

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

Государственная инспекция по энергетическому надзору

(ГОСЭНЕРГОНАДЗОР)

Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-
конструкторский институт

(ВНИПИЭНЕРГОПРОМ)

У К А З А Н И Я

ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Москва 1979

Министерство энергетики и электрификации СССР
Государственная инспекция по энергетическому
надзору (Госэнергонадзор)

Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-
конструкторский институт (ВНИПИЭНЕРГОПРОМ)

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Госэнергонадзора

 С.И.Веселов

" 23 " апрель 1978г.

УКАЗАНИЯ

по регулированию режимов электропотребления

Москва - 1978 г.

РЕЗЮМЕ

Отчёт содержит 69 страниц текста, в том числе 5 таблиц, 9 рисунков и список литературы.

Ключевые слова: графики нагрузок, потребители электроэнергии, выравнивание графиков, тарифы, режимы, оптимизации, эффективность, энергетические ресурсы, удельные расходы, относительные приросты, технологические процессы.

Отчёт "Указания по регулированию режимов электропотребления в целях выравнивания графиков нагрузки энергосистем" выполнен в соответствии с заданием О.СІ.10.01.03.Д2. и планом работ по этому заданию, согласованным между институтами Энергосетьпроект и ВНИИЭнергопром 18 июля 1978г.

Настоящие Указания содержат директивную и методическую части. Директивная часть подготовлена Госэнергонадзором Минэнерго СССР, методическая – ВНИИЭнергопромом Минэнерго СССР.

"Указания по регулированию режимов электропотребления в целях выравнивания графиков нагрузки энергосистем" утверждены начальником Госэнергонадзора Минэнерго СССР.

В директивной части содержатся основные положения по регулированию режимов электропотребления промышленных предприятий, даны рекомендации по разработке мероприятий, способствующих упорядочению режимов электропотребления, а так же по контролю за исполнением требований данных в Указаниях.

В методической части излагается теория и методы технико-экономических расчётов, связанных с обоснованием режимов регулирования электропотребления.

"Указания" распространяются на всех потребителей электроэнергии и являются обязательными для энергоснабжающих организа-

ций и промышленных предприятий, их можно рекомендовать проектным организациям независимо от их ведомственной принадлежности.

В данной работе использованы отчеты ВНИИэнергопрома, выполненные по заданию 0.01.10.01.03.

І. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

І. Основные положения и область применения.

І.1. Настоящие указания предназначены для энергосбытов, энергетических управлений, энергетических служб промышленных предприятий и организаций, министерств и ведомств, их можно рекомендовать проектным организациям.

І.2. Указания направлены на организацию разработки мероприятий, обеспечивающих оптимизацию (регулирование) режимов электропотребления промышленных предприятий.

І.3. Осуществление регулирования электропотребления не должно влиять на выпуск предприятиями продукции заданного количества и соответствующего качества.

І.4. Указания должны служить основой для разработки отраслевых руководящих указаний по регулированию режимов электропотребления, с учетом специфики отраслевых потребителей электроэнергии.

І.5. Регулирование режимов электропотребления промышленных предприятий необходимо осуществлять для возможности снижения потребления электрической мощности в часы максимальных нагрузок энергосистем.

І.6. Разработка технических и организационных мероприятий, осуществление которых обеспечивает регулирование электропотребления способствует также улучшению технико-экономических показателей, как промышленных предприятия, так и энергосистем.

І.7. Экономическим критерием, определяющим целесообразность регулирования режима электропотребления для промышленного предприятия является снижение народнохозяйственных затрат с учетом стоимости электроэнергии в соответствии с действующими тарифами.

1.8. Промышленные предприятия, которые должны участвовать в регулировании режимов электропотребления энергосистем, разрабатывая регулировочные мероприятия, могут заблаговременно подготовиться к жестким условиям прохождения очередного осенне-зимнего периода, когда энергосистемами вводится лимитирование по мощности и, таким образом, избежать существенного для себя ущерба.

1.9. Регулирование электропотребления способствует более устойчивому режиму работы энергосистем и повышению, в конечном счете, надежности и качества электроснабжения всех ее потребителей.

2. Регулировочные мероприятия.

2.1. Все разрабатываемые промышленными предприятиями регулировочные мероприятия должны быть распределены по группам:

2.1.1. Мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений, осуществление которых должно способствовать оптимизации режима электропотребления.

Для разработки и выполнения мероприятий этой группы можно провести организационно-техническую подготовку, связанную, например, с изменением графика работы тех электроприемников, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума.

2.1.2. Мероприятия, не требующие дополнительных капиталовложений, но осуществление которых в значительной степени может повлиять на суточный график нагрузок энергосистемы и снизить напряженность прохождения осенне-зимнего периода.

Эта группа мероприятий должна предусматривать изменение режима электропотребления таких заранее выявленных потребителей-регуляторов, которые без существенного ущерба для себя и для производства в целом, могут допустить: либо произвольно заданные по числу и длительности перерывы в работе, либо систематические, ежесуточные перерывы на несколько часов, либо значительное и длительное изменение интенсивности своей работы.

Таковыми потребителями-регуляторами могут быть отдельные электротехнические установки или энергоёмкие потребители, за счет которых, в соответствии с потребностями энергосистемы, можно снижать электрическую нагрузку промышленных предприятий в часы максимума энергосистем или увеличивать её в часы "провалов" графиков нагрузок.

2.1.3. Мероприятия, осуществление которых требует дополнительных капиталовложений.

Необходимость осуществления таких мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна предусматриваться уже на стадии проектирования промышленных предприятий, а для действующих - в перспективных планах их развития и реконструкции, без чего энергоснабжающие организации не должны давать разрешение на подключение новых промышленных мощностей.

3. Порядок составления и введения регулировочных мероприятий.

3.1. Регулировочные мероприятия потребителей должны составлять ежегодно и вводиться с 1 октября.

Перечень регулировочных мероприятий по каждому промышленному предприятию должен быть представлен по единой форме (формы таблиц прилагаются) с выделением мероприятий, действующих в течение всего года, направленных на оптимизацию режима электропотребления, и мероприятий, действующих в осенне-зимний период, обеспечивающих снижение максимума нагрузки энергосистемы.

3.2. Величина снижения электрической нагрузки в часы максимума энергосистемы должна определяться дифференцированно для различных предприятий, исходя из условий, складывающихся на данном предприятии, и возможностей максимального снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

3.3. Для определения возможности разработки регулировочных мероприятий, инспектор энергосбыта при очередном обследовании организует снятие суточных графиков нагрузок промышленных предприятий в один из характерных рабочих дней (2-й, 3-й или 4-й день недели). Снятие графиков производится по часовым записям вне часов максимума и получасовым - в часы максимума. При снятии графиков нагрузок одновременно необходимо зафиксировать все электроприемники, участвующие в максимуме энергосистемы.

3.4. На основании анализа электроприемников, участвующих в максимуме, а также графиков нагрузок каждого предприятия 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 изменения нагрузок по часам суток, определяется величина снижения нагрузки в часы максимума энергосистемы.

3.5. Для возможности разработки регулировочных мероприятий необходимо проанализировать технологический процесс и организацию производства каждого предприятия с целью определения возможности смещения отдельных производственных операций, отключения энергоемкого оборудования в часы максимума энергосистемы, выявить потребителей регуляторов и определить их режимы электропотребления.

В случаях, когда ежесуточное регулирование электропотребления за счет отдельных потребителей невозможно, так как может привести к невозможному снижению производительности, но разовые отключения этих электроустановок позволяют в последующие дни (вне часов максимума) восполнить недовыпуск продукции, эти электротехнологические установки необходимо рассматривать как потребители-регуляторы.

3.6. После проведения обследований предприятий и анализов графиков нагрузок, разрабатываются мероприятия, осуществление которых должно обеспечивать выравнивание графиков и снижение потребления электрической мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

3.7. Для осуществления мероприятий группы 2.1.1. достаточно провести организационно-техническую подготовку на предприятии, связанную с изменением графиков работы некоторых электроприемников, которые без ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума. Эти мероприятия согласовываются с энергосбытом и оформляются приказом, под-

писанным руководителем предприятия.

3.8. Энергосбыт, на основании полученных от предприятий планов-графиков внедрения разработанных мероприятий, обязан скорректировать заявленную предприятием мощность или снизить разрешенную нагрузку в часы максимума (лимит мощности) на суммарную величину внедренных мероприятий на последующий квартал или снизить суммарную величину запланированного снижения нагрузки.

3.9. Для мероприятий группы 2.1.2. желательно использовать энергоемкое и высокоавтоматизированное оборудование, обеспечивающее существенное снижение пиков нагрузки.

Снижение пиков нагрузки энергосистемы может осуществляться потребителями-регуляторами путем перемещения времени работы оборудования с часов максимума нагрузки на другие часы суток, если это оборудование имеет кратковременную суточную загрузку, т.е. без снижения выработки продукции.

Разработка и осуществление этой группы мероприятий должны вестись следующим образом:

3.9.1. Определение потребителей этой группы (потребители-регуляторы) производится инспектором совместно с энергетической и технологической службами предприятий, при этом разрабатывается оптимальный режим работы этих потребителей, исходя из: возможной продолжительности снижения нагрузки (или отключения потребителей) и величины снимаемой нагрузки; возможного количества таких снижений или отключений в течение месяца; периодичности снижений нагрузки или отключении потребителей (возможность снижений или отключений потребителя несколько дней подряд или с перерывами).

3.9.2. На основании разработанного режима работы отдельных потребителей, величина снижаемой нагрузки включается в план-график регулировочных мероприятий.

В этом плане-графике должны быть указаны лица, ответственные за выполнение отдельных мероприятий, и методы ввода этих регулировочных мероприятий.

План-график утверждается руководством предприятия и передается в энергосбыт.

3.9.3. На основании данных, поступивших в энергосбыт от инспекторов по всем промышленным предприятиям, энергосбыт составляет сводный план-график регулировочных мероприятий по энергосистеме с учетом всех условий для возможности применения его (согласованное количество отключений электроустановок в месяц, продолжительность отключения в сутки, периодичность и другие возможные условия).

Составленный энергосбытом план-график регулировочных мероприятий после согласования условий его применения, передается в диспетчерскую службу энергосистемы.

3.10. Мероприятия группы 2.1.3 должны осуществляться путем отключения в часы максимума технологического оборудования, работающего по непрерывному режиму в течение суток, т.е. с уменьшением выработки продукции. В этом случае, естественно, потребуются компенсация недовыработанной продукции, что повлечет за собой установку дополнительного технологического оборудования (которое работало бы вместе с существующим в часы провала нагрузки в энергосистеме) и, следовательно, вызовет увеличение соответствующих затрат на промышленном предприятии (дополнительные капиталовложе-

ния и издержки производства) при одновременном уменьшении затрат в энергосистеме. При этом получаемая в энергосистеме экономия средств может превысить дополнительные затраты, связанные с установкой дополнительного оборудования.

3.11. Мероприятия группы 2.1.3 и необходимость их осуществления должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами. В случае, если их осуществление экономически оправдано, они должны быть включены в план последующего года или в перспективный план предприятия.

3.12. План регулировочных мероприятий группы 2.1.3 должен быть представлен после утверждения руководством предприятия в энергосбыт вместе с заявкой на потребное количество электроэнергии на следующий год.

3.13. При подготовке договора на отпуск электроэнергии энергосбыт обязан на величину снимаемой по этому плану нагрузки, скорректировать заявленную (договорную) мощность или в приложении к договору предупредить предприятие о соответствующем снижении разрешенной нагрузки (лимита мощности).

3.14. Разработка графиков аварийных ограничений и отключений должна выполняться в строгом соответствии с действующей "Инструкцией о порядке составления и применения графиков ограничения и отключения потребителей при недостатке электрической мощности и энергии в энергетических системах и их объединениях" и настоящими "Указаниями".

3.15. Для обеспечения контроля за выполнением ввода в действие регулировочных мероприятий необходимо при сообщении потребителям величины ограничения мощности по графику, допол-

нительно сообщить им разрешенную, после введения ограничений, нагрузку. Эта, разрешенная на весь период, нагрузка должна быть определена как разность между ранее определенной расчетной нагрузкой (определенной по пункту 3.2.) и величиной снимаемой нагрузки по каждой очереди ограничений.

Причем исходная нагрузка должна учитывать регулировочные мероприятия по снижению нагрузки в часы максимума.

