

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ БССР

БЕЛОРУССКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО
ЗНАМЕНИ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

На правах рукописи

Х.Э. Лелумеев

ЗАДАЧА ВЕРОЯТНОСТНОГО ОПТИМАЛЬНОГО
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ В
ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И ЕЕ РЕШЕНИЕ НА АВМ

05.275 - электрические сети и системы

А в т о р е ф е р а т

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Таллин 1971

Работа выполнена на кафедре электрических систем Таллинского политехнического института.

Научный руководитель - кандидат технических наук,
доцент О.Р. Терно.

Официальные оппоненты -

доктор технических наук, профессор М.Л. Левинштейн,
кандидат технических наук С.К. Гурский.

Ведущее предприятие -

Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) энерго-
системами Северо-Запада.

Автореферат разослан " 4 " *июня* 1971 г.

Защита состоится " *10* " *августа* 1971 г. на за-
седании Совета по присуждению ученых степеней по энергетиче-
ским специальностям при Белорусском ордена Трудового
Красного Знамени политехническом институте.

Заверенный и скрепленный печатью отзыв на автореферат в
2-х экземплярах просим направлять по адресу:

г. Минск - 27, Ленинский проспект 65, Белорусский поли-
технический институт, Ученому секретарю Совета.

О дне защиты будет объявлено в газете "Вечерний Минск".

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке БПИ.

Ученый секретарь Совета,
кандидат технических наук

Л.Л. Червинский

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Одной из главных задач управления электросистемами является планирование активной нагрузки в энергосистеме. В зависимости от характера исходной информации существуют два подхода к решению задачи: детерминистический и вероятностный. Вероятностные задачи в свою очередь могут быть подразделены на вероятностно-определенные (известны статистические характеристики исходных данных) и задачи в условиях неопределенности исходных данных (характеристики неизвестны).

В вероятностной постановке до настоящего времени больше изучены вопросы планирования перспективных режимов энергосистем. Вопросы вероятностного планирования суточных режимов, в том числе и проблемы решения задач планирования в условиях неопределенности исходных данных, сравнительно мало изучены.

Малое распространение вероятностных методов планирования, разработанных до настоящего времени, обусловлено несколькими причинами. Во-первых, задача оптимального планирования режимов энергосистемы представляет собой сложную задачу нелинейного вероятностного программирования. Решение таких задач во всей строгости при больших энергосистемах даже на современных ЦВМ весьма трудоемко. Во-вторых, в большинстве опубликованных работ разработанные вычислительные методы не доведены до практического применения.

Учитывая вышесказанное, в реферируемой работе рассматриваются задачи текущего планирования активной нагрузки в

энергосистеме как в условиях вероятностно-определенности, так и неопределенности исходных данных. При этом особое внимание уделено практической применимости вероятностной методики. Изучаются также возможности решения подобных задач оптимизации на АВМ. В качестве случайных факторов задачи рассматриваются погрешности реализации оптимальных нагрузок, погрешности экономических характеристик электростанций, погрешности методики определения оптимальных нагрузок и т.д. Кроме того, в работе проводится анализ случайных факторов задачи планирования, излагается упрощенная методика определения экономического эффекта вероятностной оптимизации и дается его оценка.

2. СЛУЧАЙНЫЕ ФАКТОРЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

Необходимым условием решения вероятностных задач является наличие достоверных характеристик случайных факторов.

В реферируемой работе задача планирования рассматривается упрощенно - случайные переменные представлены в виде случайных процессов с независимыми приращениями, исчерпывающее описание которых дается одномерными законами распределения. Однако достоверная оценка этих законов распределения не всегда практически возможна. Часто придется основываться лишь на некоторых числовых характеристиках случайных переменных или на их возможных диапазонах изменения.

