.I3. Уточненное значение заявленной получасовой максимальной нагрузки предприятия при Байесовском подходе к прогнозированию ($P_{мб}$) определяем из выражения:

$$P_{мб} = X_{i+1} = b_1'' + b_2''(i+1) . \qquad (27)$$

2. Пример определения заявляемой получасовой активной мощности при Байесовском подходе к прогнозированию

2.I. Специалист (энергетик) устанавливает величину ожидаемой максимальной получасовой активной мощности на очередной период (квартал), используя свой опыт или проведя предварительные расчеты. Он считает, что заявляемая максимальная мощность в следующем квартале будет находиться в пределах 7,9÷8,I МВт ($P_{ф}^{н}$ = 7,9 МВт, $P_{ф}^{в}$ = 8,I МВт). При этом максимальная мощность будет возрастать по сравнению с предыдущим кварталом на величину

$$\Delta P_{ф}^{в} = P_{ф}^{в} - P_{ф}^{пред} = 8,I-7,7 = 0,4 \text{ МВт} - \text{верхний предел};$$

$$\Delta P_{ф}^{н} = P_{ф}^{н} - P_{ф}^{пред} = 7,9-7,7 = 0,2 \text{ МВт} - \text{нижний предел}.$$

$P_{ф}^{пред}$ = 7,7 МВт – наибольшее из фактических значений получасовых максимальных мощностей предыдущего квартала.

Необходимо стремиться к тому, чтобы число замеров за этот квартал было максимальным.

Например, необходимо скорректировать мощность $P_{м}^{в}$ на второй квартал. Согласно [3] , заявление энергоснабжающей организации об изменении оплачиваемой мощности можно подавать не позднее чем за месяц до начала следующего квартала (в нашем случае, не позднее I марта). Если допустить, что обработка результатов измерений и подача материалов энергоснабжающей организации займет 5–7 дней, то для определения значения $P_{ф}^{пред}$ должна использоваться информация о получасовых максимальных мощностях за период с I/П по 20–22/П.

2.2. Из форм Ш.6.3, лист 3 записи суточных фактических значений основных параметров электропотребления (см.раздел 3.3) выбираются максимальные значения активных мощностей ($P_{\Phi m}$) в каждом из шести (или более) кварталов, предшествующих прогнозируемому.

I квартал	I	2	3	4	5	6
X_l , МВт	7	7,2	7,2	7,6	7,6	7,7

2.3. Согласно выражений (2) и (3), определяются коэффициенты уравнения, установленного специалистом:

$$b_1' = \frac{P_{\Phi}^{в} + P_{\Phi}^{н}}{2} = \frac{8,I + 7,9}{2} = 8 \text{ МВт};$$

$$b_2' = \frac{\Delta P_{\Phi}^{в} + \Delta P_{\Phi}^{н}}{2} = \frac{0,4 + 0,2}{2} = 0,3 \text{ МВт}.$$

2.4. Согласно (I), записываются в матричной форме коэффициенты уравнения

$$b' = \begin{vmatrix} b_1' \\ b_2' \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 8 \\ 0,3 \end{vmatrix}.$$

2.5. Согласно (4,5,6), определяются элементы ковариационно-вариационной матрицы

$$v_{11}' = \left(\frac{P_{\Phi}^{в} - P_{\Phi}^{н}}{6}\right)^2 = \left(\frac{8,I-7,9}{6}\right)^2 = 0,00III;$$

$$v_{22}' = \left(\frac{\Delta P_{\Phi}^{в} - \Delta P_{\Phi}^{н}}{6}\right)^2 = \left(\frac{0,4-0,2}{6}\right)^2 = 0,00III;$$

$v_{12}' = 0; \quad v_{21}' = 0;$

$$V' = \begin{vmatrix} v_{11}' & v_{12}' \\ v_{21}' & v_{22}' \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,00III & 0 \\ 0 & 0,00III \end{vmatrix}.$$

2.6. Для удобства вычислений, согласно (8,9), вводится матрица Z^t. Для $i = 6$ матрица Z^t имеет вид:

$$Z^t = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{vmatrix} .$$

2.7. Согласно (8,9 и 13), определяется матрица G

$$G = Z^t \cdot Z = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 2 \\ 1 & 3 \\ 1 & 4 \\ 1 & 5 \\ 1 & 6 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 1\cdot1 + 1\cdot1 + 1\cdot1 + 1\cdot1 + 1\cdot1 + 1\cdot1; & 1\cdot1+1\cdot2+1\cdot3+1\cdot4+1\cdot5+1\cdot6 \\ 1\cdot1 + 2\cdot1 + 3\cdot1 + 4\cdot1 + 5\cdot1 + 6\cdot1; & 1\cdot1+2\cdot2+3\cdot3+4\cdot4+5\cdot5+6\cdot6 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 6 & 21 \\ 21 & 91 \end{vmatrix} .$$