3.16. Работа по регулированию суточных графиков нагрузки определяется по процентам снижения ожидаемой нагрузки, за счет разработанных и соответствующим образом оформленных мероприятий по снижению нагрузки обслуживаемых предприятий, и по суммарной эффективности выявленных и включенных в график регулировочных мероприятий.

На основании этих данных определяется также суммарное снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы по всем потребителям, подключенным к данной энергосистеме.

4. Права и ответственность энергосистемы.

4.1. Разработка регулировочных мероприятий и осуществление контроля за их выполнением должны проводиться органами государственного энергетического надзора с привлечением энергетических и технологических служб предприятий.

4.2. В соответствии с настоящими "Указаниями" в каждой энергосистеме должен быть определен перечень промышленных предприятия, которые должны участвовать в проведении регулировочных мероприятий.

4.3. Инспекторский персонал энергосбыта несет ответственность за введение и выполнение потребителями, разработанных в соответствии с заданием энергоснабжающей организации, регулировочных мероприятий.

4.4. Для поощрения промышленных предприятий, точно выполняющих разработанные условия по режиму работы потребителей — регуляторов, энергоснабжающая организация вправе снижать им основную плату в периоды, когда применяются графики регулировочных мероприятий, на величину, соответствующую снижаемой нагрузке и времени ее снижения в соответствии с действующими тарифами.

4.5. В случае нарушения, установленного в надлежащем порядке режима потребления электроэнергии, предприятия-нарушители, по представлению энергоснабжающей системы или электростанции, переводятся в первую очередь включения по утвержденному аварийному графику.

При систематических же нарушениях выключение этих предприятий производится немедленно, а виновные привлекаются к уголовной ответственности.

4.6. Энергосбыт обязан ежегодно до 1 июня представлять в Госэнергонадзор доклад о проделанной работе по подготовке к очередному осенне-зимнему периоду и разработанные группы мероприятий, для каждой из которых следует оставить отдельную таблицу и определить процент снижения нагрузки от внедрения каждой группы мероприятий.

На основании полученных величин снижений нагрузок от отдельных групп мероприятий составляется сводная таблица, в которой определяется суммарная величина снижения нагрузки по энергосистеме (форма таблицы прилагается).

5. Права и ответственность потребителей.

5.1. Потребители электроэнергии обязаны, руководствуясь указаниями электростанций и энергетических систем регулировать и регистрировать свою нагрузку.

5.2. Каждое предприятие должно получить от энергоснабжающей организации задание, в соответствии с которым разрабатываются местные план-графики регулировочных мероприятий.

5.3. Приказом директора предприятия определяется перечень должностных лиц, ответственных за выполнение регулировочных мероприятий.

5.4. Регулировочные мероприятия, разработанные и утвержденные в соответствии с разделом 2 настоящих "Указаний", должны быть представлены в энергосбыт в установленные им сроки.

5.5. Потребитель обязан:

5.5.1. Беспрепятственно допускать в любое время суток представителей энергоснабжающей организации (органов энергонадзора по их служебным удостоверениям) ко всем электроприемникам, которые включены в регулировочные мероприятия для контроля за их выполнением.

5.5.2. 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.

5.6. Потребитель имеет право предъявлять энергосистеме претензии за отказ от корректировки заявленной предприятием мощности или от снижения лимита мощности в соответствии с величиной разработанных регулировочных мероприятий.

5.7. Потребитель вправе требовать от энергоснабжающей организации снижения основной платы на величину, соответствующую снижаемой нагрузке и времени ее снижения в соответствии с действующими тарифами.

II. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ¹⁾

Раздел I

В В Е Д Е Н И Е

До тех пор, пока не будет решена проблема аккумуляции электрической энергии в больших количествах, характерной особенностью электрической энергии будет оставаться неразрывность ее выработки и потребления, т.е. соответствие производства электрической энергии графику ее потребления. Невозможность аккумуляции электрической энергии приводит к необходимости содержания в энергетических системах мобильных резервных мощностей.

Несмотря на то, что нагрузки энергетических систем складываются из нагрузок большого числа различных потребителей, выравнивание суммарного /и годового/ графика нагрузок не происходит. Графики нагрузок энергетических систем имеют, как правило, два явно выраженных пика - утренний и вечерний. Между утренним и вечерним пиком находится зона некоторой относительно сниженной нагрузки и более глубокое снижение /провал/ имеет место в течение 6-8 ночных часов.

Основными характеристиками суточных графиков являются:

- неравномерность графика /отношение минимальной ночной нагрузки к максимальной/

$$\alpha_n = \frac{P_{\text{мин}}}{P_{\text{макс}}}$$

Годовое число часов использования максимума нагрузки

$$h = \frac{E_{\text{год}}}{P_{\text{макс.}}}$$

¹⁾ Методическая часть подготовлена В.В.Михайловым (ВНИПИЭнергопром).

Коэффициент заполнения графика /отношение среднесуточной нагрузки к максимальной/

$$\alpha_3 = \frac{P_{cp.}}{P_{max}}$$

Коэффициент заполнения можно выразить так же, как отношение числа часов использования максимума к полному годовому числу часов

$$\alpha_3 = \frac{h}{8760} \quad \text{/годовой график/}$$

Развитие производств с непрерывными технологическими процессами способствуют выравниванию графиков нагрузки, однако повышение удельного веса бытового и коммунального, сельскохозяйственного электропотребления, а также перевод ряда производств на односменную работу увеличивает неравномерность графиков нагрузок энергетических систем.

Анализ тенденций изменения графиков нагрузки энергетических систем показывает, что актуальность выравнивания графика нагрузок энергетических систем возрастает. Об этом свидетельствуют годовые отчеты ЦДУ ЕЭС СССР. Так, например, по данным отчета за 1974г. разница между максимальной и минимальными нагрузками по электростанциям ЕЭС для характерных рабочих суток декабря в 1974г. по сравнению с 1973 года увеличилась на 4,5 млн.кВт и составила 37,5 млн.кВт. Общее количество остановок в резерв энергоблоков 300 МВт возросло с 275 в 1973 году до 614 в 1974 году, в том числе продолжительность менее 20 ч - с 34 до 64. Для блоков 200 МВт количество остановок в 1973г. было 11, а в 1974г. - 46, а блоков 150 МВт возросло с 586 в 1973г. до 896 в 1974г., в том числе продолжительностью менее 20 ч с 243 до 533. Количество коротких ноч-

ных остановов энергоблоков 150 и 200 МВт возросло с 528 в 1973г. до 1220 в 1974г. Общее количество остановов котлов электростанций возросло с 7680 в 1972 году до 11900 в 1974г.

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.

Какие бы экономические и технические меры по снижению затрат по покрытию переменной части нагрузки в энергосистеме не принимались, стоимость электроэнергии при неравномерном графике будет всегда выше, чем при прочих равных условиях при равномерном графике нагрузки.

В обобщенном виде неравномерность графика нагрузки может быть выражена числом часов использования максимума нагрузки h .

Потребители, изменяя режим работы, могут способствовать выравниванию графика нагрузки энергетических систем, т.е. повышению h . Изменение режима работы предприятия, направленное на выравнивание графика нагрузок энергетической системы, приводит к увеличению затрат потребителя. Очевидно, что чем больше потребитель приспособливает режим работы своих технологических установок и электроприемников к выравниванию графика нагрузки энергосистем, тем выше его затраты Z_p .

В общем зависимость $Z_p(h)$ может быть представлена кривой I рис. 1 хотя следует оговорить, что функция $Z_p(h)$ может быть разрывной, т.е. иметь вид кривой 2 /рис.1/.

Таким образом, число часов использования максимума энергосистемы h является аргументом, который при прочих равных ус-

ловиях, определяет затраты и на производство, и на потребление электроэнергии и может служить экономическим критерием народнохозяйственных затрат в производство и потребление электроэнергии.

Народнохозяйственный эффект, вызванный выравниванием графика нагрузки энергетической системы, определится как разность между снижением стоимости электрической энергии и затратами потребителя на регулирование режима электропотребления:

$$\Delta Z_{н.х.} = \Delta Z_э - \Delta Z_p$$

где: $\Delta Z_э$ - снижение затрат на выработку электроэнергии за счет увеличения числа часов использования максимума h ;
 ΔZ_p - дополнительные затраты потребителя, вызванные регулированием режима электропотребления, направленные на увеличение h .

Иначе говоря, народнохозяйственный эффект равен снижению затрат на производство и потребление электроэнергии.

Стоимость 1 кВтч электроэнергии, выработанной при неравномерном графике нагрузки, составит [1]:

$$Z = Z_{то} \cdot \gamma + Z_{по} \frac{8760}{h} + c,$$

где: $Z_{то} = b_0 \cdot \frac{1}{1-d_1} \cdot \frac{1}{1-d_2}$ - топливная составляющая затрат на 1 кВтч при равномерном графике нагрузки;

d_1 - коэффициент, учитывающий потери на собственные нужды;

d_2 - коэффициент, учитывающий потери при передаче электроэнергии от электростанций до шин потребителя;

b_0 - топливная составляющая затрат на выработку 1 кВтч;

$\gamma > 1,0$ - коэффициент, учитывающий изменение топливной составляющей затрат, вызванное переменным режимом работы энергетического оборудования;

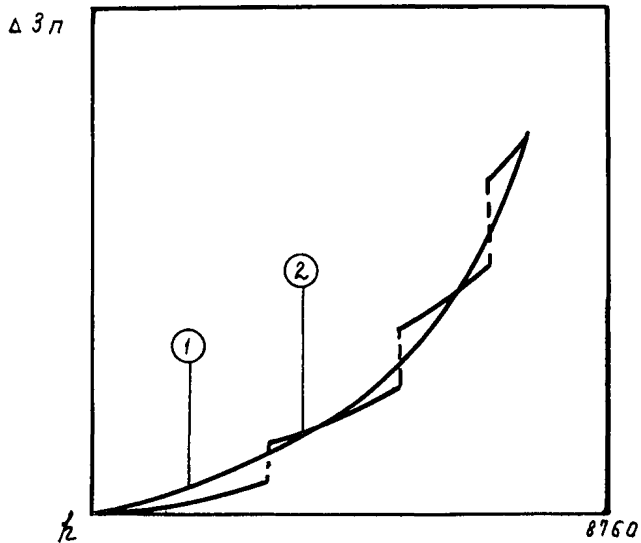


Рис. 1 Характеристики $Зп(k)$
 1- непрерывная функция $Зп(k)$
 2- разрывная функция $Зп(k)$

$$Z_{по} = \frac{1}{8760} \left[(A_1 + a_1 K_1) \frac{1}{1-d_1} \cdot \frac{1}{1-d_p} + (A_2 + a_2 K_2) + E (K_1 \frac{1}{1-d_1} \frac{1}{1-d_p} + K_2) \right] \frac{1}{1-d_2} -$$

- прочие затраты на I кВтч;
- h - число часов использования максимума энергосистемы;
- A_1 - ежегодные расходы на электростанции /отнесенные на I кВт установленной мощности/, не зависящие от выработки электроэнергии;
- A_2 - то же, но в распределительных сетях и подстанциях энергосистемы;
- K_1 - капитальные вложения на электростанции на I кВт установленной мощности;
- K_2 - то же, но в сети и системы;
- a_1, a_2 - соответственно, амортизационные отчисления на электростанциях и в сетях;
- E - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;
- d_p - коэффициент, учитывающий необходимый резерв в энергосистеме;
- C - дополнительные затраты на пуск, останов, содержание в горячем резерве энергетического оборудования, вызванные работой по неравномерному графику.

Перераспределение нагрузок в течение суток сопровождается изменением расхода топлива на выработку электроэнергии в соответствии с характеристиками относительных приростов расхода топлива в энергосистеме. На рис. 2 показаны характеристики относительных приростов \mathcal{F} некоторых энергосистем. Из рис. 2 видно, например, что снижение нагрузки на I кВт в зоне максимума приводит к экономии 0,67 кг условного топлива, а увеличение на-

грузки в часы ночного провала на I кВт сопровождается расходом топлива 0,35 кг условного топлива. Таким образом, каждый киловатт-час перенесенный из зоны максимума энергосистемы в зону ночного провала сопровождается экономией топлива.

$$\Delta = \mathcal{U}_3 - \mathcal{U}_1 = 0,67 - 0,35 = 0,32 \text{ кг условного топлива}$$

Как показано в [2], кривую относительных приростов в энергосистеме можно с достаточной точностью представить тремя значениями \mathcal{U}_1 - для зоны минимальных нагрузок /ночного провала/,

\mathcal{U}_2 - для средних нагрузок и \mathcal{U}_3 - для максимальных нагрузок /пиковая зона/.

