

6
А 67

327

Министерство высшего и среднего специального
образования РСФСР

Новосибирский электротехнический институт

+

Н.А.МУРАШКО

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ КРАТКОСРОЧНОГО
РЕЖИМА ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ

(Специальность 05.275 - Электрические се-
ти и системы)

Автореферат диссертации
на соискание ученой сте-
пени кандидата техниче-
ских наук.

Новосибирск - 1971

Министерство высшего и среднего специального
образования РСФСР

Новосибирский электротехнический институт

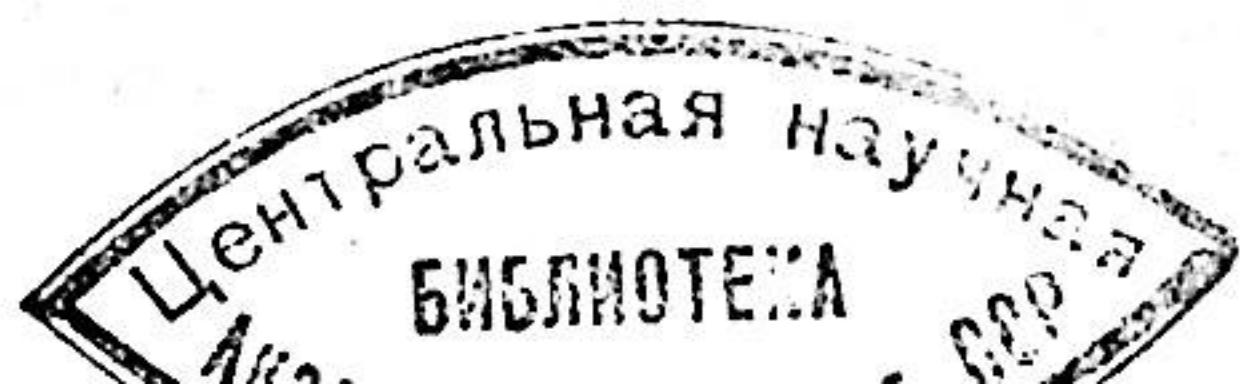
Н.А.МУРАШКО

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ КРАТКОСРОЧНОГО
РЕЖИМА ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ

(Специальность 05.275 - Электрические се-
ти и системы)

Автореферат диссертации
на соискание ученой сте-
пени кандидата техниче-
ских наук.

Новосибирск - 1971



Работа выполнена в Сибирском энергетическом институте
СО АН СССР

Научный руководитель — к.т.н., ст.научный сотрудник
Л.А.КРУММ

Официальные оппоненты:

д.т.н., профессор Г.М.ПАВЛОВ
к.т.н., доцент Т.А.ФИЛИПОВА

Ведущее предприятие — Объединенное диспетчерское управление
энергосистемами Сибири

Автореферат разослан " " _____ 1971 г.

Защита диссертации состоится " " 8 марта 1971 г.
на заседании Ученого Совета по присуждению ученых степеней
Новосибирского электротехнического института

Отзыв в двух экземплярах просим прислать по адресу:
г.Новосибирск, 87, проспект Карла Маркса, 20, Ученому секретарю
Совета Института

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института

Ученый секретарь Совета
к.ф.-м.н., доцент

Б.Н.ГУЛЬКО

Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) актуальна в связи с созданием в СССР объединенных электроэнергетических систем (ОЭЭС) и особенно единой электроэнергетической системы (ЕЭЭС). Одной из важнейших задач АСДУ является оптимальное управление нормальными режимами ЭЭС, которое для современных сложных ЭЭС обеспечивает значительный экономический эффект.

Для упрощения решения этой сложной задачи целесообразно свести ее к иерархии последовательно и параллельно решаемых подзадач, выделяемых во времени и пространстве. Важную роль при этом имеют краткосрочные режимы ЭЭС, соответствующие недельному или суточному циклам управления.

Для сложных ЭЭС объем задачи краткосрочного управления может быть очень большим. Поэтому целесообразно использовать ее разделение (декомпозицию) на пространственную иерархию подзадач, соответствующих отдельным подсистемам ОЭЭС. Это соответствует иерархическим принципам построения АСДУ и позволяет не только уменьшить трудоемкость решения задачи, но и сократить объем информации, передаваемой по каналам связи в системе управления ЭЭС.

Из-за сложности современных ОЭЭС необходим комплексный подход к решению задачи при учете в математической модели точными уравнениями, описывающими действительное состояние системы, всех основных факторов и ограничений как ЭЭС, так и требований смежных с энергетикой отраслей народного хозяйства.

Необходимо также отметить, что для сложных ЭЭС большое самостоятельное значение приобретает решение задачи расчета допустимого режима ЭЭС, поскольку без таких расчетов оперативное ведение режима сложных ЭЭС становится затруднительным.

Используя как эталонные модели расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС, разработанные на основе комплексного подхода, можно определить области эффективного применения различных упрощенных моделей.

Целью данной работы является развитие методических положений и алгоритма комплексного расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС с учетом иерархической структуры системы управления ЭЭС. Вопросы, рассмотренные в данной работе, являются частью широкой проблемы оптимального управления ЭЭС, разрабатываемой в лаборатории оптимизации электрических систем Сибирского энергетического института СО АН СССР под руководством к.т.н.

Л.А.Крумма.

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и двух приложений.

1. Принципы выбора модели ЭЭС в краткосрочном цикле управления и метода комплексной оптимизации краткосрочного режима

Для современных ЭЭС характерны большое число узлов расчетной схемы, сложная разветвленная сеть электрических связей высокого напряжения, мощные магистральные линии электропередач большой протяженности, а также каскады ГЭС. Режимы таких систем, рассчитанные без учета каких-либо существенных факторов и ограничений, не могут быть реализованы без снижения надежности и экономичности функционирования систем, качества энергоснабжения потребителей, а также качества экономичности работы участников комплексных гидроузлов.

Поэтому для электрической системы в модели используются точные схемы замещения элементов и уравнения ее стационарного режима. Учитываются все ограничения как на параметры узлов, так и электрических связей. Для ТЭС учитываются ограничения по скорости изменения активных и реактивных мощностей ТЭС, важные для современных сложных ЭЭС с очень неравномерными графиками нагрузок узлов, а также ограничения по величине расхода топлива (выработке электроэнергии) на ТЭС за краткосрочный цикл управления. Для ГЭС учитывается каскадность и неустановившиеся режимы в нижних бьефах ГЭС, ограничения как на параметры ГЭС, так и на уровни верхнего и нижнего бьефов и скорости их изменения. Последние очень важны для неэнергетических участников комплексных гидроузлов. Учет требований этих участников в виде ограничений, а не в форме характеристик ущерба обоснован тем, что во-первых, последние пока недостаточно известны, во-вторых, по моему мнению, не всегда ущербы могут быть объективно оценены, что ставит под сомнение возможность их использования.