2.8. Согласно (14), определяется матрица q

$$q = Z^t \cdot X = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 7 \\ 7{,}2 \\ 7{,}2 \\ 7{,}6 \\ 7{,}6 \\ 7{,}7 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 1\cdot7+1\cdot7{,}2+1\cdot7{,}2+1\cdot7{,}6+1\cdot7{,}6+1\cdot7{,}7 \\ 1\cdot7+2\cdot7{,}2+3\cdot7{,}2+4\cdot7{,}6+5\cdot7{,}6+6\cdot7{,}7 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 44{,}3 \\ 157{,}6 \end{vmatrix} .$$

2.9. Для определения σ_ε^2 находится среднее значение ряда максимальных нагрузок $\bar{X}$ (20) и дисперсия σ_ε (19):

$$\bar{X} = \frac{7+7{,}2+7{,}2+7{,}6+7{,}6+7{,}7}{6} = 7{,}3833 \text{ МВт};$$

$$\sigma_\varepsilon = (2 - 3\%)\frac{\bar{X}}{100} = \frac{2\cdot7{,}3833}{100} = 0{,}1477 .$$

Тогда

$$\sigma_\varepsilon^2 = (0{,}1477)^2 = 0{,}0218 .$$

2.10. Согласно (18), определяется матрица V^{-1}

$$V^{-1} = \begin{vmatrix} G_{11} & G_{12} \\ G_{21} & G_{22} \end{vmatrix} / \sigma_\varepsilon^2 = \begin{vmatrix} 6 & 21 \\ 21 & 91 \end{vmatrix} / 0{,}0218 =$$

$$= \begin{vmatrix} 6/0{,}0218 & 21/0{,}0218 \\ 21/0{,}0218 & 91/0{,}0218 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 275{,}229 & 963{,}303 \\ 963{,}303 & 4174{,}312 \end{vmatrix}$$

2.11. Определение обратной матрицы V' производится согласно (21,22).

2.11.1. Определение определителя матрицы V' производится согласно (21):

$$|V'| = \begin{vmatrix} v'_{11} & v'_{12} \\ v'_{21} & v'_{22} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0{,}00111 & 0 \\ 0 & 0{,}00111 \end{vmatrix} =$$

$$= 0{,}00111 \cdot 0{,}00111 = 0{,}0000012 .$$

2.11.2. Согласно (22), меняем местами v'_{11} и v'_{22}, изменяем знаки у v'_{12} и v'_{21} и делим матрицу V' на определитель $|V'|$:

$$V'^{-1} = \begin{vmatrix} v'_{22} & -v_{12} \\ -v'_{21} & v'_{11} \end{vmatrix} / |V'| = \begin{vmatrix} 0{,}00111/0{,}0000012 & 0 \\ 0 & 0{,}00111/0{,}0000012 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 925 & 0 \\ 0 & 925 \end{vmatrix} .$$

2.12. Согласно (17), определяется ковариационно-вариационная матрица апостериорного (скорректированного) распределения:

$$V^{n-1} = V'^{-1} + V^{-1} = \begin{vmatrix} 925 & 0 \\ 0 & 925 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 275{,}229 & 963{,}303 \\ 963{,}303 & 4174{,}312 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 925 + 275{,}229 & 0 + 963{,}303 \\ 0 + 963{,}303 & 925 + 4174{,}312 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1210{,}229 & 963{,}303 \\ 963{,}303 & 5099{,}312 \end{vmatrix} .$$

2.13. Определение матрицы, обратной V^n, производится согласно выражений (23) и (24).