Рассмотрим энергетическую систему и некоторый обобщенный потребитель, который, изменяя свой режим работы, может выравнивать график нагрузки энергетической системы. При режиме без регулирования электропотребления число часов использования максимума в рассматриваемой системе составляет h_0 , а затраты в энергетической системе на I кВтч равны $\mathcal{Z}_{э0}$ /рис. 3 /.

Пусть затраты потребителя при режиме электропотребления соответствующему h_0 , без стоимости электрической энергии, составляют $\mathcal{Z}_{р0}$ /рис. 3 /.

С учетом стоимости электрической энергии, затраты потребителя будут равны

$$\mathcal{Z}_{п0} = \mathcal{Z}_{р0} + \mathcal{Z}_{э0}$$

Общие народнохозяйственные затраты на производство и потребление электрической энергии для рассматриваемого режима составляют:

$$\mathcal{Z}_{нх0} = \mathcal{Z}_{р0} + \mathcal{Z}_{э0} = \mathcal{Z}_{п0}$$

I/ Все рассуждения ведутся на I кВтч потребляемой электрической энергии

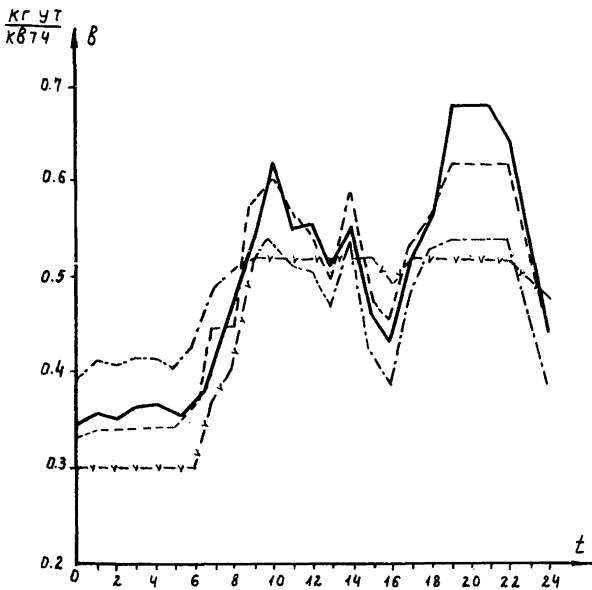


Рис. 2 График изменения относительных приростов энергосистем ОДУ Юга (Сентябрь. Рабочий день)

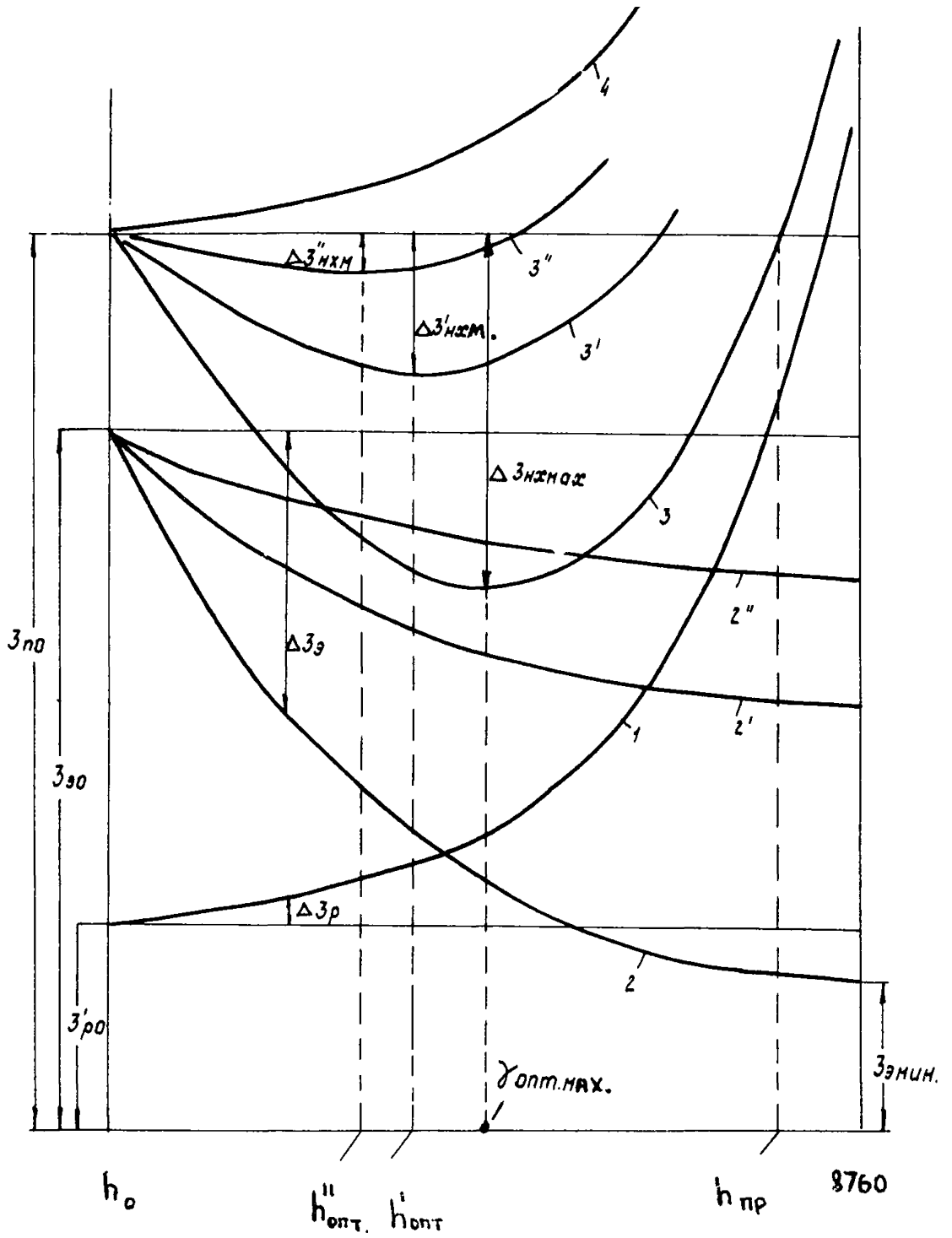


Рис. 3

Предположим, что потребитель, изменяя режим электропотребления, может выравнять график нагрузки энергосистемы, так, что $h=8760$. Тогда, затраты потребителя, связанные с увеличением h будут возрастать на ΔZ_p /кривая 1, рис. 3 /, а затраты в энергосистеме на выработку электрической энергии будут снижаться /кривая 2 рис. 3 / и при $h=8760$ будут соответствовать минимальному значению $Z_{э.мин}$.

Снижение затрат на производство электроэнергии $\Delta Z_э$ будут определяться длиной отрезка прямой, параллельной оси ординат, проведенной от линии $Z_{до}$ до пересечения с $Z_э(h)$ - кривой 2 рис. 3

Народнохозяйственные затраты на производство и потребление электроэнергии при этом будут равны /кривая 3/:

$$Z_{нхр} = Z_{ро} + \Delta Z_p + Z_{эо} - \Delta Z_э,$$

где $\Delta Z_э$ - снижение стоимости электроэнергии

Народнохозяйственный эффект от выравнивания графика состоит:

$$\Delta Z_{нх} = Z_{нхо} - Z_{нхр} = \Delta Z_э - \Delta Z_p$$

На рис.3 величина $\Delta Z_{нх}$ будет определяться длиной отрезка прямой, параллельной оси ординат, проведенной от линии $Z_{по}$ до пересечения с кривой $Z_{нх} / h /$ - кривой 3.

Кривая 3 отвечает также изменению затрат потребителя $Z_{п} / h /$ если он получает электроэнергию по стоимости $Z_э / h /$.

Максимальный народнохозяйственный эффект достигается при некотором режиме электропотребления, соответствующему $h_{опт}$. Дальнейшее регулирование электропотребления, при рассматриваемой характеристике потребителя и энергосистемы приведет к снижению $\Delta Z_{нх}$. При некотором значении доходятельные затраты потреби-

теля станут равными снижению стоимости электрической энергии, и, следовательно, $\Delta Z_{нк} = 0$ /точка А на пересечении кривой Z с линией $Z_{по}$ /. Если продолжать регулирование тем, что $h > h_{кр}$, то возникает народнохозяйственный ущерб, поскольку снижение $Z_э$ не будет компенсировать возрастание Z_p .

Поскольку снижение стоимости электрической энергии достигается за счет регулирования режима электропотребления, т.е. затрат потребления, то тариф на электрическую энергию предусматривает необходимую скидку /сниженную плату/. Это может быть реализовано различными системами тарифов на электрическую энергию. Например, в тариф с основной платой за мощность потребленную в часы максимума энергосистемы. Если потребитель снижает свое участие в максимуме энергосистемы /т.е. снижает максимум энергосистемы, и следовательно увеличивает h /, то соответственно снижается его общая плата за электрическую энергию /т.е. учитывается $\Delta Z_э$ /.

Анализ различных систем тарифов на электроэнергию [1] показывает, что в наибольшей мере согласованию интересов производства и потребления электроэнергии, т.е. интересам народного хозяйства в целом отвечают следующие системы тарифов:

- тариф с основной ставкой за мощность потребителя, участвующую в максимуме энергосистемы, и дифференцированной дополнительной платой за киловатт-часы активной энергии, учтенной счетчиками, причем энергия, потребленная в часы ночных провалов, оплачивается по сниженной ставке;

- тариф, предусматривающий плату только за потребленную активную энергию, учтенную счетчиками, но при разной стоимости киловатт-часов в зонах ночного провала, полупиковой и пиковой.

Из вышеизложенного следует, что в целях снижения издержек производства предприятию целесообразно регулировать режим электропотребления в соответствии с действующими тарифами на электроэнергию.^{1/} Регулирование электропотребления должно быть подчинено основной цели предприятия — выпуску заданного количества продукции, соответствующего качества при минимальных народнохозяйственных затратах.

При определении народнохозяйственной эффективности регулирования режимов электропотребления затраты на топливо и электроэнергию следует оценивать по замыкающим затратам по зонам графика нагрузок энергосистем. Для действующих предприятий допускается пользование тарифами на электроэнергию, в соответствии с прейскурантом или по договорным условиям с энергосбытами.

^{1/} Предполагается, что тариф на электрическую энергию отражает фактические народнохозяйственные затраты на производство, передачу и распределение её и отвечает условиям получения максимального народнохозяйственного эффекта.

Р А З Д Е Л 2

Оптимизация режимов электропотребления по минимуму народнохозяйственных затрат

2.1. Математическая постановка задач.

Рассмотрим принципиальную математическую формулировку некоторых задач оптимизации режимов работы предприятий с учетом тарифов на электроэнергию:

2.1.1. I-я задача. Необходимо оптимизировать режим работы предприятия, выпускающего один вид продукции при тарифе на электроэнергию стимулирующем снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы и заполнение ночного провала.