При решении задачи оптимизации краткосрочного режима ЭЭС с учетом иерархической структуры управления их режимами используются эквивалентные характеристики подсистем, построенные для условий комплексной оптимизации по предлагаемой методике.

Задача расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима в настоящей работе решается в детерминированном виде, предполагая, что известен прогноз информации, имеющий случайные

составляющие. Это представляется возможным по двум соображениям. Во-первых, значение учета случайного характера исходной информации для краткосрочных режимов сравнительно невелико и возможно применение двухэтапного процесса решения задачи: прогнозирование информации, имеющей случайный характер, и затем решение задачи расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима в детерминированном виде. Во-вторых, исследования ряда авторов показывают, что решение задачи в вероятностной постановке может быть сведено к использованию детерминированных моделей как основного аппарата.

Что касается учета неопределенного характера исходной информации (в частности, характеристик относительных приростов ТЭС), то проведенные экспериментальные расчеты показали, что решение задачи в детерминированном виде позволяет получить основную экономическую эксплуатационных затрат. Для уточнения решения задачи на основе минимаксных критериев можно определить исходную информацию, имеющую неопределенный характер, так, чтобы сокращение возможной экономии эксплуатационных затрат в ЭЭС было бы наименьшим. Затем при полученных значениях исходной информации задача расчета оптимальных краткосрочных режимов решается в детерминированном виде.

Для современных сложных ЭЭС важным является комплексное решение задачи расчета допустимого и оптимального состава работающего оборудования и краткосрочного режима. С участием автора разработан алгоритм решения этой задачи, основанный на сочетании метода приведенного градиента и методов целочисленного программирования. Однако реализация такого строгого решения задачи на ЭЦВМ среднего класса не позволяет полностью решать задачу для сложных ЭЭС за время, приемлемое с точки зрения оперативного управления их режимами. Поэтому реализация разработанного алгоритма намечается на ЭЦВМ третьего поколения.

В данной работе задача решается при заданном составе работающих агрегатов ТЭС с приближенной оптимизацией состава работающих агрегатов ГЭС. Предполагается, что состав агрегатов ТЭС может быть задан на основе опыта эксплуатации ЭЭС или расчетов по существующим алгоритмам и программам оптимизации состава.

Задача оптимизации краткосрочного режима ЭЭС может быть сформулирована как задача нелинейного программирования

$$\min \{ H(Z) \} \quad (1.1)$$

при ограничениях

$$\left. \begin{aligned} Z_{\min} \leq Z \leq Z_{\max} \\ W(Z) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

В (1.1) H – суммарные затраты в ЭЭС в краткосрочном цикле управления, включающие как затраты на топливо, так и ущербы потребителей электроэнергии от изменения напряжения и ущерба неэнергетических участников комплексных гидроузлов от колебаний уровней бьефов ГЭС. Из-за недостатка информации об этих ущербах они в (1.1) не включаются и задача минимизации (1.1) решается при наложении ограничений на вектор Z параметров ЭЭС в краткосрочном цикле управления. Ограничения в форме неравенств в (1.2) устанавливают допустимые пределы изменения параметров с точки зрения надежности режима ЭЭС и минимума возможных ущербов. Равенства в (1.2) – уравнения стационарного режима электрической системы и ГЭС, а также уравнения ограничения расхода энергоресурсов за цикл управления для ГЭС и ТЭС.

При выборе метода решения задачи (1.1) – (1.2) необходимо учитывать два основных фактора: возможность и эффективность учета ограничений в форме неравенств и время решения задачи.

Для решения задачи (1.1) – (1.2) можно использовать различные методы: вариационного исчисления, нелинейного программирования, случайного поиска, динамического программирования, принцип максимума Л.С.Понтрягина. Наиболее широкое распространение получили методы первых двух групп. Для методов вариационного исчисления это объясняется их наиболее ранним применением для решения задачи оптимизации режимов ЭЭС, а для методов нелинейного программирования – рядом их преимуществ перед другими методами.

При использовании классических методов вариационного исчисления дифференциальные уравнения Эйлера обычно заменяются алгебраическими, которые решаются итеративными методами, то-есть для решения задачи на условный экстремум применяется метод неопределенных множителей Лагранжа (В.М.Горюштин, И.М.Маркович, Л.В.Холмский, Х.Ф.Фазылов, Г.М.Павлов, В.С.Шаханов, Л.К.Кирхмайер, Г.Эдельман и другие).

Недостаток методов классического вариационного исчисления – трудность учета ограничений в форме неравенств. Он устраняется применением метода штрафных функций или метода обобщенных множителей Лагранжа. Однако при этом решение задачи для сложных ЭЭС

может быть трудоемким из-за сильного замедления сходимости вычислительного процесса в первом случае и необходимости ввода большого числа дополнительных переменных во втором случае. Поэтому для упрощения задачи приходится пренебрегать рядом факторов и ограничений.

При использовании методов нелинейного программирования задача оптимизации режимов ЭЭС решается непосредственно в постановке (1.1) – (1.2) (Л.А.Крумм, К.А.Смирнов, Б.Г.Сокаппа, Дж.Карпентье, П.Сиру, Л.К.Кирхмайер, С.Фукуда, В.Ф.Тинней, Г.В.Доммель и другие).

Достоинством методов нелинейного программирования является возможность эффективного учета ограничений в форме неравенств.

В данной работе для решения задачи используется метод приведенного градиента (МПГ), основные положения которого разработаны к.т.н. Л.А.Крумом. Благодаря использованию теории неявных функций, поиска допустимого и оптимального направления спуска, смены координат и ряда других оригинальных приемов МПГ сочетает в себе положительные качества ряда методов нелинейного программирования.

П. Эквивалентирование подсистем при комплексной оптимизации краткосрочного режима иерархически управляемых ЭЭС

В качестве способа локализации обработки информации по отдельным подсистемам иерархически управляемых ЭЭС в главе предлагается эквивалентирование подсистем в условиях комплексной оптимизации на основе использования принципа оптимальности.

В подсистемы включаются только объекты, режим которых в отдельных интервалах времени краткосрочного цикла управления ($t = 1, \dots, J$) (в общем случае разной длительности τ_j) можно представить не зависящим от режима в смежных интервалах (узлы электрической системы с подключенными в них нагрузками потребителей и ТЭС, а также связи между узлами). Это позволяет выполнить эквивалентирование подсистем независимо в отдельных интервалах t , что снижает его трудоемкость.

Подсистемы могут соответствовать отдельным районным ЭЭС (РЭЭС), входящим в ОЭЭС. Иногда одну РЭЭС целесообразно представить несколькими подсистемами. Оптимальное выделение подсистем должно

базироваться на анализе системы управления режимами ОЭС, включающей как ЭЦВМ, так и средства сбора, передачи и хранения информации.

Задачу оптимизации краткосрочного режима ЭЭС, разделенной на ($\nu = 1, \dots, K$) подсистем, в предположении, что параметры режима ЭЭС в течение каждого из интервалов t постоянны и равны их среднеинтервальным значениям, можно сформулировать следующим образом.