При текущем ведении режима можно указать на следующие случайные факторы: погрешности исходной информации (экономические характеристики электростанций; данные, необходимые для учета потерь в сети), погрешности методики определения оптимальных режимов, погрешности диспетчерской реализации

оптимальных режимов (погрешности, обусловленные оперативным персоналом при ведении режимов; погрешности измерения нагрузки; погрешности вычислительных устройств).

При планировании суточных режимов необходимо учитывать еще погрешности прогнозирования нагрузки системы, суточных расходов воды для ГЭС, аварийность оборудования и погрешности методики учета напора ГЭС.

Наиболее существенными при текущем ведении режима являются погрешности характеристик относительных приростов (ХОП), которые колеблются в больших пределах (до 30 %). Особенно большие погрешности имеют место, если для определения ХОП конкретных агрегатов не ставятся специальные опыты, а используются типовые ХОП. В последнее время довольно серьезное внимание уделяется повышению точности ХОП. Разрабатываются вычислительные методы, учитывающие изменения ХОП в ходе эксплуатации, создаются специальные приборы для измерения текущих значений относительного прироста. Однако можно полагать, что в ближайшем будущем погрешность ХОП не будет меньше 5...10 %.

Погрешности относительных приростов потерь в сети (ОПП) зависят от методики расчета и от погрешности исходных данных. Наибольшей допустимой погрешностью ОПП считается в настоящее время 10...15 % (допустимая абсолютная величина погрешности 0,02...0,03).

Более точные данные (например, законы распределения) о погрешностях ХОП и ОПП в настоящее время отсутствуют. Имеются лишь оценки их средних значений и возможных пределов изменения.

Погрешности реализации режимов могут быть также значительные (например, лишь погрешности измерения нагрузки электростанций находятся в пределах 4...5 %). В работе приведены результаты статистического анализа фактических и

плановых суточных графиков нагрузки станций. Выяснилось, что отклонения фактических нагрузок от плановых зависят от типа электростанций и от ее роли в энергосистеме. Например, отклонения для ТЭЦ зависят главным образом от тепловой нагрузки, отклонения для регулирующих станций — от состояния всей энергосистемы. Результаты анализа показали, что для рассматриваемой задачи оптимизации отклонения нагрузки могут быть аппроксимированы нормальным или усеченным нормальным распределением. При этом среднее квадратическое отклонение нагрузки составляет 5...13 % от номинальной мощности станции.

3. ВЕРОЯТНОСТНАЯ МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ

В зависимости от наличия информации о случайных факторах, оптимизация режимов производится по разным критериям оптимальности. Для решения вероятностно-определенных задач применяется критерий минимума математического ожидания суммарных затрат на топливо, а в условиях неопределенности — специальные критерии теории игр (критерий минимаксных затрат, критерий минимаксного риска, критерий недостаточного основания и другие). В данной работе используется для решения задач в условиях неопределенности критерий минимаксного риска, который для наглядности может называться критерием минимаксного ущерба.

Практически полная информация о статистических характеристиках имеется только для части исходных данных (условия частичной неопределенности). Поэтому в работе выдвинут еще третий — комбинированный критерий оптимизации.

Изложенные в работе вероятностные методы позволяют по всем рассмотренным критериям учитывать случайные факторы задачи в ХОП электростанций, в результате чего заданные ХОП преобразуются в так называемые плановые ХОП. На основе пла-

новых ХОП задача оптимизации решается как обычная задача детерминистического варианта. Такое преобразование вероятностной модели оптимизации к детерминированному виду позволяет существенно повышать оперативность вероятностной оптимизации режимов.