Математическая формулировка такой задачи

найти
$$\min \sum_{i=1}^m Z_i \Pi_i \quad /1/$$

при условиях $\Pi_i > 0$ для всех зон i ; /2/

$$\sum_{i=1}^m \Pi_i = \Pi, \quad i = 1, 2, \dots, m \text{ (обычно число зон } = 3); \quad /3/$$

$$\Pi_{\min} \leq \frac{\Pi_i}{t_i} \leq \Pi_{\max} \quad \text{для всех зон } i; \quad /4/$$

$$P_{\min} \leq \frac{Z_i \Pi_i}{t_i} \leq P_{\max} \quad \text{для всех зон } i, \quad /5/$$

$$\frac{Z_i \Pi_i}{t_i} \leq P_{\max \text{ сист}} \quad /6/$$

где m - число тарифных зон;

Π_i - выпуск продукции в i -й тарифной зоне;

Π - суточный выпуск /плановая величина/;

Π_{\max} - предельная максимальная часовая производительность технологической установки;

$\Pi_{\text{мин}}$ - минимальная часовая производительность, при которой обеспечивается устойчивый режим технологической установки;

t_i - продолжительность тарифной зоны i /предполагается, что выпуск продукции в каждой тарифной зоне равномерный/;

γ_i - удельный расход электроэнергии на выпуск продукции в i тарифной зоне, $\gamma_i = f(\Pi_i)$;

$P_{\text{мин}}$ - минимальная электрическая мощность потребления установкой, обеспечивающая устойчивый технологический режим;

$P_{\text{макс}}$ - ограничение по максимальной потребляемой мощности установки;

$P_{\text{макс.снг}}$ - ограничение по максимальной электрической мощности /пускной способности/ систем электроснабжения;

Z_i - затраты на выпуск продукции в i тарифной зоне.

$$Z_i = f(\Pi_i), Z_i = \gamma_i v_i + \sum_{k=1}^L a_{ik} d_k + C;$$

где $v_i > 0$ - стоимость 1 кВт.ч в i тарифной зоне;

$a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{ik}, \dots, a_{iL}$ - удельный расход сырья, материалов, топлива, воды и др. на выпуск продукции в тарифной зоне;

$a_{ik} = f_2(\Pi_i)$, $a_{ik} > 0$
 $d_1, d_2, \dots, d_k, \dots, d_L$ - стоимость соответствующей единицы a ;

$\Delta_k > 0, C$ - постоянные затраты на выпуск единицы продукции.

После решения . . . 1-6 . . . находим $W_i = \Pi_i \gamma_i$, $W = \sum_{i=1}^n W_i$

Найденные W_i , W и Π_i соответствуют режимам электропотребления, отвечающим минимуму затрат на выпуск продукции

$\Pi_{\text{ц}}$.

2.1.2. Частный случай I-й задачи.

Рассмотрим оптимизацию режима работы технологической установки, когда расчеты на электроэнергию осуществляются по тарифу

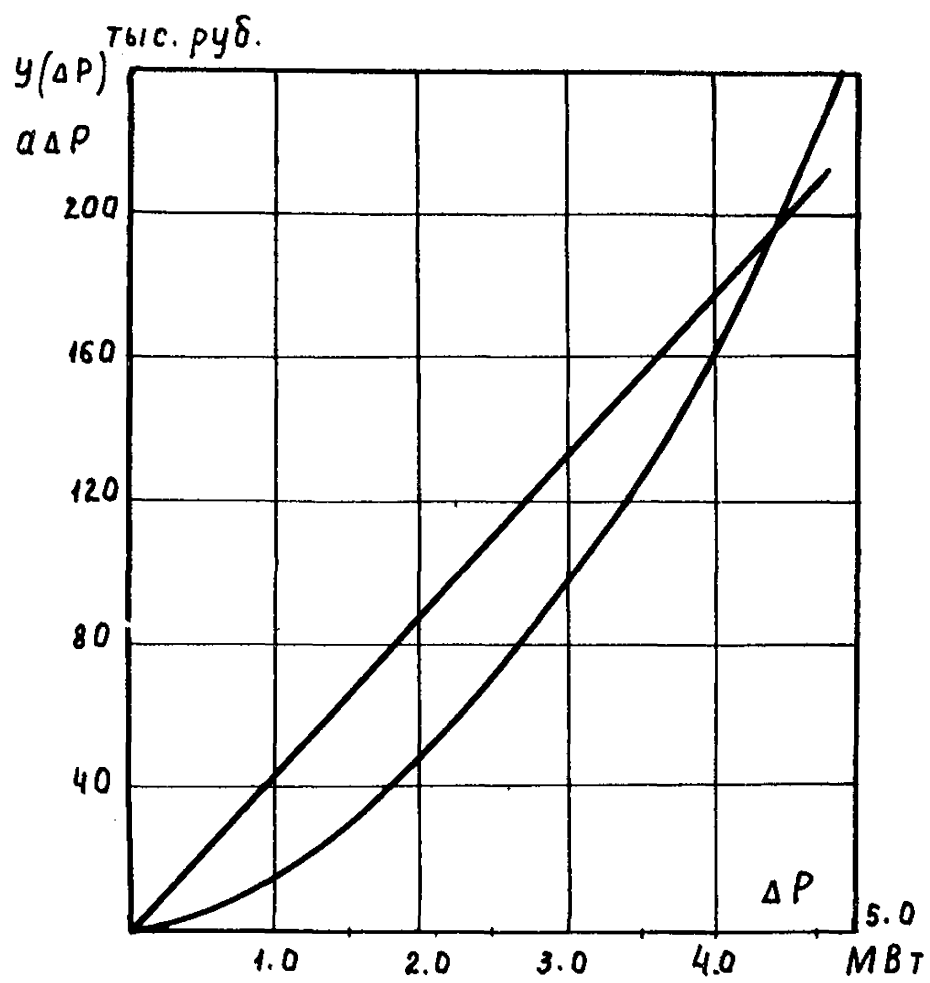


Рис. 4

с основной ставкой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы.

По условиям сохранения устойчивого технологического режима электрическая мощность установки может быть снижена в часы максимума на величину не более чем $\Delta P_{гр}$. В связи с необходимостью сохранения суточного плана выпуска продукции при регулировании режима электропотребления потребуются дополнительные затраты Y , которые являются функцией ΔP , т.е. $Y = f(\Delta P)$

Требуется определить величину снижения мощности в часы максимума, обеспечивающее максимальное уменьшение суммарных затрат предприятия при сохранении плана выпуска продукции.

Математическая формулировка задачи будет:

Найти ^{ΔP} обеспечивающее

$$\max \Delta Z = a \Delta P - Y(\Delta P), \quad 17/$$

при ограничениях

$$0 \leq \Delta P \leq \Delta P_{гр} \quad 18/$$

где a - плата на 1 кВт мощности участвующей в максимуме энергосистемы;

$Y(\Delta P)$ - дополнительные годовые затраты, вызванные регулированием режима работы технологической установки.

Условно экстремума функции 17/ будет

$$\frac{\partial (\Delta Z)}{\partial (\Delta P)} = a - \frac{\partial Y(\Delta P)}{\partial (\Delta P)} = 0 \quad 19/$$

или

$$\frac{\partial Y(\Delta P)}{\partial (\Delta P)} = a$$

Из $|7|$ определяется ΔP_{opt} , обеспечивающее $\max \Delta Z$
 Если $\Delta P_{opt} > \Delta P_{гр}$, то по условию $|8|$
 максимальное снижение ΔZ обеспечивается
 при $\Delta P = \Delta P_{гр}$

2.1.3. Пример.

Для рассмотрения технологической установки $Y(\Delta P) = a(\Delta P) - 0,01(\Delta P)^2$,
 где $Y(\Delta P)$ выражено в рублях в год; ΔP в киловаттах;
 $a = 43,1$ руб/кВт;
 $\Delta P_{гр} = 2500$ кВт

Следовательно, $\Delta Z = 43,1 \Delta P - 0,01 (\Delta P)^2$

По условию экстремума $2 \cdot 0,01 \Delta P = 43,1$

или $\Delta P = \frac{43,1}{0,02} = 2150$ кВт.

Снижение затрат предприятия при этом будет

$$Z_{\max} = 43,1 \cdot 2150 - 0,01 \cdot 2150^2 = 46440 \text{ руб.}$$

Если функция $Y(\Delta P)$ задана графически (рис.4), то условия экстремума могут быть найдены следующим путем. На рис.4 изображающем функцию $Y(\Delta P)$, в том же масштабе строят прямую $a \Delta P$. Максимальная разность ординат прямой $a \Delta P$ и кривой $Y(\Delta P)$ в соответствующем масштабе будет равна ΔZ_{\max} , а отвечающая ей абсцисса - ΔP_{opt} .

Для облегчения графического нахождения ΔZ_{\max} достаточно провести касательную Π к кривой $Y(\Delta P) |1|$, параллельную прямой $a \Delta P |2|$. Точка касания K определит ΔP_{opt} и ΔZ_{\max} .

2.2. 2-я задача. Необходимо оптимизировать режим.

Работы действующих предприятий с n независимыми установками, выпускающими n видов продукции. Предприятие получает

электроэнергию по тарифу стимулирующему снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы и заполнение ночного провала.

Математическая формулировка задачи:

Найти $\min \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m Z_{ij} P_{ij}$ /I0/

при условии: $P_{ij} \geq 0$ для всех зон i и установок j ;

$$\sum P_{ij} = \sum P_j \quad /II/$$

$$P_{\min j} \leq \frac{P_{ij}}{t_i} \leq P_{\max j} \quad /I2/$$

$$P_{\min j} \leq \frac{\delta_{ij} P_{ij}}{t_i} \leq P_{\max j} \quad \text{для всех зон } i \text{ и установок } j ; /I3/$$

$$\sum_{j=1}^n \frac{\delta_{ij} P_{ij}}{t_i} \leq P_{\max \text{ сист}} \quad /I4/$$

где

m - число тарифных зон;

n - число независимых установок;

P_{ij} - выпуск продукции j в i тарифной зоне;

P_j - суточный выпуск продукции;

$P_{\min j}$ - минимальная часовая производительность при которой обеспечивается устойчивый технологический режим j установки;

$P_{\max j}$ - предельная максимальная возможная часовая производительность j установки;

$P_{\min j}$ - минимальная электрическая мощность потребляемая установкой, обеспечивающая технологический режим;

$P_{\max j}$ - ограничение по максимальной потребляемой мощности установки;

$P_{\max \text{ сист.}}$ - ограничение по максимальной электрической мощности /пропускной способности/ системы электро-снабжения;

t_i - продолжительность тарифной зоны;

K_{ij} - удельный расход электроэнергии на выпуск j продукции в i тарифной зоне.

Z_{ij} - затраты на выпуск j продукции в i тарифной зоне;

$V_i > 0$ - стоимость 1 кВт.ч в i тарифной зоне.

$a_{ij1}, a_{ij2}, \dots, a_{ijk}, \dots, a_{ijl}$ - удельный расход сырья, материалов, топлива, воды и др. на выпуск единицы продукции j в i тарифной зоне

$d_{j1}, d_{j2}, \dots, d_{jk}, \dots, d_{jl}$ - стоимость соответствующей единицы

C_j - постоянные затраты на выпуск единицы продукции

После решения находим: $W_i = \sum_{j=1}^m \Pi_{ij} K_{ij}$; $W = \sum_{i=1}^m W_i$; Π_{ij}

2.2.1. Частный случай 2-й задачи

Необходимо оптимизировать режимы работы предприятия с независимыми технологическими установками, когда расчеты за электроэнергию осуществляются по тарифу с основной ставкой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы.

По условию сохранения устойчивого технологического режима мощность каждой j -установки может быть снижена на величину не более ΔP_{rpj} , а общая мощность - на величину не более чем $\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n \Delta P_j$. В связи с необходимостью сохранения суточного выпуска продукции при регулировании режима необходимы годовые затраты $Y(\Delta P) = \sum_{j=1}^n Y(\Delta P)_j$.

Требуется определить величину снижения мощности, потребляемой предприятием, обеспечивающей максимальное уменьшение суммарных затрат предприятия при сохранении плана выпуска продукции.

Математическая формулировка такой задачи будет

найти $\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n \Delta P_j$ обеспечивающее /15/

$$\max \Delta Z = a \Delta P_{\Sigma} - \sum_{j=1}^n y(\Delta P_j) \quad /16/$$

при ограничениях

$$0 \leq \Delta P_j \leq \Delta P_{npj} \quad \text{для всех установок,} \quad /17/$$

где a - плата за 1 кВт мощности участвующей в максимуме энергосистемы;

$$y(\Delta P)_j = f(\Delta P_j) \quad \text{для всех } n \text{ установок} \quad /18/$$

Непосредственное нахождение условий максимума функции /15/ не представляется возможным. Однако можно предложить следующий путь решения задачи.

Из рассмотрения равенства /16/ очевидно, что при ΔZ всегда должно иметь место такое распределение снижения мощности между n установками, которое обеспечивает минимальное дополнительное увеличение годовых затрат, т.е.

$$\min \sum_{j=1}^n y(\Delta P)_j$$

Исходя из этого положения решение задачи может быть разбито на два следующих этапа.

I-й этап Необходимо найти $\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n \Delta P_j$ обеспечивающее $\min y(\Delta P)_{\Sigma} = \min \sum_{j=1}^n y(\Delta P)_j$ для различных значений ΔP_{Σ} при ограничениях /17/. Следовательно, решение I-го этапа задачи сводится к оптимальному распределению ограниченной мощности между n установками.