Минимизировать функцию

$$H = \sum_{t=1}^J \sum_{\nu=1}^K H_{\nu t}(Y_{\nu t}, Y_{\delta \nu t}) \cdot \tau_t \quad (2.1)$$

при ограничениях

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{\nu t \min} \leq Y_{\nu t} \leq Y_{\nu t \max}; \\ X_{\delta \nu t \min} \leq X_{\delta \nu t}(Y_{\delta \nu t}) \leq X_{\delta \nu t \max}; \\ Y_{\delta \nu t \min} \leq Y_{\delta \nu t} \leq Y_{\delta \nu t \max}; \end{array} \right\} \nu \in \Pi, t \in I_t \quad (2.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{t=1}^J y_{\nu t} \cdot \tau_t \leq A_{\nu}; \\ W_t(Y_{\nu t}) = 0; \end{array} \right\} \nu \in \Pi, t \in I_t \quad (2.3)$$

где $\Pi = (1, \dots, K)$ - множество подсистем, а $I_t = (1, \dots, J)$ - множество интервалов времени.

В (2.1) $H_{\nu t}$ - затраты на производство и распределение электроэнергии подсистемы ν в интервале t , зависящие от $Y_{\nu t}$ - вектора граничных переменных, характеризующих внешние воздействия на подсистему ν и $Y_{\delta \nu t}$ - вектора ее внутренних независимых переменных в интервале t .

Вектор $X_{\delta \nu t}$ зависимых переменных подсистемы ν в интервале t определяется как решение при заданных $Y_{\nu t}$ и $Y_{\delta \nu t}$ векторного уравнения стационарного режима ν подсистемы в интервале t

$$\{ W_{\nu t}(Y_{\nu t}, X_{\delta \nu t}(Y_{\delta \nu t}), Y_{\delta \nu t}) = 0 \mid \nu \in \Pi, t \in I_t \}. \quad (2.4)$$

Первые ограничения интегрального типа в (2.4) могут быть наложены на некоторые компоненты $y_{\nu t}$ векторов $Y_{\nu t}$. В качестве таких ограничений рассматриваются, например, ограничения расхода энергоресурсов на ГЭС за краткосрочный цикл управления. Величина A_{ν} означает предельно допустимую величину расхода энергоресурсов. Ограничения в виде равенств в (2.3) - уравнения связи

переменных подсистем ν в отдельных интервалах t (например, ограничения по скорости изменения параметров в случае их фиксации на соответствующих пределах), а также уравнения, связывающие между собой граничные переменные всех подсистем в отдельных интервалах t .

В качестве граничных принимаются узлы, в которых имеются междисциплинарные связи, а также узлы с ГЭС, входящие в подсистему ν . В $Y_{\nu t}$ входят суммарные активные и реактивные нагрузки потребителей подсистемы (при известных коэффициентах распределения нагрузок между узлами подсистемы) и переменные граничных узлов подсистемы (векторы напряжений и междисциплинарные потоки мощностей).

Задачу (2.1) - (2.3) можно представить в виде:

$$\min H = \sum_{t=1}^J \sum_{\nu=1}^K H_{\nu t}(Y_{\nu t}) \cdot \tau_t \quad (2.5)$$

при ограничениях (2.3) и

$$\{ D_{\nu t}(Y_{\nu t}) \leq 0 \mid \nu \in \Pi, t \in I_t \}. \quad (2.6)$$

Зависимости для интервала t

$$H_{\nu t} = H_{\nu t}(Y_{\nu t}), \quad (2.7)$$

$$D_{\nu t} = D_{\nu t}(Y_{\nu t}), \quad (2.8)$$

соответственно - эквивалентная характеристика затрат подсистемы ν и эквивалентная характеристика, определяющая допустимую область изменения вектора $Y_{\nu t}$ с точки зрения существования допустимых режимов подсистемы ν . Ограничения, представленные в виде нелинейных вектор - функций (2.8), определяют допустимую область (2.2) в координатах вектора $Y_{\nu t}$.

Решение задачи (2.1) - (2.3) с применением эквивалентных характеристик (2.7) - (2.8) является двухэтапным. На первом этапе, используя предварительно построенные характеристики (2.7) - (2.8) выполняется расчет оптимального краткосрочного режима ОЭС (решением задачи (2.5) - (2.6)). Поскольку нагрузки потребителей подсистемы ν , входящие в векторы $Y_{\nu t}$, заданы, функция (2.5) минимизируется относительно параметров граничных узлов. На втором этапе при полученных оптимальных значениях векторов $Y_{\nu t}$ независимо по отдельным подсистемам выполняется корректировка режима подсистем (решением подзадач минимизации отдельных слагаемых функции (2.1) по векторам $Y_{\delta \nu t}$). Для ускорения такой

корректировки при построении (2.7) - (2.8) целесообразно получить зависимости $Y_{gvt} = Y_{gvt}(Y_{gvt})$.

Чтобы решение задачи (2.5) - (2.6) было эквивалентно решению (2.1) - (2.3) с точки зрения граничных параметров, характеристики (2.7) - (2.8) следует строить, используя принцип оптимальности - на основе информации об оптимальных и допустимых режимах подсистем, полученных для ряда заданных значений векторов Y_{gvt} .

Для построения характеристики (2.7) можно использовать информацию об оптимальных режимах подсистем в условиях эксплуатации, для вычисления характеристик (2.8) необходимы специальные расчеты. В работе приведен алгоритм получения информации о граничных точках допустимой области (2.8).

Для использования зависимостей (2.7) - (2.8) при решении задачи (2.5) - (2.6) их целесообразно аппроксимировать полиномами. Для этого эффективно применение методов регрессионно-дисперсионного анализа, позволяющих не только выбрать наилучшую форму аппроксимирующих полиномов, но и выявить наиболее сильно влияющие внешние параметры. С целью повышения точности аппроксимации характеристику (2.8) можно аппроксимировать несколькими полиномами, соответствующими условию равенства нулю отдельных компонент вектор - функции (2.8).

Необходимо отметить, что характеристики (2.7) - (2.8) нужно строить не для всех интервалов t , а только для интервалов t , характерными составами работающего оборудования подсистем.

Для снижения трудоемкости эквивалентирования подсистем в диссертации проведен анализ особенностей эквивалентлируемых подсистем с целью сокращения размерности векторов Y_{gvt} . Показана возможность применения для указанной цели коэффициентов распределения суммарных нагрузок подсистем между их узлами и рассмотрены способы сокращения числа граничных узлов подсистем.

В некоторых конкретных случаях часть узлов ЭЭС целесообразно не включать в состав эквивалентлируемых подсистем, а учитывать при решении задачи (2.5) - (2.6) в отдельных узлах, наряду с обобщенными узлами, замещающими подсистемы. В качестве отдельных узлов могут быть следующие узлы: с ГЭС, с отбором мощностей от межсистемных связей, с крупными ТЭС и с ТЭС, имеющими ограничения по выработке электроэнергии за цикл управления (ТЭС с ЭЗ).