Критерий минимума математического ожидания. В реферируемой работе по этому критерию учитываются погрешности реализации (отклонения фактических нагрузок электростанций от плановых). Условия оптимальности распределения активной нагрузки в системе примут при этом следующий вид:

$$M D_{ot} = \frac{\frac{\partial M T_{i\ell}}{\partial M P_{i\ell}}}{1 - \frac{\partial M P_{i\ell}}{\partial M P_{i\ell}}} = \lambda_j \frac{\frac{\partial M Q_{j\ell}}{\partial M P_{j\ell}}}{1 - \frac{\partial M P_{j\ell}}{\partial M P_{j\ell}}}, \quad \begin{matrix} i=1,2,\dots,n, \\ j=1,2,\dots,\nu, \\ \ell=1,2,\dots,\tau; \end{matrix} \quad (I)$$

$$\sum_{i=1}^n M P_{i\ell} + \sum_{j=1}^{\nu} M P_{j\ell} - M P_{к\ell} - M P_{\ell} = 0, \quad \ell=1,2,\dots,\tau; \quad (2)$$

$$\sum_{\ell=1}^{\tau} M Q_{j\ell} - M Q_{j3} = 0, \quad j=1,2,\dots,\nu; \quad (3)$$

$$\left. \begin{matrix} M P_{i,\min} \leq M P_i \leq M P_{i,\max}, & i=1,2,\dots,n, \\ M P_{j,\min} \leq M P_j \leq M P_{j,\max}, & j=1,2,\dots,\nu, \end{matrix} \right\} \quad (4)$$

- где M — символ математического ожидания,
 i — индекса тепловой электростанции (ТЭС),
 j — индекса гидроэлектростанции (ГЭС),
 ℓ — индекс интервала времени,
 P — мощность станции,
 T — затраты на топливо ТЭС,
 Q — расход воды ГЭС,
 Q_3 — заданный расход воды ГЭС за рассматриваемый период времени τ ,
 $P_{к}$ — нагрузка энергосистемы,

- Π - потери в сети,
 b_0 - относительный прирост системы,
 MP_{\min}, MP_{\max} - минимальные и максимальные допустимые плановые мощности электростанции,
 λ - коэффициент эффективности ГЭС.

При выводе выражений (1)...(4) условие баланса расхода воды заменено приближенно условием баланса соответствующих математических ожиданий.

Выражению (1) можно придать более удобный вид, если пренебречь зависимостью централизованных составляющих нагрузки от их математических ожиданий:

$$Mb_0 = \frac{Mb_{it}}{1 - M\sigma_{it}} = \lambda_i \frac{Mq_{jt}}{1 - M\sigma_{jt}}, \quad (5)$$

где $b = \frac{\partial T}{\partial P}(P)$ - ХОП ГЭС, $q = \frac{\partial Q}{\partial P}(P)$ - ХОП ГЭС,

$\sigma = \frac{\partial \Pi}{\partial P}$ - ОПЭ электростанции.

Условия (2)...(5) формально совпадают с условиями оптимальности соответствующей детерминистической задачи. Различие состоит только в том, что в качестве детерминированных переменных используются математические ожидания соответствующих случайных переменных. В качестве дополнительной информации по отношению к детерминистической задаче должны быть известны плотности распределения отклонений нагрузки от планированных значений.

Решение уравнений оптимальности режима можно провести в один или два этапа. В первом случае оптимальные нагрузки вычисляются непосредственным решением этих уравнений. Во втором случае оптимизация режимов производится на основе заранее вычисленных плановых характеристик электростанций:

$\frac{\partial MT}{\partial MP}(MP)$ или $Mb(MP)$ - плановые ХОП ТЭЦ,
 $\frac{\partial MQ}{\partial MP}(MP)$ или $Mq(MP)$ - плановые ХОП ГЭС,
 $\frac{\partial \Pi}{\partial MP}(MP)$ - плановые расходные характеристики ГЭС.

Плановые характеристики можно определить по известным из теории вероятности приемам нахождения математического ожидания функции случайных аргументов.

В реферируемой работе изложена методика определения плановых ХОП $\frac{\partial \text{MT}}{\partial \text{MP}}$ (MP), если отклонения нагрузки станций распределены по нормальному или по усеченному нормальному закону.