Как показано в четвертой главе, оптимальное распределение ограниченной мощности должно проводиться по равенству относительных приростов ущербов установок. Таким образом, решение I-го этапа следующее.

Находят функции ущерба $Y(\Delta P)$ для всех n установок. Строят характеристики ущербов каждой установки. Поскольку функции $Y(\Delta P)$ известны, строят графики относительного прироста ущерба для каждой установки, откладывая на оси абсцисс значения ΔP_j , а на оси ординат — относительные приросты ущербов. По характеристикам относительных приростов ущерба отдельных установок строят характеристику относительного прироста ущерба всего предприятия /смотрите главу четвертую/.

Найдя ущербы каждой установки /соответствующее оптимальному распределению мощности ΔP_{Σ} /, строят характеристику ущерба всего предприятия, отвечающую оптимальному распределению мощности ΔP_{Σ} между n установками. Эти расчеты выполняются для различных значений ΔP_{Σ} .

Таким образом, в результате решения I-го этапа задачи получена графическая характеристика

$$\text{или } Y(\Delta P)_{\Sigma} = \text{или } \sum_{j=1}^n Y(\Delta P)_j$$

По этой характеристике может быть найдено соответствующее ей аналитическое выражение — функция $\varphi(Y_{\text{мин}})$.

2-й этап. На 2-м этапе определяется оптимальное снижение мощности ΔP_{Σ} , отвечающее максимальному снижению затрат предприятия $\Delta Z_{\text{мин}}$.

В результате проведенных преобразований получена новая функция, отвечающая решению вопросов оптимального снижения мощности, участвующей в максимуме энергосистемы:

$$\Delta Z = a \Delta P_{\Sigma} - \varphi(y) \quad /19/$$

Находят экстремум выражения /9/ из условий

$$\frac{\partial(\Delta Z)}{\partial(\Delta P_{\Sigma})} = a - \frac{\partial \varphi(y)}{\partial(\Delta P_{\Sigma})} = 0$$

или
$$\frac{\partial \varphi(y)}{\partial(\Delta P_{\Sigma})} = a$$

Найдено из выражения /9/ ΔP_{Σ} будет отвечать максимальному снижению затрат предприятия, которое может быть достигнуто за счет снижения мощности, участвующей в максимуме энергосистемы.

Максимум функции /9/ и соответствующее ему ΔP_{opt} могут быть найдены и графически, как это было показано при решении I-й задачи.

2.2.2. Пример

Предприятие состоит из трех независимых технологических установок. Характеристики ущербов /тыс.руб./ этих установок при снижении мощности /МВт/ ниже номинальной следующие /рис.5/:

$$Y_1 = 6 \Delta P^2; \quad Y_2 = 8 \Delta P^2; \quad Y_3 = 10 \Delta P^2$$

Предельное снижение мощностей установок

$$\Delta P_{1,пр} = 8 \text{ МВт}, \quad \Delta P_{2,пр} = 6 \text{ МВт}, \quad \Delta P_{3,пр} = 5 \text{ МВт}$$

Характеристики относительных приростов ущербов /рис.6/

следующее

$$B_1 = 12 \Delta P; \quad B_2 = 16 \Delta P, \quad B_3 = 20 \Delta P$$

По характеристикам относительных приростов отдельных установок /рис. 6 / строим характеристику относительных приростов ущерба всего предприятия, на рис.6 показано построение одной точки при $\beta = 60$ /для установки этому относительному приросту соответствуют снижения мощности $\Delta P_1 = 5$ МВт; $\Delta P_2 = 3,8$ МВт; $\Delta P_3 = 3$ МВт; $\Delta P_{\Sigma} = 5+3,8+3 = 11,8$ МВт/.

Характеристики приведенные на рис.5 и 6 дают возможность

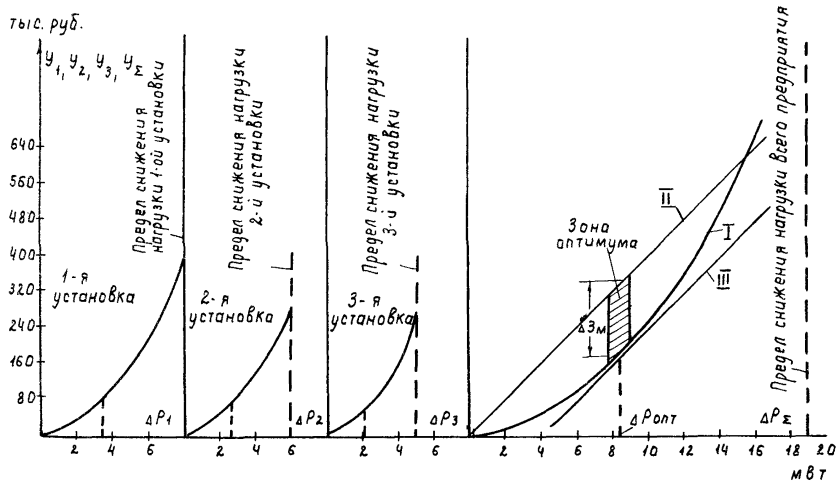


Рис. 5

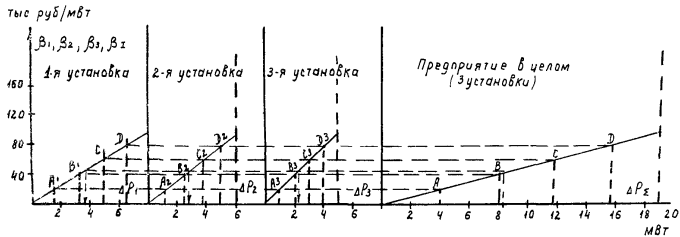


Рис. 6

построить характеристику $Y/\Delta P_{\Sigma}$ всего предприятия при оптимальном распределении между тремя установками сниженной мощности. Для этого, задаваясь разными значениями ΔP_{Σ} , по характеристикам $\beta_{\Sigma}, \beta_1, \beta_2$ и β_3 находим соответствующие $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$. Зная $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ по характеристикам ущербов отдельных установок находим Y_1, Y_2, Y_3 . На рис.5 и 6 приведена последовательность определения ΔP_{Σ} Y_{Σ} для $\Delta P_{\Sigma} = 4; 8; 15; 7$ МВт. Ранее было найдено распределение для II/8 МВт.

Найденные значения сведены в табл.

После распределения ΔP_{Σ} по рис.6 и определения $\Delta P_{\text{от}}$ отдельных установок, ущербы соответствующих установок и суммарный ущерб могут быть найдены по аналитическим выражениям. По значениям ΔP_{Σ} строим график $Y_{\Sigma} = f(\Delta P_{\Sigma})$ рис.5/. На том же графике проводим линию $a \Delta P_{\Sigma}$. Для облегчения отыскания $\Delta P_{\Sigma \text{ макс}}$ и $\Delta P_{\Sigma \text{ опт}}$, проводим касательную к кривой Y_{Σ} .

Находим $\Delta P_{\Sigma \text{ макс}} = 188$ тыс.руб./год; $\Delta P_{\Sigma \text{ опт}} = 8$ МВт. Далее по рис.6 распределяем $\Delta P_{\Sigma \text{ опт}} = 8$ МВт между установками и находим

$$\Delta P_1 = 3,6 \text{ МВт}, \quad \Delta P_2 = 2,7 \text{ МВт}, \quad \Delta P_3 = 2,1 \text{ МВт}$$

Ущерб каждой установки могут быть найдены по значениям ΔP_{Σ} и Y_{Σ} рис.5/:

$$Y_1 = 80 \text{ тыс.руб./год}; \quad Y_2 = 72 \text{ тыс.руб./год и}$$

$$Y_3 = 48 \text{ тыс.руб./год.}$$

РАЗДЕЛ 3

Вариантные расчеты по оптимизации режимов электропотребления

В ряде случаев вопрос о целесообразности изменения режима электропотребления можно решать на основе вариантных расчетов, приведенных ниже.

Частные случаи оценки целесообразности изменения режима электропотребления действующего предприятия.

3.1. Тариф с основной платой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы.

Годовые затраты предприятия до введения режимных изменений равны [1]:

$$Z_0 = I_0 + P_0 \chi_0 T_0 + P_0 a + P_0 g_0 B T_0 \quad /20/$$

- где
- I_0 - постоянная часть годовых издержек производства, руб/год;
 - P_0 - часовой выпуск продукции до изменения режима^{I/};
 - T_0 - плановое годовое число часов работы предприятия;
 - χ_0 - затраты на единицу продукции /без постоянной части и стоимости электроэнергии/ до изменения режима;
 - P_0 - заявленная мощность, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы до изменения режима;
 - a - плата за I кВт максимальной нагрузки;
 - B - дополнительная плата за I кВт.ч электроэнергии, учтенной счетчиками;
 - g_0 - расход электроэнергии на единицу продукции до изменения режима.

I/ Здесь P_0 следует понимать в черном смысле - часовая производительность установки условная производительность и т.д.

Если изменить режим работы предприятия так, чтобы снизить заявленную мощность участвующую в максимуме на величину ΔP , то годовая плата снизится на $a \Delta P$.

Поскольку общий план выпуска продукции должен быть сохранен, то снижение производительности в часы максимума необходимо компенсировать большим количеством продукции, выпускаемой в другие часы, т.е.

$$N_0 T_0 = N_1 (T_0 - T_3) + N_3 T_3 = N_0 \alpha_1 (T_0 - T_3) + N_0 \alpha_3 T_3 \quad |21|$$

где T_3 - продолжительность работы предприятия в зоне максимума энергосистемы;

α_1 - коэффициент, учитывающий повышение часового выпуска продукции вне зоны максимума энергосистемы;

α_3 - коэффициент, учитывающий снижение часового выпуска продукции в зоне максимума энергосистемы.

Изменение режима работы предприятия вызовет изменение общих годовых затрат /при сохранении годового плана выпуска продукции/. Эти затраты могут быть выражены уравнением^{I/}.

$$\begin{aligned} Z_1 = \Delta K (E + P) + \Delta \varphi + N_0 + N_0 K [\alpha_1 \beta_1 (T_0 - T_3) + \alpha_3 \beta_3 T_3] + (P_0 - \Delta P) a + \\ + N_0 g_0 [\alpha_1 \beta_4 (T_0 - T_3) + \alpha_3 \beta_6 T_3] b, \end{aligned} \quad |22|$$

где ΔK - дополнительные капитальные затраты, вызванные необходимостью сохранения выпуска продукции при изменении режима работы;

I/ Предполагается, что изменение постоянной части затрат отражено в ΔK и $\Delta \varphi$.

- E - коэффициент эффективности капитальных вложений;
 P - коэффициент амортизационных отчислений;
 $\Delta \varphi$ - увеличение фонда заработной платы в связи с изменением режима работы;
 β_1 - коэффициент, учитывающий увеличение расхода сырья, материалов на единицу продукции при изменении часового выпуска продукции;
 β_3 - коэффициент, учитывающий увеличение расхода сырья, материалов на единицу продукции при изменении выпуска продукции в зоне максимума нагрузки;
 β_4 - коэффициент, учитывающий изменение удельного расхода электроэнергии при изменении выпуска продукции в зоне / $T_0 - T_3$ /;
 β_6 - коэффициент, учитывающий изменение удельного расхода электроэнергии при изменении выпуска продукции в зоне T_3 .