При решении задачи (2.5) - (2.6) в качестве связей между узлами рассматриваются межсистемные связи. Эквивалентные характе-

ристики допустимой области (2.8) обобщенных узлов могут быть при этом сведены при помощи ввода дополнительных переменных к ограничениям, свойственным обычным узлам.

Предлагаемый способ эквивалентирования иллюстрируется на примере одной из подсистем ОЭЭС Сибири. Характеристика (2.7), построенная на основе обобщения информации о серии рассчитанных оптимальных режимов подсистемы при представлении граничных переменных тремя значениями (уровнями квантования), имеет точность $\pm 2\%$. Точность (2.7), естественно, повышается при увеличении числа уровней квантования граничных переменных.

Рассмотрены основные положения применения методов регрессионно-дисперсионного анализа для обработки информации с целью построения эквивалентных характеристик подсистем.

III. Основные методические положения комплексного учета допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС

Для определения оптимального краткосрочного режима ОЭЭС, состоящей из множества S_0 обобщенных и отдельных узлов, минимизируется функция суммарных затрат на производство и распределение электроэнергии

$$H = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{v=1}^N H_{v,t}(Y_{v,t}^u, X_{v,t}^p) + H_{ot}(X_t^p, P_t^p) \right) \cdot \tau_t. \quad (3.1)$$

Затраты $H_{v,t}$ в обобщенном узле v в интервале t зависят от $Y_{v,t}^u$ - вектора аргументов и модулей напряжений и $X_{v,t}^p$ - вектора активных и реактивных межсистемных потоков мощностей граничных узлов.

Входящее в (3.1) слагаемое $H_{ot}(X_t^p, P_t^p)$ - суммарные затраты во множестве S_0 отдельных узлов в интервале t в функции от вектора X_t^p активных генерируемых мощностей ТЭС этого же множества S_0 , а также от вектора P_t^p активных генерируемых мощностей ТЭС с ЭЗ в этом интервале, присоединенных к узлам множества $S_0^p \subset S_0$, то-есть $P_t^p = \{P_{it}^p | i \in S_0^p\}$.

Обозначая вектор реактивных генерируемых мощностей всех ТЭС и ТЭС как X_t^q , введем вектор $X_t^p = (X_{v,t}^p, X_t^q, X_t^a)$, который является явной функцией

$$X_t^p = X_t^p(Z_t). \quad (3.2)$$

Вектор Z_t аргументов и модулей векторов напряжений узлов

множества S'_0 и комплексных коэффициентов трансформации ветвей, связывающих эти узлы, разделяется на вектор X'_t - зависимых параметров и Y'_t - независимых параметров.

Из векторного уравнения балансов активных и реактивных мощностей в узлах множества S'_0

$$W_t(X'_t, Y'_t) = 0 \quad (3.3)$$

определяется вектор X'_t и неявная функция $X'_t = X'_t(Y'_t)$. Входящий в (3.3) вектор Y'_t - вектор всех независимых параметров электрической системы в узлах множества S'_0

$$Y'_t = (Y'_t, P_{rt}, P_{rt}^3), \quad (3.4)$$

где $P_{rt} = \{P_{r\ell} | \ell \in S_r\}$ - вектор активных генерируемых мощностей ГЭС, присоединенных во множестве узлов S_r (в некоторых обобщенных и отдельных узлах).

Вектор всех зависимых параметров электрической системы в узлах множества S'_0 представляется как

$$X_t(Y_t) = \{X'_t(Y'_t), X''_t(Y'_t), D_{\text{зат}}(Y'_t) | \forall \ell \in \Pi, t \in I_t\} \quad (3.5)$$

Предполагается, что для ГЭС задан объем сработки или наполнения водохранилищ за краткосрочный цикл управления. С учетом неустановившихся режимов в нижнем бьефе и каскадного расположения ГЭС, принимая в качестве независимых параметров ГЭС турбинные расходы воды, вектор зависимых параметров ℓ -й ГЭС определяется как функция

$$X_{r\ell} = X_{r\ell}(Y_{r(\ell-1)}^a, Y_{r\ell}^a). \quad (3.6)$$

В (3.6) $X_{r\ell} = \{X_{r\ell t} | t \in I_t\}$ - вектор активных генерируемых мощностей и уровней верхнего и нижнего бьефов ℓ -й ГЭС, $Y_{r(\ell-1)}^a = \{Q_{r(\ell-1)} | t \in I_t\}$ и $Y_{r\ell}^a = \{Q_{r\ell t} | t \in I_t\}$ - соответственно векторы турбинных расходов воды вышерасположенной в каскаде ($\ell-1$)-й ГЭС и ℓ -й ГЭС.

Вектор всех независимых параметров ЭЭС и ГЭС во всех интервалах t определяется как

$$Y = \{(Y'_t | t \in I_t), (Y_{r\ell}^a | \ell \in S_r), (Y_{ri}^3 | i \in S_r^3)\}, \quad (3.7)$$

а вектор зависимых параметров

$$X = \{(X_t | t \in I_t), (X_{r\ell} | \ell \in S_r)\}. \quad (3.8)$$

В (3.7) $Y_{ri}^3 = \{P_{rit}^3 | t \in I_t\}$ - вектор активных генерируемых мощностей

тей i -й ТЭС с Эз.

На основе приведенных соотношений затраты (3.1) определяются как функция

$$H[X(Y), Y] = H(Y), \quad (3.9)$$

которая минимизируется при ограничениях:

$$\left\{ Y'_{t \min} \leq Y'_t \leq Y'_{t \max}; X'_{t \min} \leq X'_t(Y'_t) \leq X'_{t \max}; \left| t \in I_t \right. \right\}, \quad (3.10)$$

где $F'_t[Y'_t, X'_t(Y'_t), X''_t(Y'_t)]$ - вектор токов и активных мощностей в концах электрических связей;

$$\left\{ Y^3_{ri \min} \leq Y^3_{ri} \leq Y^3_{ri \max}; \sum_{t=1}^T P^3_{rit} \cdot \tau_t \leq \Theta_{zi} | i \in S_r^3 \right\}; \quad (3.11)$$

$$\left\{ Y^a_{r\ell \min} \leq Y^a_{r\ell} \leq Y^a_{r\ell \max}; X^a_{r\ell \min} \leq X^a_{r\ell}(Y^a_{r(\ell-1)}, Y^a_{r\ell}) \leq X^a_{r\ell \max} \left| \ell \in S_r \right. \right\} \quad (3.12)$$

и

$$C_{\text{сброс}} \leq \frac{1}{\tau_t} (f_{mt} - f_{m(t-1)}) \leq C_{\text{набор}}. \quad (3.13)$$

В (3.11) Θ_{zi} - максимально допустимая величина выработки электроэнергии i -й ТЭС с Эз за краткосрочный цикл управления.