2.I3.I. Определение определителя матрицы V^{n-1} производится согласно (23):

$$|V^{n-1}| = \begin{vmatrix} v_{11}^{n-1} & v_{12}^{n-1} \\ v_{21}^{n-1} & v_{22}^{n-1} \end{vmatrix} = v_{11}^{n-1} \cdot v_{22}^{n-1} - v_{21}^{n-1} \cdot v_{12}^{n-1} =$$

$$= \begin{vmatrix} 12I0,229 & 963,303 \\ 963,303 & 5099,3I2 \end{vmatrix} = 12I0,229 \cdot 5099,3I2 - 963,303 \cdot 963,303 =$$

$$= 5243384,4 .$$

2.I3.2. Разделим матрицу V^{n-1} на определитель матрицы $|V^{n-1}|$, поменяем местами v_{11}^{n-1} и v_{22}^{n-1}, изменим знаки у элементов матрицы v_{12}^{n-1} и v_{21}^{n-1} согласно (24):

$$V^{n} = \begin{vmatrix} v_{22}^{n-1} & -v_{12}^{n-1} \\ -v_{21}^{n-1} & v_{11}^{n-1} \end{vmatrix} / |V^{n-1}| =$$

$$= \begin{vmatrix} 5099,3I2 & -963,303 \\ -963,303 & 12I0,229 \end{vmatrix} / 5243384,4 =$$

$$= \begin{vmatrix} 5099,3I2/5243384,3 & -963,303/5243384,4 \\ -963,303/5243384,4 & 12I0,229/5243384,4 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 0,0009725 & -0,000I837 \\ -0,000I837 & 0,0002308 \end{vmatrix} .$$

2.I4. Согласно (26), производится определение параметров уравнения прогнозирования заявляемой получасовой максимальной мощности:

$$b^{n} = V^{n}(V'^{-1}b' + q/\sigma_{\varepsilon}^{2}) =$$

$$= V^{n}\left\{\begin{vmatrix} 925 & 0 \\ 0 & 925 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 8 \\ 0,3 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 44,3 \\ I57,6 \end{vmatrix} / 0,02I8\right\} =$$

$$-V''\left\{\begin{vmatrix}925\cdot 8\\925\cdot 0{,}3\end{vmatrix}+\begin{vmatrix}44{,}3/0{,}02I8\\I57{,}6/0{,}0{,}02I8\end{vmatrix}\right\}=V''\left\{\begin{vmatrix}7400 & +2032{,}II\\277{,}5 & 7229{,}8577\end{vmatrix}\right=$$

$$-V''\begin{vmatrix}9432{,}II\\7506{,}8577\end{vmatrix}=\begin{vmatrix}0{,}0009725 & -0{,}000I837\\-0{,}000I837 & 0{,}0002308\end{vmatrix}\cdot\begin{vmatrix}9432{,}II\\7506{,}8577\end{vmatrix}=$$

$$-\begin{vmatrix}0{,}0009725\cdot 9432{,}II-0{,}000I837\cdot 7506{,}8577\\-0{,}000I837\cdot 9432{,}II+0{,}0002308\cdot 7506{,}8577\end{vmatrix}=$$

$$-\begin{vmatrix}9{,}I727 & -I{,}3790\\-I{,}7326 & +I{,}7325\end{vmatrix}=\begin{vmatrix}7{,}7937\\-0{,}000I\end{vmatrix}.$$

2.I5. Согласно (27), определяется значение заявляемой получасовой максимальной мощности

$$P_{мб}=\bar{b}_1''+\bar{b}_2''(n+I)=7{,}7937-0{,}000I\,(\,6+I\,)=$$

$$=7{,}7937-0{,}0007=7{,}793\ \text{МВт}.$$

После сравнения фактического значения максимальной получасовой мощности за квартал ($P_ф$) с прогнозируемым значением ($P_{мб}$) делается вывод об эффективности предлагаемого метода уточнения заявленной мощности ($P_м$). Такое сравнение можно сделать только по истечении квартала, для которого выполнялось прогнозирование максимальной получасовой активной мощности.

3. Программа определения заявляемой получасовой активной мощности при Байесовском подходе к прогнозированию

Программа написана на языке ПЛ-I ОС ЕС и имеет 64 оператора. Управляющие карты следующего вида:

I управляющая карта

```
// PROGN ␣ JOB ␣ 1,'КПИ-ИГД', MSGLEVEL =(1,1),REGION = 100К
```