Годовой экономический эффект от снижения нагрузки в зоне максимума энергосистемы определится из выражения

$$\Delta Z = a \Delta P + \Pi_0 g_0 [T_0 (1 - \alpha_1 \beta_1) + T_3 (\alpha_1 \beta_1 - \alpha_3 \beta_3)] + \Pi_0 g_0 [T_0 (1 - \alpha_1 \beta_4) + T_3 (\alpha_1 \beta_4 - \alpha_3 \beta_6)] \varphi - \Delta K (E + P) - \Delta \varphi \quad |24|$$

Если $\Delta Z > 0$, то снижение нагрузки в часы максимума энергосистемы на величину ΔP для предприятия целесообразно. После ряда преобразований / 24 / условно целесообразности снижения нагрузки в часы максимума для предприятия примет вид

$$a > \frac{\Delta K (E + P) + \Delta \varphi}{\Delta P} + \frac{\Pi_0 g_0}{\Delta P} [T_0 (\alpha_1 \beta_1 - 1) + T_3 (\alpha_3 \beta_3 - \alpha_1 \beta_1)] + \frac{\Pi_0 g_0}{\Delta P} [T_0 (\alpha_1 \beta_4 - 1) + T_3 (\alpha_3 \beta_6 - \alpha_1 \beta_4)] \varphi \quad |25|$$

Расход электроэнергии изменяется:

в зоне ночного провала и полупиковой зоне /зона $T_0 - T_3$ /:

$$\Delta \mathcal{E}_{1,2} = \Pi_0 g_0 (T_0 - T_3) (1 - d_1 \beta_4);$$

в зоне максимума энергосистемы /зона T_3 /

$$\Delta \mathcal{E}_3 = \Pi_0 g_0 T_3 (1 - d_3 \beta_6)$$

Суммарное изменение расхода электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E}_\Sigma = \Pi_0 g_0 [(T_0 - T_3)(1 - d_1 \beta_4) + T_3(1 - d_3 \beta_6)] \quad |26|$$

Если $\Delta \mathcal{E} > 0$, то изменение режима привело к снижению потребления электроэнергии, если $\Delta \mathcal{E} < 0$, то к повышению.

Увеличение потребления электроэнергии при изменении режима не обязательно связано с увеличением расхода топлива в энергосистеме, поскольку относительное изменение прироста расхода топлива, в различных зонах не одинаковое.

Изменение расхода топлива в энергосистеме определится по выражению

$$\Delta G = \frac{1}{1 - d_{сн}} \cdot \frac{1}{1 - d_n} \Pi_0 g_0 [(T_0 - T_3)/(1 - d_1 \beta_4) \mathcal{Y}_{1,2} + T_3/(1 - d_3 \beta_4) \mathcal{Y}_3] \quad |27|$$

где $d_{сн}$ - коэффициент, учитывающий расход на собственные нужды в энергосистеме;

d_n - коэффициент, учитывающий потери энергии в энергосистеме;

$\mathcal{Y}_{1,2}$ - средний относительный прирост расхода топлива в зонах ночного провала и полупиковой;

\mathcal{Y}_3 - относительный прирост расхода топлива в зоне максимума энергосистемы.

Если $\Delta G > 0$, то изменение режима электропотребления приводит к экономии топлива, если $\Delta G < 0$ - то к перерасходу.

3.1.1. Пример

Технологическая установка, потребляющая в нормальном режиме $P_0 = 50,4$ МВт, имеет технико-экономические показатели приведенные в табл. 1 и на рис. 7

Номинальный часовой выпуск продукции $P_0 = 4,2$ т/ч.
Число календарных рабочих дней установки в году - 350. Суточная продолжительность работы установки - 24. Годовой выпуск продукции $\Pi = 35300$ т. Средняя норма расхода электроэнергии при номинальном режиме равна 12000 кВт.ч, годовой расход электроэнергии $\mathcal{E} = 422,6 \cdot 10^6$ кВт.ч .

Расчеты за пользование электроэнергией осуществляются по тарифу с платой за мощность, участвующую в максимуме энергосистемы, со ставками $\alpha = 25,1$ руб/кВт, $\beta = 0,63$ коп/ /кВт.ч/.

Таблица I

Мощность, потребляемая в долях от номинальной мощности,	Часовая произ- водительность установки в долях от номинальной	Удельный расход электроэнергии		Затраты на единицу про- дукции /без постоянной части и затрат на электроэнергию/	
		кВт.ч	В долях от расхода при номинальном режиме	Руб.	В долях от затрат при номинальном режиме
1,2	1,15	12600	1,04	81,6	1,02
1,1	1,09	12120	1,01	80,8	1,01
1,0	1,0	12000	1,0	80,0	1,0
0,9	0,89	12120	1,01	80,8	1,01
0,8	0,75	12840	1,07	82,0	1,025
0,7	0,6	13900	1,16	84,0	1,05

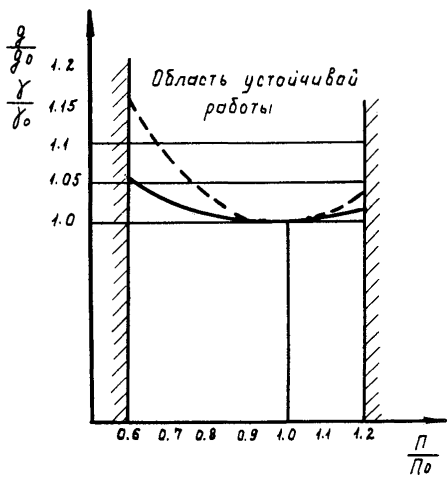
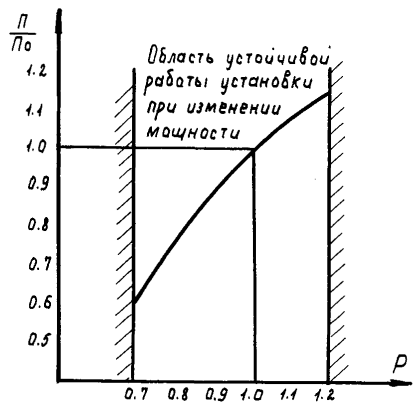


Рис. 7

Продолжительность дневного максимума в энергосистеме 2ч, вечернего 4ч, всего $t_3 = 2+4 = 6$ ч.

Распределение расхода электроэнергии по зонам суток:
в зоне максимальных нагрузок энергосистемы / T_3 /
 $105,8 \cdot 10^6$ кВт.ч, в зоне / $T_0 - T_3$ / $316,8 \cdot 10^6$ кВт.ч.

В целях снижения платы за электроэнергию предполагается снизить мощность в часы максимума энергосистемы, но так чтобы в следующие часы суток недовыпуск продукции в часы максимума был компенсирован, т.е. чтобы суточный план выпуска продукции, равный $24P_0$, был выдержан. Предельная возможность форсированного режима /табл. I/ $P_{\text{ф}} = 1,15 P_0$, т.е. имеет место следующее ограничение снижения мощности установки по максимально возможному выпуску продукции вне зоны максимума энергосистемы при форсированном режиме.

$P_{\text{ф}}(24 - t_3) = 1,15 P_0(24 - 6) = 20,7 P_0$
Следовательно, минимально допустимая мощность установки в часы максимума энергосистемы /по условию сохранения суточного плана выделенная продукция/ будет $t_3 P_{\text{мин}} = 24 P_0 - 20,7 P_0 = 3,3 P_0$

$P_{\text{мин}} = \frac{3,3 P_0}{t_3} = \frac{3,3}{6} P_0 = 0,55 P_0$
Однако устойчивая работа установки обеспечивается только при снижении её производительности до $0,6 P_0$ /табл. I/, что соответствует электрической мощности $P = 0,7 P_0$, т.е. в часы максимума мощность может быть снижена только на $\Delta P = 0,3 P_0$
Выработка продукции в часы максимума энергосистемы составит $0,6 P_0 t_3 = 0,6 P_0 \cdot 6 = 3,6 P_0$

т.е. $\alpha_3 = 0,6$.

Следовательно, в остальные 18 ч суток нужно выработать

$$24 P_0 - 3,6 P_0 = 20,4 P_0$$

Распределение выпуска $20,4 \Pi_0$ должно быть осуществлено так, чтобы с учетом технико-экономических характеристик имел место минимум затрат на выпуск этого количества продукции. Для рассматриваемой установки это обеспечивается при равномерном режиме работы в течение этих 18 ч.

тогда $20,4 \Pi_0 = 18 \Pi_{\text{р}}$

или $\Pi_{\text{р}} = 20,4 \Pi_0 / 18 = 1,13 \Pi_0$

т.е. $\alpha_1 = 1,13$

По характеристикам /табл. I и рис. 7/ находим расходные коэффициенты соответствующие и :

$\alpha_1 = 1,13$ $\beta_1 = 1,01$; $\beta_2 = 1,02$

$\alpha_3 = 0,6$; $\beta_3 = 1,05$; $\beta_6 = 1,16$

Годовой экономический эффект предприятия от снижения нагрузки в зоне максимума энергосистемы в соответствии с /24/ будет равен

$$\begin{aligned} \Delta Z &= 0,350 \cdot 4 \cdot 10^3 \cdot 25,1 + 350 \{ 4,2 \cdot 80 [24(1 - 1,13 \cdot 1,01) + 6(1,13 \cdot 1,01 - 0,6 \cdot 1,05)] + \\ &+ 4,2 \cdot 12000 [24(1 - 1,13 \cdot 1,02) + 6(1,13 \cdot 1,02 - 0,6 \cdot 1,16)] \} \cdot 0,68 \cdot 10^{-2} = \\ &= 380 \cdot 10^3 + 350 [356 - (-3,39 + 3,06) + 340(-3,68 + 2,75)] = 380 \cdot 10^3 - \\ &- 149 \cdot 10^3 = 231 \cdot 10^3 \text{ руб.} \end{aligned}$$

т.е. изменение режима работы привело к годовой экономии предприятия в сумме 231 тыс.руб.

Изменение расхода электроэнергии при регулировании режима равно

$$\begin{aligned} \Delta Z &= 4,2 \cdot 12000 \cdot 350 [(24 \cdot 0)(1 - 1,13 \cdot 1,02) + (1 - 0,6 \cdot 1,16)] = \\ &= 50,4 \cdot 10^3 \cdot 350 (-18,0,153 + 6,0,304) = -11,0 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч,} \end{aligned}$$

т.е. изменение режима привело к увеличению годового расхода электроэнергии на $17,0 \cdot 10^6$ кВт.ч

Средний годовой расход электроэнергии после изменения режима составит

$$g' = \frac{422,6 \cdot 10^6 + 17,0 \cdot 10^6}{35300} = 12400 \text{ кВт.ч}$$

т.е. возрос на 3,5%.

Для рассматриваемой энергосистемы

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{эл}} &= 0,06; & \alpha_{\text{т}} &= 0,09; & \gamma_{\text{н}} &= 0,32 \text{ кг/кВт.ч}; \\ & & & & \gamma_{\text{д}} &= 0,5 \text{ кг/кВт.ч} \end{aligned}$$

Изменение расхода топлива в энергосистеме, вызванное регулированием режима электропотребления составит [27]:

$$\begin{aligned} \Delta G &= \frac{1}{1-0,06} \cdot \frac{1}{1-0,09} \cdot 4,2 \cdot 12000 \cdot 350 \cdot (18 \cdot 0,153 \cdot 0,32 + 6 \cdot 0,304 \cdot 0,5) \cdot 10^{-3} \\ &= 4,16 \cdot 504 \cdot 350 \cdot 0,3 = 6307 \end{aligned}$$

т.е. несмотря на увеличение расхода электроэнергии на $17 \cdot 10^6$ кВт.ч расход топлива в народном хозяйстве на выпуск рассматриваемой продукции уменьшился на 630 т. условного топлива.

График потребления электроэнергии до и после регулирования режима показан на рис.8.

3.2. Тариф дифференцированный по зонам суток /сезонам года/.