Критерий минимаксного ущерба. Оптимизация по критерию минимума математического ожидания не позволяет аккуратно учитывать некоторые существенные случайные факторы, например, погрешности ХОП и ОПП, так как вероятностные характеристики последних неизвестны. Поэтому в реферируемой работе разработана методика оптимизации по критерию минимаксного ущерба (риска). Задача оптимизации режима энергосистемы в терминах теории игр представляет собой игру с природой с бесконечным числом стратегий.

По критерию минимаксного ущерба минимизируется максимальный перерасход топлива (ущерб), обусловленный погрешностями исходных данных и другими случайными факторами задачи оптимизации. При этом исходная информация должна содержать максимальные значения погрешностей соответствующих величин.

В работе выведены выражения оптимальной стратегии (оптимальных нагрузок электростанции) для разных постановок задачи оптимизации. При этом сделаны следующие упрощения: относительный прирост системы, относительные приросты потерь в сети и коэффициенты эффективности ГЭС считаются независимыми от состояния энергосистемы (от учитываемых случайных факторов). Ниже приводятся некоторые выражения оптимальной стратегии.

Оптимальная стратегия (оптимальные мощности станции P_i^*), учитывающая погрешности ХОП, для энергосистемы с ТЭС (без учета потерь в сети) может быть вычислена по следующей формуле:

$$P_i^* = \frac{1}{2 \cdot \Delta b_m} \int_{- \Delta b_{i,m}}^{\Delta b_{i,m}} P_i(b) d\Delta b, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (6)$$

где i - индекс электростанции,

$P(b)$ - заданная ХОП станции,

$b = b_0 - \Delta b$ - относительный прирост станции,

b_0 - относительный прирост системы, значение которого определяется решением задачи соответствующего детерминистического варианта,

Δb - погрешность ХОП,

m - индекс максимального значения,

n - число станций в системе.

По формуле (6) можно вычислить оптимальные нагрузки как зависимости $P_i^* = P_i^*(b_0)$.

Эти зависимости аналогичны плановым ХОП электростанций, используемым при решении задач оптимизации по критерию минимума математического ожидания. Назовем их также плановыми ХОП.

В качестве примера на рис. I приведены заданная ХОП (1) и плановая ХОП (2) одной электростанции. Плановая ХОП вычислена по формуле (6) при погрешности $\Delta b_m = 10\%$,

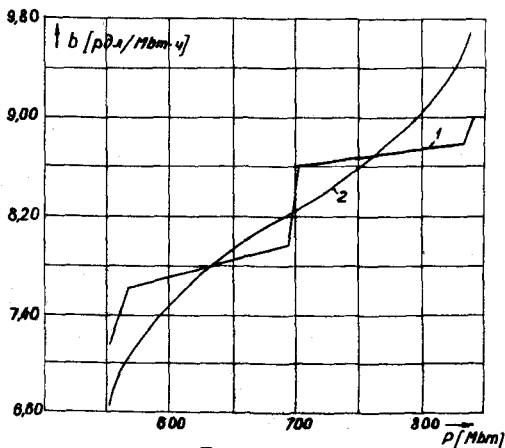


Рис. I

Как видно, плановая ХОП заметно отличается от заданной ХОП. Первая является более плавной кривой.

Выражение оптимальной стратегии для ГЭС аналогично формуле (6):

$$P_j^* = \frac{1}{2 \cdot \Delta q_{j,m}} \int_{-\Delta q_{j,m}}^{\Delta q_{j,m}} P_j(q) d\Delta q, \quad (7)$$

где $q_j = \frac{b_0}{\lambda_j} - \Delta q_j$,

Δq_j - погрешность ХОП j-ой ГЭС.

Относительный прирост системы b_0 и коэффициент эффективности λ_j определяются как и при выражении (6) решением соответствующей детерминистической задачи.