В (3.12) $Q_{r\ell t}$ - расход приточности ℓ -й ГЭС в интервале t .

$\Delta V_{z\ell}$ - объем сработки водохранилища ℓ -й ГЭС за краткосрочный цикл управления. Ограничение (3.13) в обобщенной форме - ограничение по скорости изменения параметра f_m (например, активных генерируемых мощностей ТЭС, уровней бьефов ГЭС). В (3.13) $C_{\text{набор}}$, $C_{\text{сброс}}$ - ограничения по скорости возрастания и снижения параметра f_m .

Если исходное приближение вектора Y независимых переменных таково, что ограничения (3.10) - (3.13) могут быть удовлетворены - режим является допустимым, осуществляется оптимизация режима в допустимой области. В противном случае решается задача ввода режима в допустимую область. Обе задачи решаются путем изменения оптимальным образом вектора Y . Для этой цели используется метод приведенного градиента.

Для ввода режима в допустимую область минимизируется некоторая комбинация отклонений Δf_m контролируемых параметров за их

соответствующие допустимые пределы, заданные ограничениями в форме неравенств в (3.10) – (3.13)

$$\min_Y \left\{ \varphi(Y) = \sum_{m \in I'} \kappa_m \cdot \Delta f_m(Y) \right\} \quad (3.14)$$

при ограничениях

$$\{\Delta f_m(Y) \leq 0 \mid m \in I''\}, \quad (3.15)$$

где I' , I'' – соответственно, множество индексов нарушенных и ненарушенных ограничений, $\{\kappa_m \mid m \in I'\}$ – масштабные коэффициенты, используемые для ускорения ввода режима в допустимую область.

Градиент функции (3.14) определяется как

$$G_\varphi = \frac{\partial \varphi}{\partial Y} = \sum_{m \in I'} \kappa_m \frac{\partial \Delta f_m}{\partial Y} \quad (3.16)$$

Вектор производных $\partial f_m / \partial Y_t$ для функций электрической системы в отдельных интервалах t , необходимый для вычисления градиента и учета ограничений (3.15) вычисляется следующим образом

$$\frac{\partial f_m}{\partial Y_t} = \frac{\partial f_m}{\partial Y_t} \Big|_0 + \frac{\partial f_m}{\partial X'_t} \Big|_0 \cdot \frac{\partial X'_t}{\partial Y_t} \quad (3.17)$$

где матрица $\partial X'_t / \partial Y_t$ определяется из (3.3) как решение матричного уравнения

$$\frac{\partial W_t}{\partial X'_t} \cdot \frac{\partial X'_t}{\partial Y_t} = - \frac{\partial W_t}{\partial Y_t} \quad (3.18)$$

Поправки к вектору Y при решении задачи (3.14) – (3.15) определяются как

$$\Delta Y = V \cdot \lambda, \quad (3.19)$$

где V – допустимый оптимальный вектор спуска, не приводящий к нарушению ограничений (3.15), выполняющихся как равенства,

λ – шаг. Если антиградиент – G_φ не может быть принят в качестве вектора V , для определения на основе $-G_\varphi$ вектора V решается вспомогательная задача квадратичного программирования.

Шаг λ определяется как $\lambda = \min(\lambda_{opt}, \lambda_{don})$, где λ_{opt} – оптимальный шаг с точки зрения достижения с заданной точностью нулевого значения (3.14), и λ_{don} – допустимый шаг, определяемый из условия, чтобы ограничения (3.15), выполняющиеся как неравен-

ства, не нарушались при движении в направлении V .

Задача (3.14) – (3.15) решается с соблюдением с некоторой заданной точностью ограничений (3.10) – (3.13).

Градиент целевой функции (3.9) при решении задачи оптимизации (3.9) – (3.13) вычисляется как

$$G_H = \frac{\partial H}{\partial Y} + \frac{\partial H}{\partial X'} \cdot \frac{\partial X'}{\partial Y}, \quad (3.20)$$

где вектор $X' = \{X'_t \mid t \in I_t\}$, а матрица $\partial X' / \partial Y$ определяется как решение для отдельных интервалов t матричных уравнений (3.18).

Вектор V определяется решением вспомогательной задачи квадратичного программирования, при использовании в качестве исходного приближения градиента, вычисленного по (3.20). Возможность выбора вектора V при наличии разрывов в характеристиках относительных приростов ТЭС может быть обеспечена использованием в качестве G_H опорного вектора спуска, который определяется при решении указанной вспомогательной задачи квадратичного программирования. Для упрощения решения этой задачи на современных ЭЦМ, имеющих ограниченные возможности, используется сочетание выбора опорного вектора со сглаживанием разрывных участков характеристик относительных приростов ТЭС.

Допустимый шаг при решении задачи оптимизации вычисляется аналогично задаче ввода режима в допустимую область, а λ_{opt} – как решение в конечно-разностной форме уравнения $dH/d\lambda(\lambda) = 0$.

Поправки к вектору Y вычисляются по (3.19). Процесс оптимизации заканчивается при соблюдении критерия $|V| \leq \xi$, где ξ – заданная точность.

Для ускорения сходимости вычислительного процесса минимизации функции (3.9), имеющей сильно вытянутые поверхности уровня, используется масштабирование, т.е. $Y^* = KY$, где K – диагональная матрица масштабных коэффициентов, получить которую наиболее просто на основе опыта расчетов режимов ЭЭС. Масштабирование позволяет ускорить вычислительный процесс за счет сокращения вытянутости поверхностей уровня. Наряду с масштабированием эффективно применение для этой цели различных известных методов поиска свободного минимума функций, например, метода спуска по квадратично-аппроксимированной линии градиента, метода сопряженных градиентов, метода Ньютона-Рафсона или их сочетания.

Для уменьшения трудоемкости решения задач расчета допустимого

и оптимального краткосрочного режима используется линеаризация уравнений электрической системы и ГЭС на основе использования матриц $\partial X / \partial Y$, а также смена координат для снижения трудоемкости решения вспомогательной задачи квадратичного программирования для выбора вектора V .

С целью сокращения объема промежуточной информации, что очень важно для современных ЭЦВМ среднего класса с ограниченными возможностями, предлагается поэтапный ввод ограничений при определении допустимого режима, а также сочетание метода приведенного градиента с групповой релаксацией при решении задач расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима. Рассмотрены способы преодоления трудностей выбора вектора V при использовании групповой релаксации.

IV. Алгоритм комплексного расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС методом приведенного градиента в сочетании с методом групповой релаксации

Поскольку в настоящее время информация об оптимальных режимах подсистем, необходимая для построения их эквивалентных характеристик (2.7) – (2.8), отсутствует в достаточном объеме, алгоритм рассматривается в предположении, что эквивалентирование используется в наиболее простом виде, когда возможно представить подсистему одной эквивалентной ТЭС, имеющей некоторую суммарную характеристику относительных приростов.