2 управляющая карта

```
// EXEC ␣ PL1LFCLG
```

3 управляющая карта

```
// PL1L . SYSIN ␣ DD ␣ *
```

Программа имеет вид:

```
␣ BAYES: PROC ␣ OPTIONS (MAIN);
␣ DCL(N,M,L) ␣ FIXED(3);
␣ DCL(PB, PPB, PH, PPH, D,R,T,S)␣FLOAT(6);
␣ GET ␣ DATA (N, M, PB, PPB, PH, PPH, S) ␣ COPY;
␣ BEGIN;
␣ DCL(X(N), BB(M), BH(M), B(M), V(M,M),
␣ G(M,M), GM(M), BBB(M),VVV(M,M),VV(M,M))␣FLOAT(6);
␣ GET␣ LIST(X);
␣ B=0; V=0; G=0;
␣ BB(1) = PB;
␣ BB(2)= PPB;
␣ BH(1) = PH;
␣ BH(2) = PPH;
␣ DO␣ I=1␣ TO␣ M;
␣ B(I)= (BB(I)+BH(I))/2;
␣ V(I,I)=((BB(I)-BH(I))**2)/36;
␣ END;
␣ G(1,1) = N;
␣ DO␣ J=1␣ TO␣ N;
␣ G(1,2) = G(1,2) + J;
␣ G(2,2)=G(2,2)+J*J;
␣ END;
␣ G(2,1) = G(1,2);
␣ GM = 0;
␣ DO␣ L=1␣ TO␣ M;
␣ DO␣ J=1␣ TO␣ N;
␣ IF␣ L=1␣ THEN␣ I=1;
␣ ELSE␣ I=J;
␣ GM(L) = GM(L)+X(J)*I;
```

```
␣ END;
␣ GM(L) = GM(L)/(S**2);
␣ END;
␣ D = V(1,1)* V(2,2);
␣ R = V(1,1);
␣ T = V(2,2);
␣ V(1,1) = T/D;
␣ V(2,2) = R/D;
␣ DO ␣ I = 1 ␣ TO ␣ M;
␣ DO ␣ J = 1 ␣ TO ␣ M;
␣ VV(I,J) = G(I,J)/(S**2);
␣ END; END;
␣ DO ␣ I = 1 ␣ TO ␣ M;
␣ DO ␣ J = 1 ␣ TO ␣ M;
␣ VVV(I,J) = V(I,J)+VV(I,J);
␣ END; END;
␣ D = VVV(1,1)* VVV(2,2) - VVV(1,2)* VVV(2,1);
␣ R = VVV(1,1);
␣ T = VVV(2,2);
␣ VVV(1,1) = T/D;
␣ VVV(2,2) = R/D;
␣ VVV(1,2) = - VVV(1,2)/D;
␣ VVV(2,1) = - VVV(2,1)/D;
␣ DO ␣ I = 1 ␣ TO ␣ M;
␣ DO ␣ J = 1 ␣ TO ␣ M;
␣ BBB(I) = VVV(I,J)* (V(I,J)* B(J) + GM(J));
␣ END; END;
␣ P = BBB(1) + BBB(2)* (N +1);
␣ PUT ␣ SKIP ␣ LIST ␣ ('максимальная ␣ запьденная' ␣
  мощность ␣ P =', P);
␣ END; END ␣ BAYES;
  //GO. SYSIN ␣ DD ␣ * .
```

Исходные данные для расчета контрольного примера п.2 вводятся в виде:

␣ N = 6, M = 2, PB = 8,I, PPB = 0,4, PH = 7,7;

␣ PPH = 0,2, S = 0,02I8;

␣ 7; 7,2; 7,2; 7,6; 7,6; 7,7,

где N – длина предыстории о фактических максимальных нагрузках;

M – размер матриц, принимается равным 2;

PB – верхний предел максимальной мощности;

PPB – верхний предел прироста максимальной мощности $\Delta P^{в}_{ф} = P^{в}_{ф} - P^{пред}_{ф}$, определяется предварительно;

PH – нижний предел максимальной мощности;

PPH – низкий предел прироста максимальной мощности $\Delta P^{н}_{ф} = P^{н}_{ф} - P^{пред}_{ф}$, определяется предварительно;

S – дисперсия уравнения (σ^2_{ε}), определяется предварительно из выражения (I9).

После введения исходных данных вкладывается карта // .

Исходные данные на ИВЦ для уточнения заявляемой получасовой мощности с помощью вычислительной машины ЕС необходимо подавать по форме, приведенной в табл.