Плановая ХОП по (7) вычисляется как функция $P_j^* = P_j^*(q_j)$, где $q_j = \frac{b_0}{\lambda_j}$ - заданная величина относительного прироста (ОП) q .

Если кроме погрешности ХОП необходимо учесть еще погрешности ОПП, выражение оптимальной стратегии имеет вид:

$$P_i^* = \frac{1}{4 \cdot \Delta b_{i,m} \cdot \Delta \sigma_{i,m}} \int_{-\Delta \sigma_{i,m}}^{\Delta \sigma_{i,m}} \int_{-\Delta b_{i,m}}^{\Delta b_{i,m}} P_i(b) d\Delta b d\Delta \sigma, \quad (8)$$

где $b_i = b_{3,i} - \frac{b_{3,i}}{1 - \bar{\sigma}_i} \Delta \sigma_i - \Delta b_i$,

$b_{3,i} = b_0(1 - \bar{\sigma}_i)$ - заданная величина ОП,

$\bar{\sigma}_i$ - среднее значение ОПП станции, определяемое решением соответствующего детерминистического варианта задачи.

Плановая ХОП по (8) вычисляется как функция $P_i^* = P_i^*(b_3)$. Интересно отметить, что выражения оптимальных стратегий совпадают с формулами нахождения математического ожидания функции со случайными аргументами, распределенными по равномерным законам, т.е. $P_i^* = M [P_i(b)]$.

Поэтому методы определения плановых ХОП по критериям минимума математического ожидания и минимаксного ущерба в известной мере аналогичны.

Изложенная в работе методика решения задач оптимизации по критерию минимаксного ущерба из-за сделанных упрощений не является исчерпывающей. Однако эта методика позволяет довольно просто учитывать погрешности исходных данных и позволяет найти более правильное решение задачи по сравнению как с детерминистической методикой, так и с методикой, которая строго основывается на минимаксном критерии (последний дает слишком пессимистическое решение задачи).

Комбинированный критерий. Так как информация о различных случайных факторах при решении конкретных задач оптимизации имеется с различной полнотой, то применение только одной из рассмотренных критериев не оправдано. Более правильным представляется применение комбинации критерия минимаксного ущерба и критерия минимума математического ожидания. Определение плановых ХОП по комбинированному критерию состоит в последовательном использовании этих двух критериев, т.е. случайные факторы, плотность распределения которых известна, учитываются в ХОП по критерию минимума математического ожидания, а остальные факторы — по критерию минимаксного ущерба. При этом важен порядок учета случайных факторов. В процессе оптимизации режима более естественным является следующая очередность: сперва учитываются погрешности ХОП и ОПП по критерию минимаксного ущерба, а затем погрешности реализации нагрузок по критерию минимума математического ожидания. Очередность учета не имеет значения, если оптимизация по критерию минимума математического ожидания производится приближенно (условия (2)...(5)).

Оптимизация по комбинированному критерию позволяет уменьшить средний перерасход топлива и ограничивает его максимально

возможные значения, обусловленные разными случайными факторами.

4. РЕШЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ НА АНАЛОГОВОЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ МАШИНЕ (АВМ)

Для решения задач оптимального распределения активных нагрузок используются как цифровые, так и аналоговые вычислительные машины. Несмотря на меньшую точность последних, многие задачи, в том числе и вероятностные задачи оптимизации, решаются на АВМ и с необходимой для практики точностью.

В реферируемой работе приведен ряд структурных схем АВМ, позволяющих решить задачи при различных условиях оптимизации. Структурные схемы базируются либо на методе Монте-Карло, либо на методе обобщенного интегрирования. В первом случае случайные величины моделируются стационарными эргодичными случайными процессами с заданными законами распределения при помощи генератора случайных сигналов (шума). Искомые задачи, представляющие собой математические ожидания соответствующих случайных величин, вычисляются методом интегратора или методом фильтра, как средние по времени. Процесс решения задачи по методу Монте-Карло сравнительно медленный, так как для получения математического ожидания требуется определенный отрезок времени. В реферируемой работе разработана методика определения времени решения и параметров структурных схем, исходя из необходимой точности решения задачи.