В главе подробно рассмотрены алгоритм решения задачи и модели учета различных факторов и ограничений.

При расчете допустимого краткосрочного режима этапы выделяются таким образом, чтобы задача, решаемая на каком-либо этапе, могла быть разделена на ряд независимо решаемых подзадач меньшей размерности. Для обеспечения сходимости вычислительного процесса расчета допустимого режима в целом для ЭЭС при решении задачи на каком-либо этапе учитываются все существенные ограничения предшествующих этапов, сильно зависящие от решения на данном этапе.

Выделяются следующие этапы: расчет допустимого режима ГЭС и их каскадов, корректировка режима ГЭС с целью приближенного обеспечения допустимого режима электрической системы и расчет допус-

тимого режима электрической системы в отдельных интервалах t .

Расчет оптимального режима осуществляется путем последовательного изменения отдельных подвекторов вектора Y : ГЭС $Y_{ГЭ}$, ТЭС с ЭЗ $Y_{ТЭ}$ и векторов $Y_{\text{э}}'$ электрической системы в отдельных интервалах t . На каждом шаге изменения вектора

Y при определении вектора V можно поэтому рассматривать не все ограничения ЭЭС во всех интервалах t , а только существенные – сильно зависящие от изменяющихся компонент вектора Y .

Критерием завершения вычислительного процесса оптимизации является при этом величина снижения целевой функции (3.9) на двух смежных шагах изменения вектора Y в целом для ЭЭС.

Эти способы сокращения объемов промежуточной информации актуальны и для ЭЦВМ третьего поколения, поскольку объем решаемых задач растет, как правило, быстрее, чем возможности ЭЦВМ.

Сочетание метода приведенного градиента с групповой релаксацией позволяет, кроме того, ускорить решение задачи оптимизации в условиях оперативной корректировки при небольших локальных изменениях исходной информации.

При расчете допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС ГЭС представляются набором эксплуатационных характеристик, аппроксимированных полиномами: зависимостей к.п.д. гидроагрегатов от расхода и напора воды, зависимостей уровней верхнего и нижнего бьефов, соответственно, от объемов водохранилищ и расходов воды в нижние бьефы. С целью упрощения учета каскадности ГЭС и неустановившихся режимов в нижних бьефах в качестве независимых параметров принимаются турбинные расходы воды.

Приточность к нижерасположенной $(l+1)$ -й ГЭС каскада, обусловленная расходами вышерасположенный l -й ГЭС, вычисляется как график среднеинтервальных расходов в нижнем бьефе l -й ГЭС, сдвинутый на время добегания волны $\tau_{ge} = \text{const}$ между l -й и $(l+1)$ -й ГЭС.

Для учета неустановившихся режимов в нижних бьефах ГЭС используются линеаризованные уравнения Сен-Венана в предположении, что график расходов в нижнем бьефе удовлетворяет условию периодичности и представляется в виде ряда Фурье.

Алгоритм учета неустановившихся режимов с использованием линеаризованных уравнений Сен-Венана требует небольших затрат машинного времени и, как показывают расчеты, дает хорошие резуль-

таты. Кроме того, разложение графика расходов верхней ГЭС каскада в ряд Фурье можно использовать для определения приточности к нижней ГЭС с учетом времени добегания волны τ_{dl} . Подпор для ℓ -й ГЭС от нижерасположенной $(\ell+1)$ -й ГЭС учитывается, используя для ℓ -й ГЭС кривую связи, соответствующую среднему подпору в течение суточного цикла управления.

В главе рассмотрен алгоритм расчета допустимого режима ГЭС и выражения для вычисления всех параметров и производных, необходимых для решения этой задачи. С целью уменьшения трудоемкости решения вспомогательной задачи квадратичного программирования для выбора вектора V при определении допустимого режима ГЭС и последующей его оптимизации линейные ограничения по водным ресурсам — равенства, входящие в (3.12), можно учесть либо проективным методом Розена, либо выделением балансирующего интервала, расход Q_{et} в котором принимается зависимым параметром. Расчеты показывают, что эффективность этих способов примерно одинакова. В алгоритме реализован первый способ.

Стационарный режим электрической системы в каждом интервале t рассчитывается при заданных активных генерируемых мощностях ГЭС решением систем уравнений (3.3) баланса активных и реактивных мощностей в узлах.

Электрические связи между узлами представляются П-образными схемами замещения, а сетевые мощности узлов вычисляются как функции от векторов напряжений и комплексных коэффициентов трансформации.

Нелинейные системы уравнений (3.3) для отдельных интервалов t решаются методом Ньютона-Рафсона, обладающим рядом преимуществ перед другими методами. Необходимость расчета допустимого режима электрической системы в интервале t возникает, если при заданном векторе Y после расчета стационарного режима электрической системы некоторые ограничения в форме неравенств (3.10) оказываются нарушенными.

При оптимизации режима электрической системы в отдельных интервалах t градиент целевой функции (3.9) по вектору Y'_t вычисляется как

$$\frac{\partial H}{\partial Y'_t} = E_t \left(\frac{\partial P_{rit}}{\partial Y'_t} + \frac{\partial P_{rit}}{\partial X'_t} \cdot \frac{\partial X'_t}{\partial Y'_t} \right). \quad (4.1)$$

В (4.1) P_{rit} — вектор активных генерируемых мощностей ТЭС

без ограничений по Эз; $E_t = \partial H / \partial P_{rit}$ — вектор относительных приростов этих ТЭС, вычисляемый по характеристикам относительных приростов $\varepsilon_{it} = \varepsilon_{it}(P_{rit})$.

В работе рассмотрено вычисление всех производных, необходимых для учета ограничений при расчете допустимого и оптимального режима электрической системы в отдельных интервалах t с учетом ограничений по скорости изменения активных генерируемых мощностей ТЭС.

Поскольку целевая функция (3.9) явно зависит от параметров режима ГЭС, при оптимизации режима ГЭС компоненты градиента по турбинным расходам воды вычисляются как

$$\frac{\partial H}{\partial Q_{et}} = \sum_{k=t}^T \sum_{i \in S_t} \varepsilon_{ik} \left(\frac{\partial P_{rik}}{\partial P_{rek}} \cdot \frac{\partial P_{rek}}{\partial Q_{et}} + \frac{\partial P_{rik}}{\partial P_{r(\ell+1)k}} \cdot \frac{\partial P_{r(\ell+1)k}}{\partial Q_{et}} \right). \quad (4.2)$$

В (4.2) S_t — множество узлов электрической системы с ТЭС без ограничений по Эз и для интервала времени k : $\varepsilon_{ik} = \partial H / \partial P_{rik}$ — относительный прирост i -й ТЭС; $\partial P_{rik} / \partial P_{rek}$ и $\partial P_{rik} / \partial P_{r(\ell+1)k}$ — производные активных генерируемых мощностей i -й ТЭС по активным генерируемым мощностям ℓ -й и $(\ell+1)$ -й ГЭС; $\partial P_{rek} / \partial Q_{et}$ и $\partial P_{r(\ell+1)k} / \partial Q_{et}$ — производные активных генерируемых мощностей ГЭС по турбинным расходам воды.