Таблица

Идентификатор		Исходная информация	
		Наименование	Значения*
	I	2	3
I.	N	Длина предыстории о фактическом количестве значений максимальных мощностей	N = 6
2.	M	Размер матрицы	2
3.	X(N)	Ряд фактических значений максимальных мощностей, предшествующих прогнозируемому периоду	7;7,2;7,2; 7,6;7,6;7,7
4.	PB	Верхний предел максимальной мощности	PB = 8,I

	I	2	3
5.	PPB	Верхний предел прироста максимальной мощности	$PPB = 0,4$
6.	PH	Нижний предел максимальной мощности	$PH = 7,7$
7.	PPH	Нижний предел прироста максимальной мощности	$PPH = 0,2$
8.	S	Дисперсия уравнения $\sigma_{\epsilon}^2 = \left[(2 - 3\%) \frac{\bar{X}}{100} \right]^2$	$S = 0,0218$

*/ в графе 3 табл. указаны значения для примера, приведенного в п.2 настоящего приложения.

Приложение 6

к "Указаниям по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности"

Согласовано:
Начальник Энергонадзора

Утверждаю:
Директор предприятия

ПЛАН-ГРАФИК

проведения контрольного обследования энергохозяйства

_____

(наименование предприятия)

Наименование объекта обследования	Перечень основных работ	Методы выполнения и форма отчетности	Сроки выполнения		Исполнители Ф.И.О.	Ответственный представитель Энергонадзора	Отметка о выполнении обследования с указанием причин в случае невыполнения
			начало	окончание			
I	2	3	4	5	6	7	8

Главный энергетик предприятия

Приложение 7
Форма I

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Место установки трансформатора	Тип	Номинальная мощность трансформатора $S_н$, кВ·А	Напряжение, кВ	Перечень основных электроустановок или групп электроприемников, получающих питание от трансформатора с указанием их номинальных мощностей, кВт	к) Данные о загрузке трансформатора (минимальной и максимальной), $K_{з.тр.}$	Примечание
I	2	3	4	5	6	7

к) $K_{з.тр}$ - коэффициент загрузки трансформатора, определяемый из соотношения $\frac{S}{S_н}$, где S - фактическая загрузка трансформатора, кВ·А .

Форма 2

СИНХРОННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Место установки двигателя	Тип	Номинальная мощность $P_н$, кВт	Ток возбуждения, А		Тип возбудителя	к) Данные о загрузке двигателя $\beta = \frac{P}{P_н}$	Примечание
			фактический	номинальный			
I	2	3	4	5	6	7	8

к)
β - коэффициент загрузки двигателя;
P - фактическая мощность на валу двигателя, кВт.

Продолжение приложения 7

Форма 3

ПОТРЕБИТЕЛИ-РЕГУЛЯТОРЫ

Наименование потребителя-регулятора	Время включения, ч	Время отключения, ч	Длительность отключения в часы максимума энергосистемы, мин	Величина снижаемой нагрузки, кВт	Примечание
I	2	3	4	5	6

Форма 4

ПОДЪЕМНЫЕ УСТАНОВКИ

Наименование установки	Тип подъемной машины	Тип и мощность электродвигателя, кВт	Тип подъемного сосуда и его грузоподъемность, т ($м^3$, ваг.	Емкость подземного бункера, $м^3$ (т)	Производительность установки, т/сут.	Кол-во циклов в сутки, шт.			Емкость околоств. двора, вагонов		Длительность одного цикла ч $t_ц$	Расход энергии за один цикл, кВт·ч $W_ц$	Среднее значение мощности за один цикл, кВт $p_ц = \frac{W_ц}{t_ц}$	Примечание
						минимальное	среднее	максимальное	уголь	порода				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

Форма 5

ВОДООТЛИВНЫЕ УСТАНОВКИ

Наименование установки	Характеристика насоса			Количество насосов, шт.				Двигатель			Приток, $м^3/ч$		Время откачки водосборника от верхнего уровня до нижнего, ч	Периодичность работы насосов	Схема автоматизации (тип)	Примечание
	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор, м	общее	в работе	в ремонте	резервных	Тип	Мощность, кВт	Напряжение, кВ	максимальный	минимальный				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7

Форма 6

ВЕНТИЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Наименование установки	Тип вентилятора	Двигатель							Потребляемая из сети активная мощность, кВт	Потребляемая из сети (или отдаваемая в сеть) реактивная мощность, квар	График работы	Примечание
		Тип	Мощность, кВт	Напряжение, кВ	Ток статора, А		Ток возбуждения, А					
					ном.	факт.	ном.	факт.				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