Годовые затраты предприятия до введения режимных изменений равны

$$Z_0 = W_0 + P_0 \gamma_0 D_0 (T_1 + T_2 + T_3) + P_0 g_0 (b_1 \sum T_1 + b_2 \sum T_2 + b_3 \sum T_3)$$

T_1, T_2, T_3 — соответственно, суточная продолжительность зон со ставками ночных провалов, полупиковой и пиковой;

$\sum T_1, \sum T_2, \sum T_3$ соответственно, годовая продолжительность зон со ставками ночных провалов, полупиковой и пиковых;

b_1, b_2, b_3 — соответственно, стоимость 1 кВт.ч в ночной, полупиковой и пиковой зонах;

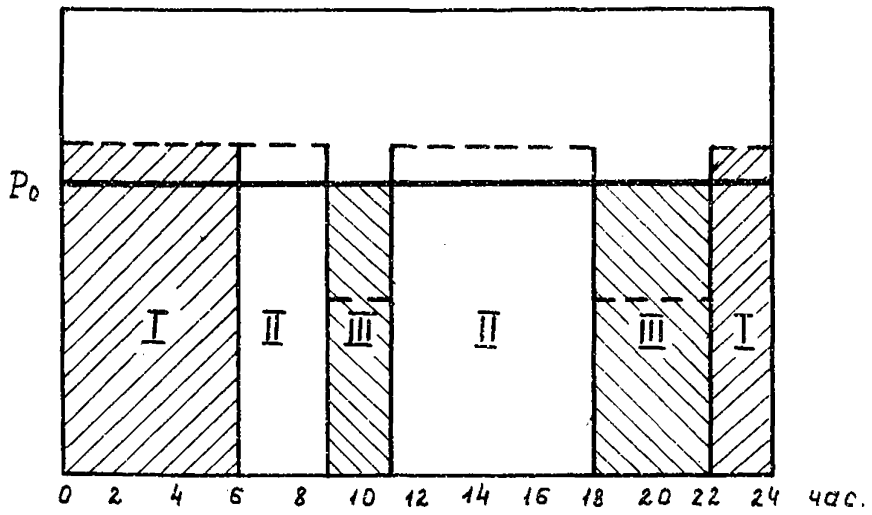
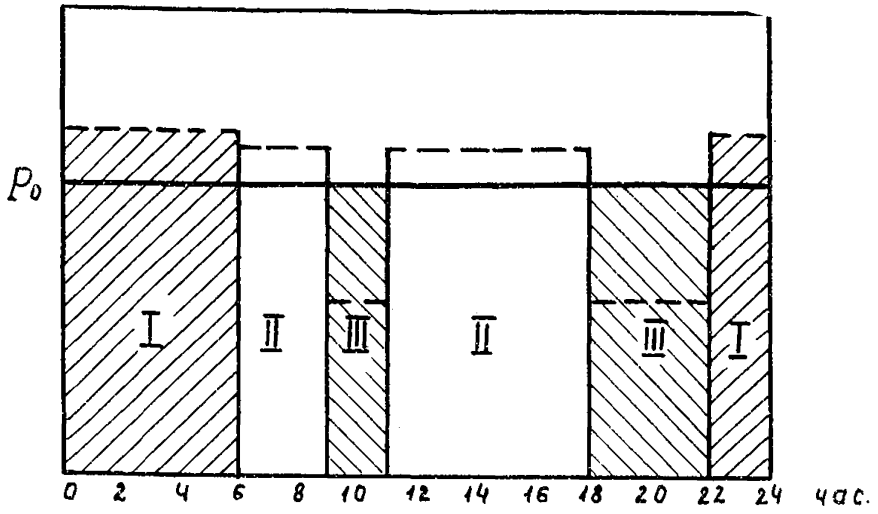


Рис. 8

D_0 - годовое число рабочих дней.

После изменения режима работы /снижения нагрузок в часы повышенной стоимости электроэнергии годовые затраты будут равны:

$$Z_1 = N_0 + N_0 \gamma_0 (D_0 - D_p) (T_1 + T_2 + T_3) + N_0 g_0 (b_1 \Sigma' T_1 + b_2 \Sigma' T_2 + b_3 \Sigma' T_3) + N_0 b_0 D_p (\alpha_1 \beta_1 T_1 + \alpha_2 \beta_2 T_2 + \alpha_3 \beta_3 T_3) + g_0 N_0 D_p (b_1 \alpha_1 \beta_4 T_1 + b_2 \alpha_2 \beta_5 T_2 + b_3 \alpha_3 \beta_6 T_3) + \Delta K (E + P) + \Delta \varphi$$

где $\Sigma' T_1, \Sigma' T_2, \Sigma' T_3$ - соответственно, продолжительности зон со ставками ночных провалов, полупиковой и пиковой в течение нерегулируемой части года;

D_p - число дней в году с регулированием режима электропотребления;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ - коэффициенты, учитывающие изменение часового выпуска продукции в зонах T_1, T_2, T_3 ;

$\beta_1, \beta_2, \beta_3$ - коэффициенты, учитывающие изменение удельных расходов сырья, материалов, энергоресурсов /кроме электропотребления/ при изменении часового выпуска продукции в зонах T_1, T_2, T_3 ;

$\beta_4, \beta_5, \beta_6$ - коэффициенты, учитывающие изменение удельного расхода электроэнергии при изменении часового выпуска продукции в зонах T_1, T_2, T_3 ;

Годовой экономический эффект от перевода нагрузки из зоны большой стоимости киловаттчаса / T_3, T_2 / в зону меньшей стоимости / T_1, T_2 / будет равен

$$\begin{aligned} \Delta Z &= Z_0 - Z_1 = N_0 \gamma_0 D_p (T_1 + T_2 + T_3) + N_0 g_0 [b_1 (\Sigma T_1 - \Sigma' T_1) + \\ &+ b_2 (\Sigma T_2 - \Sigma' T_2) + b_3 (\Sigma T_3 - \Sigma' T_3)] - N_0 \gamma_0 D_p (\alpha_1 \beta_1 T_1 + \alpha_2 \beta_2 T_2 + \alpha_3 \beta_3 T_3) - \\ &- D_p N_0 g_0 (b_1 \alpha_1 \beta_4 T_1 + b_2 \alpha_2 \beta_5 T_2 + b_3 \alpha_3 \beta_6 T_3) - \Delta K (E + P) - \Delta \varphi = \\ &= N_0 \{ \gamma_0 D_p [T_1 (1 - \alpha_1 \beta_1) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_2) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_3)] + g_0 [b_1 (\Sigma T_1 - \\ &- \Sigma' T_1 - D_p \alpha_1 \beta_4 T_1) + b_2 (\Sigma T_2 - \Sigma' T_2 - D_p \alpha_2 \beta_5 T_2) + \\ &+ b_3 (\Sigma T_3 - \Sigma' T_3 - D_p \alpha_3 \beta_6 T_3)] \} - \Delta K (E + P) - \Delta \varphi. \end{aligned}$$

Если регулирование ведется ежесуточно в течение \mathcal{D} суток и длительность зон T_1 , T_2 и T_3 в сутках неизменны, то выражение / 29 / примет вид / 1 /:

$$\Delta Z = \mathcal{D} \Pi_0 \{ g_0 [v_1 T_1 (1 - \alpha_1 \beta_4) + v_2 T_2 (1 - \alpha_2 \beta_5) + v_3 T_3 (1 - \alpha_3 \beta_6)] + \gamma_0 [T_1 (1 - \alpha_1 \beta_1) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_2) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_3)] \} - \Delta K (E + P) - \Delta \varphi \quad /30/$$

где \mathcal{D} - годовое число рабочих дней.

Расход электроэнергии изменится на величину:

в зоне ночного провала / зона T_1 /

$$\Delta \mathcal{E}_1 = \Pi_0 g_0 \mathcal{D} (1 - \alpha_1 \beta_4) T_1 \quad /31/$$

в зоне полупиковой / зона T_2 /

$$\Delta \mathcal{E}_2 = \Pi_0 g_0 \mathcal{D} (1 - \alpha_2 \beta_5) T_2 \quad /32/$$

в пиковой зоне / T_3 /

$$\Delta \mathcal{E}_3 = \Pi_0 g_0 \mathcal{D} (1 - \alpha_3 \beta_6) T_3 \quad /33/$$

Суммарное изменение расхода электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \Pi_0 g_0 \mathcal{D}_p [T_1 (1 - \alpha_1 \beta_4) + T_2 (1 - \alpha_2 \beta_5) + T_3 (1 - \alpha_3 \beta_6)] \quad /34/$$

здесь \mathcal{D}_p - число дней в году с регулированием режима
электропотребления

Если в выражениях / 31-33/ $\Delta \mathcal{E} > 0$, то изменение режима привело к увеличению и снижению расхода электроэнергии, если

$\Delta \mathcal{E} < 0$, то к увеличению.

Соответственно изменение расхода топлива в энергосистеме будет равно

$$\Delta G = \frac{1}{1-\alpha_{сч}} \cdot \frac{1}{1-\alpha_n} \Pi_0 g_0 \mathcal{D}_p [T_1 (1-\alpha_1 \beta_1) \mathcal{Y}_1 + T_2 (1-\alpha_2 \beta_2) \mathcal{Y}_2 + T_3 (1-\alpha_3 \beta_3) \mathcal{Y}_3] \quad 135/$$

где $\mathcal{Y}_1, \mathcal{Y}_2, \mathcal{Y}_3$ - относительные приросты расхода топлива в соответствующих зонах графика нагрузки.

3.2.1. Пример.

Технологическая установка, рассмотренная в примере 3.1.1., работает в энергосистеме, в которой действует тариф дифференцированный по зонам суток, со ставками $\mathcal{V}_1 = 0,7$ коп/кВт.ч

$$\mathcal{V}_2 = 1,0 \text{ коп/кВт.ч}, \quad \mathcal{V}_3 = 3,0 \text{ коп/кВт.ч}$$

Продолжительность ночного провала 8ч, полупиковой зоны - 10ч, максимумов энергосистемы - 6ч. В рассматриваемой энергосистеме

$$\alpha_{сч} = 0,06; \quad \alpha_n = 0,09; \quad \mathcal{Y}_1 = 0,28 \text{ кг/кВт.ч};$$

$$\mathcal{Y}_2 = 0,34 \text{ кг/кВт.ч}; \quad \mathcal{Y}_3 = 0,5 \text{ кг/кВт.ч}.$$

Предлагается снизить нагрузку в часы максимума энергосистемы.

Число дней в году с регулированием режима электропотребления

$$\mathcal{D} = 210.$$

Предельное снижение нагрузки $P = 0,73 P_0$, что соответствует производительности $\Pi = 0,6 \Pi_0$. Предельная мощность форсированного режима $\Pi_f = 1,15 \Pi_0$. Предполагается, что в период ночного провала графика энергосистемы технологические установки будут работать на предельно допустимом форсированном режиме, т.е. $\alpha_1 = 1,15$.

Тогда за время $T_1 = 8$ ч будет выпущено продукции

$$8 \cdot 1,15 \Pi_0 = 9,2 \Pi_0$$

Следовательно в полупиковой зоне должно быть выпущено

$$20,4 \Pi_0 - 9,2 \Pi_0 = 11,2 \Pi_0 \quad \text{или}$$

$$\text{в час } 11,2 \Pi_0 / 10 = 1,12 \Pi_0 \quad \text{т.е. } \alpha_2 = 1,12$$

Технико-экономические коэффициенты, соответствующие принятому режиму будут равны /рис.7 и табл.1/:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 1,15; & \beta_1 &= 1,02; & \beta_4 &= 1,025; \\ \alpha_2 &= 1,12; & \beta_2 &= 1,009; & \beta_5 &= 1,019; \\ \alpha_3 &= 0,6; & \beta_3 &= 1,05; & \beta_6 &= 1,16. \end{aligned}$$

Годовой экономический эффект от изменения режима электропотребления в соответствии с / 30 / составит:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= 210,4,2 \{ 12000 [0,7 \cdot 10^{-2} 8(1-1,15 \cdot 1,025) + 1,0 \cdot 10^{-2} 10(1-1,12 \cdot 1,019) + \\ &+ 3,0 \cdot 10^{-2} 6(1-0,6 \cdot 1,16)] + 80 [8(1-1,15 \cdot 1,02) + 10(1-1,12 \cdot 1,009) + 6(1-0,6 \cdot 1,05)] \} = \\ &= 210,4,2 (12 \cdot 10^3 \cdot 0,03 - 80 \cdot 0,46) = 282 \cdot 10^3 \text{ руб} \end{aligned}$$

Регулирование режима электропотребления приведет к изменению расхода электроэнергии у потребителя на величину (34)

$$\Delta E = 210,4,2 \cdot 12 \cdot 10^3 [8(1-1,15 \cdot 1,025) + 10(1-1,12 \cdot 1,019) + 6(1-0,6 \cdot 1,16)] = [-14,94 - 14,88 + 19,26] 10^6 = -10,56 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Расход электроэнергии в зонах T_1, T_2, T_3 до регулирования составлял /за 210 суток/.

$$E_1 = 84,67 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

$$E_2 = 105,84 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

$$E_3 = 63,50 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Расход электроэнергии в этих же зонах после регулирования составляет

$$E'_1 = 99,61 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

$$E'_2 = 120,72 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

$$E'_3 = 44,24 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Изменение расхода топлива в системе в результате регулирования составляет

$$\begin{aligned} \Delta G &= \frac{1}{1-0,06} \frac{1}{1-0,09} [-14,94 \cdot 10^6 \cdot 0,28 \cdot 10^{-3} - 14,88 \cdot 10^6 \cdot 0,34 \cdot 10^{-3} + \\ &+ 19,26 \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}] = 1,16 [-4,18 - 5,0 + 9,63] 10^3 = 450 \text{ т} \end{aligned}$$

т.е. изменение режима привело к экономии 450 тонн топлива.