Во втором случае случайные переменные представляются в АВМ плотностью распределения, а математические ожидания случайных величин определяются методом обобщенного интегрирования. Скорость решения структурных схем, основанных на этом методе, высокая.

Целесообразность применения первого или второго методов зависит от конкретных условий задачи.

Структурные схемы приведены как для непосредственного решения уравнения оптимальности, так и для случая предварительного определения плановых ХОП. Структурные схемы непосредственного решения уравнений ввиду их сложности могут быть реализованы лишь на универсальных АВМ и для малых энергосистем. Поскольку оптимизация режимов на основе предварительно определенных плановых ХОП может быть реализована на любой специализированной АВМ, то методы определения плановых ХОП имеют большое практическое значение. Структурные схемы для определения плановых ХОП получаются довольно простые и могут быть реализованы на малых универсальных АВМ.

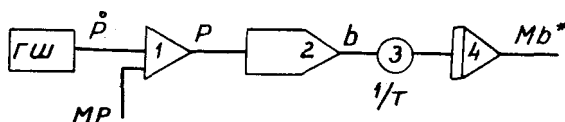


Рис. 2

В качестве примера на рис. 2 и 3 приведены две структурные схемы определения плановых ХОП.

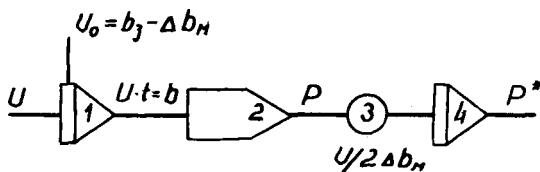


Рис. 3

Схема на рис. 2 предназначена для определения плановой ХОП $Mb = Mb(MP)$ по критерию минимума математического ожидания при учете погрешности реализации оптимальных нагрузок. Схема моделирует по методу Монте-Карло следующее выражение:

$$M b = \int_{-\infty}^{\infty} b(P) \cdot q(P) dP,$$

где $b(P)$ - ХОП станции,

$q(P)$ - плотность распределения отклонения нагрузки.

Генератором шума ГШ моделированы отклонения нагрузки, а функциональным преобразователем 2 моделирована ХОП электростанции. Делитель напряжения 3 и интегратор 4 служат для получения оценки математического ожидания $M b^*$ по формуле:

$$M b^* = \frac{1}{T} \int_0^T b dt.$$

Плановая ХОП по схеме рис. 2 определяется по отдельным точкам.

Схема рис. 3 позволяет определить плановые ХОП по критерию минимаксного ущерба с учетом погрешности ХОП. Схема моделирует выражение (6) на основе метода обобщенного интегрирования. Функциональным преобразователем 2 моделирована заданная ХОП, а постоянным напряжением U - производная $\frac{db}{dt}$. На интегратор I задается начальное условие $U_0 = b_3 - \Delta b_m$. Время решения (интегрирования) определяется из соотношения

$$t_m = \frac{2 \cdot \Delta b_m}{U}.$$

Плановая ХОП $P^* = P^*(b_3)$ определяется по схеме также по отдельным точкам. При этом изменение b_3 достигается изменением начальных условий на интеграторе I. Эта схема отличается простотой и удобством пользования.

В работе приведены также некоторые практические схемы генератора шума и измерения его параметров, разработанные диссертантом.

5. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

При вероятностном подходе задача оптимизации энергосистемы заметно усложняется по сравнению с соответствующей де-

терминистической задачей: увеличивается объем необходимой исходной информации и вычислительной работы. Здесь естественно возникает вопрос об окупаемости дополнительных затрат на вычислительную работу.