к) для синхронных двигателей

Форма 7

КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Наименование установки	Характеристика компрессора			Количество компрессоров, шт.		Емкость воздухосборника, м³	Двигатель							Потребляемая из сети активная мощность, кВт	Потребляемая из сети (или отдаваемая в сеть) реактивная мощность, квар	График работы, схема автоматизации	Примечание
	Тип	Производительность, м³/мин	Давление, кг/см²	в работе	резервных		Тип	Мощность, кВт	Напряжение, кВ	Ток статора, А		а) Ток возбуждения, А					
										ном.	факт.	ном.	факт.				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8

а) для синхронных двигателей

Форма 8

ЛЕБЕДКИ

Назначение, место установки	Тип	Двигатель					График работы в часы максимума энергосистемы	Примечание
		Тип	Мощность, кВт	Напряжение, кВ	Ток статора			
					ном.	факт.		
I	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение приложения 7

Форма 9

ГАРАЖ - ЗАРЯДНАЯ

Тип зарядных устройств (ЗУ) и место их установки	Количество одновременно работающих ЗУ, шт.	Мощность, потребляемая одним ЗУ, кВт	Суммарная потребляемая мощность работающими ЗУ, кВт	График работы ЗУ в часы максимума энергосистемы	Количество и тип электровозов	Примечание
I	2	3	4	5	6	7

Таблица значений K_c для различных групп электроприемников предприятий угольной промышленности*)

Наименование	Kc
I	2
А. Шахты	
Основные электроприемники напряжением 0,38 - I,I4 кВ	
Подземные выработки шахт	
I. Очистные работы:	
I.I. Для шахт с пологими пластами	0,45
I.2. Для шахт с крутыми пластами	0,55
2. Подготовительные работы	0,35
3. Участки шахт	-
4. Участковый водоотлив	0,7
5. Откатка:	
5.I. Контактными электровозами	0,55
5.2. Аккумуляторными электровозами	0,8
6. Конвейеры (магистральные и участковые)	0,65
7. Прочие механизмы	0,7
8. Околоствольный двор без главного водоотлива	0,65
9. Главный водоотлив	0,8
Поверхность шахты	
I0. Собственные нужды:	
I0.I. Скиповых угольных подъемов	0,7
I0.2. Скиповых породных подъемов	0,7
I0.3. Клетевых и других людских подъемов	0,7
I0.4. Главных вентиляторов	0,5
II. Собственные нужды компрессорных станций:	
II.I.С учетом электроприемников системы охлаждения (насосы, вентиляторы, градирни)	0,75
II.2.Без учета электроприемников системы охлаждения	0,7

I	2
I2. Собственные нужды установок для кондиционирования воздуха, подаваемого в шахту	0,75
I3. Технологический комплекс	0,6
I4. Канатная дорога	0,65
I5. Калориферная	0,7
I6. Насосная станция дегазации	0,75
I7. Лесной склад	0,35
I8. Склад угля	0,5
I9. Прочие установки	0,65

Б. Разрезы

Передвижные машины и установки напряжением до и выше I000 В (при укрупненных расчетах)

I. Экскаваторы одноковшовые с приводом на постоянном токе по системе "генератор-двигатель":	
I.I. На вскрышных работах	0,5-0,7 ж)
I.2. На добыче угля	0,5-0,75
2. Экскаваторы роторные	0,6-0,7
3. Отвалообразователи ленточные	0,6-0,7
4. Станки ударно-канатного бурения	0,5-0,6
5. Станки вращательного бурения	0,5-0,7
6. Конвейеры ленточные	0,6
7. Землесосы с приводом до 200 кВт	0,6
8. То же, свыше 200 до 2000 кВт	0,8
Вспомогательные объекты (кроме освещения) с электроприемниками напряжением 0,38 кВ	
9. Дренажная шахта	0,7
I0. Технологический комплекс	0,6
II. Депо электровозное	0,4
I2. Электровозо-вагоноремонтный завод	0,5