Выражение (4.2) приведено для случая ℓ -й и $(\ell+1)$ -й каскадно расположенных ГЭС. В случае одиночных ГЭС и для нижерасположенных ГЭС каскадов в (4.2) исчезает второе слагаемое. Если за $(\ell+1)$ -й ГЭС в каскаде следует еще $(\ell+2)$ -я, то $\partial H / \partial Q_{(\ell+1)t}$ вычисляется по аналогичному выражению.

Оптимальный состав работающих агрегатов ГЭС в алгоритме определяется приближенно без учета пусковых расходов по наибольшему к.л.д. при расчете стационарного режима ГЭС. При этом определяются также интервалы t , в которых целесообразно остановить ГЭС, имеющие водохранилища ограниченного суточного регулирования.

При оптимизации режима ТЭС с Эз подвектор градиента целевой функции (3.9) по вектору P_{rit}^g активных генерируемых мощностей ТЭС с Эз в интервале t определяется следующим образом:

$$\frac{\partial H}{\partial P_{rit}^g} = \frac{\partial H}{\partial P_{rit}^g} \Big|_0 + \frac{\partial H}{\partial P_{rit}} \cdot \frac{\partial P_{rit}}{\partial P_{rit}^g}. \quad (4.3)$$

В (4.3) $\partial H / \partial P_{rit}^g \Big|_0$ и $\partial H / \partial P_{rit}$ — векторы относительных приростов ТЭС с Эз и ТЭС без ограничений по Эз в интервале t .

В работе рассмотрено вычисление всех производных, необходимых для учета существенных ограничений электрической системы во всех $t \in I_t$ при оптимизации режима ГЭС и ТЭС с ЭЗ, а также вопросы накопления этих производных во внешней памяти ЭЦВМ и их использования при решении задачи.

У. Реализация алгоритмов на ЭЦВМ и их использование в практике эксплуатационных и исследовательских расчетов

Разработанный алгоритм реализован в программах СДОК-1 для ЭЦВМ БЭСМ-2 и СДОК-2 для ЭЦВМ "Урал-2" (совместно с ОДУ Сибири). Для решения задачи в этих программах используется метод приведенного градиента.

Из-за малых возможностей указанных ЭЦВМ при реализации алгоритма был принят ряд допущений (неучет некоторых факторов и ограничений и малый предельный объем решаемой задачи). Однако эти программы были первой реализацией комплексной оптимизации краткосрочного режима и позволили осуществить успешную проверку основных методических положений на примере использования программ как для исследовательских расчетов, так и расчетов типовых оптимальных суточных режимов в практике эксплуатации ОЭС Сибири и Северо-Запада.

Основные характеристики СДОК-1: число узлов расчетной схемы ≤ 12 , число интервалов времени ≤ 24 , число связей схемы ≤ 22 , число ГЭС ≤ 6 , число ТЭС ≤ 12 . Для СДОК-2, соответственно - 15, 24, 23, 6 и 15.

При применении программ для оптимизации суточных режимов этих ОЭС для приведения задачи к указанному объему использовалось эквивалентирование подсистем - их приближенное представление эквивалентными узлами, замещающими ТЭС подсистемы, с характеристикой, равной сумме характеристик относительных приростов этих ТЭС. Задача оптимизации режима ОЭС при этом заключается в распределении нагрузки между подсистемами ОЭС, крупными выделенными ТЭС и ГЭС с учетом потерь внутри подсистем в величине суммарной нагрузки подсистем. Межсистемные связи учитываются на основе точных уравнений.

В качестве примеров расчета в работе приводятся расчет суточного режима ОЭС Сибири (рабочий день октября 1964 года - пример I) и расчет суточного режима ОЭС Северо-Запада (рабочий день января 1967 года - пример II). Для примера I - число узлов

- 8, число ТЭС - 6, (из них эквивалентных - 5), число ГЭС - 2, число связей - 9. Для примера II, соответственно - 12, 7, (из них эквивалентных - 6), 6, 12.

Приведены характеристики вычислительного процесса и основные параметры ОЭС для исходного и оптимального режимов. Сравнение результатов расчетов с фактически существовавшими режимами этих ОЭС показывает возможность получения в сутки нескольких тысяч рублей экономии эксплуатационных затрат. Расчет занял для примера I около 2 часов, а для примера II около 6 часов машинного времени, включая ввод исходной информации и печать результатов. Расчеты проводились при интуитивно выбранных масштабных коэффициентах, исходя из условия приближенного равенства порядков величин компонент градиента целевой функции по различным группам независимых параметров.

Программа СДОК-1, кроме применения в практике эксплуатационных расчетов, использована для проведения расчетов при исследовании влияния неопределенности характеристик относительных приростов ТЭС на результаты оптимизации суточных режимов.

Перевод программ на ЭЦВМ БЭСМ-4 или М-220 без усовершенствований алгоритма позволяет, как показывает анализ, сократить затраты времени при решении задачи указанного предельного объема до 30-40 минут.

На основе опыта применения программ в 1967 году совместно с ОДУ Сибири и ОДУ Северо-Запада были сформулированы требования к программам с точки зрения их быстродействия и предельного объема задачи, а также учета дополнительных факторов и ограничений, необходимых для современных сложных ОЭС.

Основные требования по объему задачи: число узлов ≤ 50 , число интервалов времени ≤ 24 , число связей ≤ 80 , число ГЭС ≤ 15 , при числе ГЭС в каждом каскаде ≤ 3 , число ТЭС ≤ 30 . В соответствии с ними в настоящее время завершается разработка программы СДОК-3 для ЭЦВМ БЭСМ-4 или М-220.

Анализ показывает, что объем внешней памяти, необходимой для эффективного решения задачи такого предельного объема при комплексном подходе с использованием только метода приведенного градиента составляет около 140000 слов. Применение предложенных способов сокращения объема промежуточной информации позволяет реализовать алгоритм решения задачи на ЭЦВМ БЭСМ-4 или М-220. Однако затраты времени на решение задачи могут быть при этом

существенно большими, чем при использовании только метода приведенного градиента. Отсюда следует вывод о необходимости применения ЭЦВМ третьего поколения для комплексного расчета суточных режимов ЭЭС при оперативном управлении.

Разработанный алгоритм реализуется в СДОК-3 в достаточно полном виде. В качестве подпрограммы в ней используется программа СДО-3 - расчета стационарных допустимых и оптимальных текущих режимов, разработанная в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР.