РАЗДЕЛ 4

Оптимизация режимов электропотребления при ограничениях

Необходимость регулирования режима потребления электроэнергии на промышленных предприятиях может возникнуть по следующим причинам:

- а/ из-за ограничений, вводимых энергетическими системами при недостатках мощности или энергии;
- б/ из-за ограничений по пропускной способности, возникающих по той или иной причине в узлах нагрузки энергетической системы или в системах электроснабжения промышленных предприятий;
- в/ из-за стремления предприятий снизить мощность потребляемую в часы максимума энергетической системы.

Очевидно, что независимо от причин, вызвавших необходимость регулирования электроэнергии, следует стремиться к оптимальному решению при создавшихся условиях.

Ограничения в потреблении мощности или энергии приводит к отклонению режима работы технологических установок предприятия от номинального и возникновению у предприятия ущерба. Поэтому оптимизационной задачей в данном случае будет распределение ограниченной мощности /энергии/ между технологическими установками предприятия, обеспечивающее минимальный ущерб.

Рассмотрим предприятие состоящее из независимых технологических установок. В нормальных условиях мощности, потребляемые установками, равны P_{ij} , суммарная единовременная мощность /без учета потерь в сети/

$$P_{и\epsilon} = \sum_j P_{ij} d_j$$

где j - номер технологической установки;
 α_j - коэффициент, учитывающий одновременность
 участия мощности установки в суммарной мощности.

Поскольку располагаемая мощность уменьшилась до P_{np} , то необходимо снизить суммарную потребляемую мощность технологических установок, так чтобы

$$P_{\Sigma} \leq P_{np}.$$

В первую очередь необходимо пересмотреть режим таких электроприемников, изменение работы которых не отразится на экономии предприятия. Когда эта возможность исчерпана приходится так или иначе изменять мощность технологических установок.

Отклонение режима этих установок от нормального приводит к возникновению потерь - ущербу $У$.

Для каждой технологической установки должны быть выявлены технико-экономические и энергетические характеристики, позволяющие получить зависимость

$$У = f(P_j) \text{ при } 0 \leq P_j \leq P_{nj}$$

Общий уровень предприятия при ограничениях будет

$$У(P_{np}) = \sum_{j=1}^n У(P_j) \quad 36/$$

Мощность, потребляемая установками /без учета потерь в сетях/, связана уравнением

$$P_{np} = \sum_{j=1}^n P_j \alpha_j^x \quad 137/$$

Необходимо так распределить ограниченную мощность P_{np} между n установками, чтобы ущерб всего предприятия был минимальным.

x/ В дальнейшем для краткости записи исключаем α_j , имея в виду, что рассматриваются мощности, одновременно участвующие в P_{Σ} или P_{np} .

Максимальная формулировка такой задачи будет [1] :
найти оптимальное распределение ограниченной мощности между
потребляющими установками

$$F(P) = P_{np} = \sum_{j=1}^n P_j \quad /38/$$

обеспечивающее

$$\min Y(P_{np}) = \min \sum_{j=1}^n Y(P)_j \quad /39/$$

где $P_{np} < P_{нз}$ - предельная располагаемая мощность;
 $P_{нз}$ - максимальная мощность, потребляемая предприя-
тием при режиме без ограничения;
 $Y(P)_j$ - ущерб j -й установки, при ограничении;
 $Y(P)_{np}$ - суммарный ущерб всего предприятия при ограни-
чениях.

Решить эту задачу можно методом неопределенных множителей
Лагранжа.

Обозначим суммарный ущерб, минимум которого соответствует
оптимальному распределению ограниченной мощности P_{np} между n
установками через $Y = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_j + \dots + Y_n$ /40/

Искомыми переменными являются мощности n технологических уста-
новок, которые связаны уравнением

$$F = P_1 + P_2 + \dots + P_j + \dots + P_n - P_{np} = 0$$

Тогда функция Лагранжа примет вид

$$Q = Y + \lambda F \quad /41/$$

где λ - некоторый неопределенный множитель
/множитель Лагранжа/

Условие экстремума будет

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_1} = \frac{\partial Y}{\partial P_1} + \lambda \frac{\partial F}{\partial P_1} = 0, \quad /42/$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_2} = \frac{\partial Y}{\partial P_2} + \lambda \frac{\partial F}{\partial P_2} = 0,$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_n} = \frac{\partial Y}{\partial P_n} + \lambda \frac{\partial F}{\partial P_n} = 0;$$

Поскольку в функциях Y и F лишь по одному слагаемому зависит от любого аргумента P_j , то с учетом /40/ и /41/ уравнение /42/ примет вид

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_1} = \frac{\partial Y_1}{\partial P_1} + \lambda = 0,$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_j} = \frac{\partial Y_j}{\partial P_j} + \lambda = 0, \quad /43/$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_n} = \frac{\partial Y_n}{\partial P_n} + \lambda = 0$$

Из /43/ имеем

$$\frac{\partial Y_1}{\partial P_1} = \frac{\partial Y_2}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial Y_j}{\partial P_j} = \dots = \frac{\partial Y_n}{\partial P_n} = -\lambda, \quad /44/$$

или $\lambda = -\frac{\partial Y}{\partial P} \quad /45/$

Из /45/ следует, что λ равна изменению ущерба установки при изменении мощности установки на единицу.

При $\partial P = 1$ имеем $\lambda = \partial Y$ и, следовательно, если Y выражено в рублях, а P в киловаттах, то размерность λ будет в рублях на 1 кВт.

Частную производную от ущерба установки по мощности ^{дУ/дР} называют удельным приростом ущерба и обозначают буквой β [1].

Из /44/ следует, что оптимальное распределение ограниченной мощности между установками будет достигнуто при соблюдении условия, что

$$\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_j = \dots = \beta_n;$$

т.е. условием оптимального распределения ограниченной мощности между установками является принцип распределения по равенству относительных приростов ущербов. Как уже указывалось выше, для решения задачи наиболее выгодного распределения ограниченной мощности между установками предприятия необходимо иметь характеристики удельных приростов ущербов каждой установки и всего предприятия. Для этого, пользуясь характеристиками $\psi = f(\rho)$, строят характеристики удельного прироста ущерба каждой установки /рис.9/. По характеристикам отдельных установок строят общую характеристику удельных приростов ущерба всего предприятия.

4.1. Пример

Предприятие состоит из трех независимых технологических установок, потребляющих в номинальном режиме, соответственно

$$P_{н1} = 10 \text{ МВт}; \quad P_{н2} = 20 \text{ МВт}; \quad P_{н3} = 40 \text{ МВт}.$$

Характеристики удельных приростов ущерба установок при мощностях ниже номинальных показано, соответственно, на рис.9 т.1,2 и 3. Задаваясь относительными приростами ущерба находим соответствующие им мощности каждой установки. Суммарная мощность мощностей трех установок будет соответствовать принятому приросту ущерба всего предприятия. На рис. 9 показано построения одной точки характеристики прироста ущерба всего предприятия для $\beta = 2,5$. Этому приросту со-

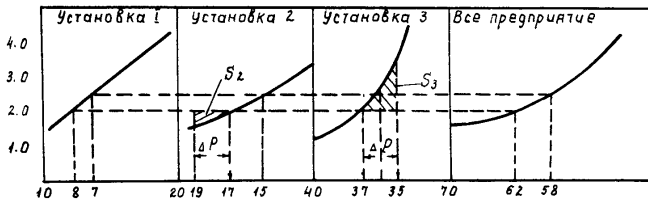


Рис.9 Характеристики удельных приростов ущербов установок
 № 1, № 2, № 3 и всего предприятия
 Номинальные мощности $P_{н1} = 10$ мвт; $P_{н2} = 20$ мвт;
 $P_{н3} = 40$ мвт; $P_{нз} = 70$ мвт.

ответствует мощность 1-й установки - 7 МВт, второй - 15 МВт и 3-й - 36 МВт. Тогда для характеристики всего предприятия находим точку А с координатами $\beta=2,5$; $P = 7 + 15+36 = 58$ МВт. Так, задаваясь различными значениями β , находят другие точки кривой прироста всего предприятия.

Имея указанные характеристики можно найти оптимальное распределение для любого ограничения мощности.

Предположим, что для рассмотренного предприятия введено ограничение $P_{p\Sigma} = 62$ МВт.

Этому значению мощности из кривой Σ рис. 9 соответствует точка В. Прямая, параллельная оси абсцисс, проведенная через точку В, определит на пересечении с характеристиками установок 1, 2 и 3 их мощности, отвечающие оптимальному распределению ограниченной мощности /т.е. при $P_{p\Sigma} = 62$ МВт, имеем $P_{opt1} = 8$ МВт, $P_{opt2} = 17$ МВт и $P_{opt3} = 37$ МВт, всего $8+17+37 = 62$ МВт/.

Приложение Б
к "Указаниям по регулированию режимов электропотребления"

ПЛАН-ГРАФИК
постоянно-действующих регулировочных мероприятий

Зав. предприятие	Министерство (ведомство) предприятие	Максимальная нагрузка предприятия						Мероприятия по снижению нагрузки	Величина снижения нагрузки от ожидаемого максимума			
		Заявленный максимум прошедшего года	Максимум режимного дня декабря прошедшего года		Ожидаемый максимум	утренний	вечерний		кВт		%	
			утренний	вечерний					утренний	вечерний		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

- Примечание: 1. Величина ожидаемого максимума предприятия определится в соответствии с действующими "Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)".
2. Заполнить все графы таблицы.

Приложение 2
к указаниям по регули-
рованию режимов электропотребления"

ПЛАН-ГРАФИК
проведения непостоянно-действующих регулировочных мероприятий

МФ пп	Министерство (ведомство) предприятие	Максимальная нагрузка предприятия						Мероприятия по снижению нагрузки	Время проведения мероприятий		Величина снижения нагрузки от ожидаемого максимума			
		Заявленный		максимум	Ожидаемый		Число месяц		Часы суток	кВт		%		
		максимум	режимного	максимум	утрен-	вечер-				утрен-	вечер-			
		прошедшего	дня декабря	прошедшего	ний	ний	ний		ний	ма	ма	ма	ма	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Примечание: 1. Величина ожидаемого максимума предприятия определяется в соответствии с действующими "Указаниями по определению заявляемой мощности предприятия в часы максимума энергосистемы (договорной)".

2. Заполнить все графы таблицы.

Приложение 3
к "указаниям по регули-
рованию режимов электропотребления"

ПЛАН-ГРАФИК
введения перспективных регулировочных мероприятий

№ п/п	Министерство (ведомство) предприятие	Мероприятия по снижению нагрузок	Срок введения мероприятия
I	2	3	4

Приложение 4

к "указаниям по
регулированию режимов электро-
потребления"

СВЕДЕНИЯ

о проведении работы по регулированию
максимальных нагрузок энергосистемы

№ п/п	Снижение нагрузки по отдельным группам мероприятий	Ожидаемая нагрузка энергосистемы	Величина снижения нагрузки от ожидаемой нагрузки энергосистемы			
			кВт		%	
			утреннего максимума	вечернего максимума	утреннего максимума	вечернего максимума
1	2	3	4	5	6	7

1. Постоянно действующие регулировочные мероприятия
2. Постоянно действующие регулировочные мероприятия
3. Мероприятия, рассчитанные на перспективу

Всего:

(без учета перспективных регулировочных мероприятий)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михайлов В.В., Тарифы и режимы электропотребления, М. "Энергия" 1974, 128 с.
2. Горштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. М.-Л., Госэнергоиздат, 1949, 220 С.

СОДЕРЖАНИЕ

1	Директивная часть	I
2	Методическая часть	I3
3	Раздел I Введение	I3
4	Раздел 2 Оптимизация режимов электропотребления по минимуму народнохозяйственных затрат	
5	Раздел 3 Вариантные расчеты по оптимизации режимов электропотребления	
6	Раздел 4 Оптимизация режимов при ограничениях	
7	Приложения	
8	литература	

Подписано в печать 7.08.79

Формат 60x84^I/16

Бумага Типогр. Ротапринт

Усл.печ.л. 3,95

Уч.-изд.л. 3,2 Тираж 1040 экз.

Заказ №816 Цена 48 коп.

Центр научно-технической информации по энергетике и электрификации Минэнерго СССР, Москва, проспект Мира, дом № 68

Типография Информэнерго, Москва, I-й Переяславский пер., д. 5