I	2
В. Обогатительные и брикетные фабрики	
Основные электроприемники напряжением 0,38 кВ	
I. Яма привозных углей, перегрузочные пункты	0,6
2. Корпус дробления	0,6
3. Главный корпус	0,65
4. Сушильный корпус (цех)	0,65
5. Радиальные сгустители	0,65
6. Шламовое хозяйство	0,7
7. Склад промпродукта	0,5
8. Проборазделочная	0,5
9. Химлаборатория	0,5
I0. Прочие установки	0,6
Г. Вспомогательные объекты (кроме освещения) шахт, разрезов, обогатительных и брикетных фабрик с электроприемниками напряжением 0,38 кВ	
I. Погрузка угля в железнодорожные вагоны	0,55
2. Насосная станция:	
2.I. Противопожарная	0,75
2.2. Хозяйственного водоснабжения	0,75
2.3. Технической воды	0,75
2.4. Очистки шахтных вод	0,75
2.5. Стока фекальных вод	0,7
2.6. Хозяйственно-дренажных стоков	0,7
3. Котельная	0,7
4. Механическая мастерская	0,3
5. Административно-бытовой комбинат	0,6
6. Маневровые железнодорожные установки	0,65
7. Прочие мелкие установки	0,6

Примечание:

*) Таблица составлена с использованием табл.3.4 и табл.7-9, приведенных в Инструкции по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик ВСН I2.25.003-80, М., Минуглепром СССР, I98I.

**) По позициям I-5 данные приведены для одиночных машин и установок; нижний предел - для легких, верхний - для тяжелых грунтов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. Указания по регулированию режимов электропотребления. М., Информэнерго, I979, 69 с.

2. Прейскурант № 09-0I. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР. М., "Прейскурантиздат", I980, 48 с.

3. Правила пользования электрической и тепловой энергией. М., "Энергоиздат", I98I.

4. Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах. М., "Недра", I976, 400 с.

5. Правила технической эксплуатации угольных и сланцевых шахт. М., "Недра", I976, 303 с.

6. Гойхман В.М., Миновский Ю.П. Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления, используемых при расчетах за электроэнергию на предприятиях угольной промышленности. М., ИГД им.А.А.Скочинского, I98I, 27 с.

7. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. М., СПО Союзтехэнерго, I98I, 26 с.

8. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М., "Энергия", I974, 73 с.

9. Инструктивные материалы Государственной инспекции по энергонадзору. М., "Энергия", I977, 374 с.

I0. Справочник по электропотреблению в промышленности. М., "Энергия", I978, 496 с.

II. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии М., "Энергия", I979, 368 с.

I2. Волобринский С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. Л-д., "Энергия", I976, I28 с.

I3. ГОСТ I75I0-79. Надежность изделий машиностроения. Система сбора и обработки информации. Планирование наблюдений. М., I9 с.

I4. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М., "Наука", I969, с.3I4-3I7.

I5. Дж.Джонстон. Эконометрические методы. М., "Статистика", I980, 444 с.

16. Разработка и внедрение комплекса задач по учету, анализу и планированию электропотребления угольных шахт в условиях АСУ производственного объединения. Отчет Киевского политехнического института (КПИ). Руководитель работы Праховник А.В., № ГР 76094545, Инв. № Б 905640, Киев, 1979, 135 с.
17. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. М., "Энергия", 1974, 129 с.
18. Аше Ф. Технические возможности снижения издержек на потребляемую в шахтах электроэнергию. "Глюкауф", № 13, 1978, с.28-38.
19. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., "Экономика", 1969, 16 с.
20. Разработка и создание информационно-логической системы учета, контроля и управления электропотреблением угольных шахт. Отчет Киевского политехнического института (КПИ). Руководитель работы Праховник А.В., № ГР 78076485, Инв. № Б 857509, Киев, 1979, 193 с.
21. Данильчук Г.И., Шевчук С.П., Василенко П.К. Автоматизация электропотребления водоотливных установок. Киев, "Техника", 1981, 101 с.
22. Минин Г.П. Измерение мощности. М.-Л., "Энергия", 1965, с. 42-59.
23. Маймин С.Р., Кутовой Л.Н., Тесленко В.И. Рациональная компенсация реактивной мощности в электрической сети шахт. М., "Недра", 1968, 80 с.
24. Сыромятников М.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. М., Госэнергоиздат, 1963.
25. Константинов Б.А., Зайцев Г.З. Компенсация реактивной мощности. Л-д, "Энергия", 1976, 103 с.
26. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Кн.1., М., "Энергия", 1973, с.310-314.
27. Рекомендации Всесоюзного научно-технического семинара "Пути экономии топливно-энергетических ресурсов на предприятиях угольной промышленности", М., ЦНИЭуголь, 1981, 8 с.
28. Прогрессивные технологические схемы разработки пластов на угольных шахтах. ч.I,II, М., ИГД им.А.А.Скочинского, 1979.
29. Инструкция по расчету норм расхода электроэнергии в угольной промышленности. М., Минуглепром СССР, 1981, 110 с.