В главе приводятся основные параметры СДОК-3 и обсуждаются вопросы ее использования в практике эксплуатационных расчетов. Поскольку использование программ расчета допустимых и оптимальных режимов ЭЭС в практике эксплуатации тесно связано с системой сбора, переработки и накопления информации, в главе рассматривается исходная информация, необходимая для решения задачи и обсуждаются вопросы ее получения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе рассмотрения особенностей современных сложных ЭЭС в диссертации сделан вывод о необходимости комплексного подхода к решению задачи расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС с учетом иерархической структуры системы управления ЭЭС. Рассмотрены принципы, положенные в основу выбора модели ЭЭС в краткосрочном цикле управления и метода решения задачи.

2. Развита идея эквивалентирования подсистем в условиях комплексной оптимизации режимов ЭЭС как способа локализации обработки информации в иерархически управляемых ЭЭС. Рассмотрены конкретные реализации предлагаемого способа эквивалентирования, в частности, учет особенностей подсистем с целью сокращения размерности их эквивалентных характеристик. На примере реальной подсистемы рассмотрено применение методов регрессионно-дисперсионного анализа для обобщения информации об оптимальных режимах подсистем с целью построения их эквивалентных характеристик.

3. Усовершенствован метод комплексного расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима ЭЭС на основе реализации в общем виде и некоторого усовершенствования метода приведенного градиента. Для сокращения объемов промежуточной информации пред-

ложен поэтапный ввод ограничений и сочетание метода приведенного градиента с групповой релаксацией.

4. Разработан алгоритм комплексного расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима сложных ЭЭС, позволяющий учитывать достаточно полно и точно все основные факторы и ограничения. В частности, в нем учитываются достаточно точная модель расчета режима электрической системы на основе использования уравнений баланса активных и реактивных мощностей в узлах, каскадность ТЭС и неустановившиеся режимы в нижних бьефах. Принципиально новым в алгоритме является учет ограничений по скорости изменения параметров, что очень важно как для учета маневренных свойств оборудования ТЭС, так и ограничений по скорости изменения уровней бьефов комплексных гидроузлов с точки зрения неэнергетических водопотребителей и водопользователей.

5. Под руководством и при непосредственном участии автора разработанный алгоритм с некоторыми упрощениями реализован в программах СДОК-1 и СДОК-2 для ЭЦВМ БЭСМ-2 и "Урал-2", которые нашли применение для эксплуатационных и исследовательских расчетов. Эти расчеты подтвердили достаточно высокую эффективность метода приведенного градиента и показали возможность получения значительного эффекта от комплексной оптимизации краткосрочных режимов.

6. С использованием программы СДОК-1 проведено исследование влияния неопределенности характеристик относительных приростов ТЭС на результаты оптимизации суточных режимов ЭЭС. Исследование показало актуальность практического применения алгоритмов и программ комплексной оптимизации краткосрочных режимов ЭЭС в детерминированном виде и их дальнейшего усовершенствования.

7. Задачи дальнейшей работы заключаются в завершении разработки программы СДОК-3, реализующей разработанный алгоритм в достаточно полном виде, и внедрении ее в практику эксплуатационных расчетов. С использованием этой программы необходимо проведение экспериментальных исследований по отработке эффективных алгоритмов, реализующих предложенные способы сокращения объемов промежуточной информации. Эти исследования актуальны не только для современных ЭЦВМ среднего класса, но и для ЭЦВМ третьего поколения, на основе которых будут реализовываться алгоритмы для АСДУ. С использованием СДОК-3 необходимо также проведение исследований по определению рациональной структуры алгоритмов для

АСДУ с последующей реализацией на ЭЦВМ третьего поколения алгоритмов комплексного расчета допустимого и оптимального краткосрочного режима и состава работающего оборудования электростанций.

Основное содержание диссертации опубликовано в 18 работах, в том числе:

1. Мурашко Н.А. (соавторы: Антонянц Н.Г., Булатов В.П., Гамм А.З., Крумм Л.А., Шер И.А.), Оптимизация режима энергосистем как задача нелинейного программирования, Тезисы докладов Всесоюзной конференции по оптимальному математическому программированию, Новосибирск, 1965.

2. Мурашко Н.А. (соавторы: Абрамов В.В., Антонянц Н.Г., Булатов В.П., Крумм Л.А., Сыров Ю.П.), Градиентный метод оптимизации краткосрочных режимов объединенных энергосистем, имеющих в своем составе гидроэлектростанции, Доклады к научно-техническому совещанию по оптимальным режимам работы гидроэлектростанций в энергосистемах, Ч.1., Московское правление НТОЭП, М., 1966.

3. Мурашко Н.А. (соавторы: Антонова И.А., Гамм А.З., Гольдина Л.Л., Гребнев Г.И., Дививец С.Е., Каменских Е.В., Крумм Л.А., Крылов Л.Н., Марахина Т.И., Машенко Г.П., Мурашко Н.Г., Шер И.А.) Применение ЭЦВМ в проектировании и эксплуатации для расчета оптимальных режимов сложных электроэнергетических систем, Сб. "Методы математического моделирования в энергетике", Иркутск, 1966.

4. Мурашко Н.А. (соавторы: Крумм Л.А., Мурашко Н.Г.), Опыт использования программ расчета оптимальных суточных режимов в практике эксплуатационных расчетов и требования к новым алгоритмам и программам, Тезисы докладов научно-технического совещания "Применение ЭЦВМ для анализа режимов энергосистем и электрических систем", Киев, 1968.

5. Мурашко Н.А. (соавторы: Гамм А.З., Крумм Л.А., Тришечкин А.М., Шер И.А.), Применение метода приведенного градиента для расчета допустимого режима сложных электроэнергетических систем, Изв. АН СССР, "Энергетика и транспорт", 1970, № 3.

6. Мурашко Н.А. (соавторы: Гамм А.З., Воропай Н.И., Крумм Л.А., Макаров А.А., Руденко Ю.Н.), О проблеме эквивалентирования при построении математических моделей, в сб. "Оптимизация и управление в больших системах энергетики". т.1. Иркутск, 1970.

7. Мурашко Н.А. (соавторы: Абрамов В.В., Крумм Л.А.), Комплексная оптимизация состава работающих агрегатов и параметров

режима энергосистем с применением методов математического программирования, Тезисы докладов научно-технического семинара "Применение математических методов и вычислительных машин для выбора наиболее выгодного состава работающего оборудования современных энергосистем". Кишинев, 1970.

8. Мурашко Н.А. (соавторы: Абрамов В.В., Атлас Р.С., Крумм Л.А.), О влиянии и учете неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации суточного режима энергосистем, Изв. АН СССР, "Энергетика и транспорт", 1970, № 6.

9. Мурашко Н.А. (соавторы: Крумм Л.А., Мурашко Н.Г.), Комплексный расчет краткосрочного режима электроэнергетических систем на основе метода приведенного градиента, Изв. АН СССР, "Энергетика и транспорт", 1971, № 1.

Зак. № 36 от 26/I-71 г.
Тир. 180 экз. Ротапечатная ДЦНТИ Вост.-Сиб.ж.д.
Объем 1,54 уч.изд.л.
№ 00520 от 25/I-71 г.