30. Методика определения нормы расхода электроэнергии по производственному объединению угольной промышленности (при подземной добыче угля). М., ИГД им.А.А.Скочинского, 1981, 31 с.
31. Озерной М.И. Электрооборудование и электроснабжение подземных разработок угольных шахт. М., Недра, 1975, 448 с.
32. РТМ 12.25.005-80 "Шахтные системы электроснабжения. Расчет экономической эффективности повышения надежности электроснабжения очистных забоев, транспортных и технологических звеньев." М., Минуглепром СССР, 1980, 53 с.
33. РТМ 12.25.002-78 "Проектирование систем электроснабжения угольных шахт с обособленным питанием подземных электроприемников". М., Минуглепром СССР, 1978, 32 с.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ	5
2.I. Общие положения	5
2.2. Порядок установления лимитов мощности, планов электропотребления и контроль за их соблюдением	6
2.3. Основные положения по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях	8
2.4. Порядок разработки и введения регулировочных мероприятий	9
2.4.I. Общая часть	9
2.4.2. Права и ответственность энергосистемы	I2
2.4.3. Права и ответственность потребителей	I2
3. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	I4
3.I. Расчеты за пользование электрической энергией	I4
3.I.I. Общие положения	I4
3.I.2. Скидки и надбавки к тарифу на электрическую энергию за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей	I6
3.2. Определение планов потребления электрической энергии предприятиями и порядок расчета лимитов мощности	I8
3.2.I. Методика определения суточных и месячных планов потребления электрической энергии	I8
3.2.2. Порядок расчета лимитов мощности	22
3.3. Методика определения фактических значений основных параметров электропотребления на предприятиях угольной промышленности	26
3.3.I. Общие положения	26
3.3.2. Определение величины получасовой активной мощности предприятий ($P_{ф}$) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы	28
3.3.3. Определение величины получасовой реактивной мощности предприятий ($Q_{ф_1}$) в часы максимума активной нагрузки энергосистемы	33
3.3.4. Определение величины средней реактивной мощности предприятий ($Q_{ф_2}$) в часы минимума активной нагрузки энергосистемы за расчетный период (квартал)	4I

Стр.

3.3.5. Особенности определения величины $p_{ср}$ основного потребителя, отпускающего электрическую энергию субабонентам..... 45

3.3.6. Определение фактических значений основных параметров электропотребления с использованием информационно-измерительных систем 47

3.4. Методика определения заявляемой потребителем активной мощности ($p_м$), участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы 48

3.4.1. Общие положения 48

3.4.2. Вероятностно-статистический метод определения заявляемой получасовой активной мощности 49

3.4.3. Метод определения заявляемой получасовой активной мощности при Байесовском подходе к прогнозированию 52

3.5. Мероприятия по регулированию графиков нагрузки предприятий в часы максимума энергосистемы 54

3.6. Выявление потребителей - регуляторов и определение последовательности их введения 58

3.6.1. Порядок проведения контрольного обследования предприятий 59

3.6.2. Последовательность введения регулировочных мероприятий 63

3.6.3. Использование водоотливных установок для снижения максимальной мощности предприятий в часы максимума энергосистемы 68

3.7. Определение потребляемой из сети активной мощности электродвигателями, отключаемыми на время прохождения максимума нагрузки энергосистемы 76

3.8. Регулирование реактивных нагрузок на предприятиях угольной промышленности 80

3.8.1. Методика расчета задаваемых энергоснабжающей организацией потребителю оптимальных значений реактивных мощностей (без использования ЭВМ)..... 81

3.8.2. Последовательность осуществления рациональной компенсации реактивной мощности 87

3.8.3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками 93

Стр.

3.9. Мероприятия по снижению потребления активной энергии на предприятиях 96

3.10. Экономическая эффективность мероприятий по регулированию режимов электропотребления 100

3.10.1. Общие положения 100

3.10.2. Эффективность мероприятий по снижению потребления активной энергии на шахтах 103

Приложения 111

Список литературы 140

УКАЗАНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. РТМ 12.25.010-81

Т-29189 Тираж 500 Цена 65 коп. Изд. № 8794 Заказ 3824

Типография Института горного дела им. А. А. Скочинского
Министерства угольной промышленности СССР,
Люберцы, 140004