Точные расчеты для выявления экономического эффекта сложны. Они зависят от применяемой методики оптимизации и от конкретной энергосистемы. Такие расчеты целесообразно произвести при некотором упрощении задачи.

В реферируемой работе приняты следующие допущения:

1. За основу расчетов берется метод вероятностной оптимизации, базирующейся на плановых ХОП. Дополнительная вычислительная работа по отношению к детерминистическому варианту задачи заключается тогда в вычислении плановых ХОП.

2. Пренебрегается изменение относительного прироста системы и коэффициентов эффективности ТЭС при переходе от детерминистического способа оптимизации к вероятностному. Это допущение позволяет определить экономический эффект вероятностной оптимизации независимо от конкретной энергосистемы, только за счет рассматриваемой электростанции.

Среднее значение экономического эффекта вероятностной оптимизации режимов по критерию минимума математического ожидания (за счет ТЭС без учета потерь в сети) может быть вычислено по следующей формуле:

$$\Delta M T_i = \int_{P_{i,q}}^{\tilde{P}_i} \tilde{b}_i(P) dP - (\tilde{P}_i - P_{i,q}) \cdot b_3, \quad (9)$$

где M - символ математического ожидания,

$\tilde{b}(P)$ - плановая ХОП,

P_q и \tilde{P} - мощности электростанции по заданной и плановой ХОП при заданной величине относительного прироста

i - индекс станции.

Аналогичное выражение для критерия минимаксного ущерба имеет вид (учитывает погрешности ХОП):

$$\max \Delta T_i = \int_{P_i^*}^{P_{g,i}} [b_i(P) - \Delta b_{i,m}] dP - b_3(P_{i,g} - P_i^*), \quad (10)$$

где $\max \Delta T_i$ - максимальное значение экономии за счет рассматриваемой ТЭС (возможно вычислить только максимальное значение)

$b(P)$ - заданная ХОП,

P_g и P^* - мощности электростанции по заданной и плановой ХОП при заданной величине ОП системы,

b_3 ,

Δb_m - максимальная погрешность ХОП.

Подобные выражения выведены и для ТЭС.

По формулам (9) и (10) вычислен экономический эффект за счет более крупных электростанций Объединенной энергосистемы Северо-Запада СССР. При этом исследовались и возможности кусочно-линейной аппроксимации плановых ХОП.

На основе приведенного анализа были получены следующие результаты:

1. Средняя годовая экономия при вероятностной оптимизации от учета погрешности реализации по критерию минимума математического ожидания, приведенная на 1000 Мвт установленной мощности (если станция участвует в экономическом регулировании при любом значении ОП системы) составляет при $\sigma \Delta P = 5\%$ (среднее квадратичное отклонение нагрузки в процентах от номинальной мощности) около 17000 руб/год, а при $\sigma \Delta P = 7\%$ около 40000 руб/год.

2. Плановые ХОП большинства электростанций могут быть по критерию минимума математического ожидания аппроксимированы одним отрезком прямой, если $\sigma \Delta P > 5\%$. При этом ущерб от аппроксимации не превышает экономию, получаемую от применения точных плановых ХОП. Перерасход топлива, обусловленный аппроксимацией плановых ХОП двумя отрезками прямой, очень мал. Поэтому нет смысла аппроксимировать плановые ХОП больше чем двумя отрезками прямой.

3. Максимальная величина экономии от учета погрешности ХОП ($\Delta b_m = 10\%$) по критерию минимаксного ущерба для станций мощностью порядка 1000 Мвт достигает 40 руб/час. Даже при некоторых маломощных станциях (110 Мвт) экономия доходит до значительной величины - 26 руб/час.

4. Плановые ХОП многих электростанций, учитывающие погрешность ХОП ($\Delta b_m > 10\%$), также могут быть аппроксимированы одним отрезком прямой.

В ы в о д ы

1. Случайные факторы при оптимальном распределении активной нагрузки в энергосистеме (погрешности ХОП, реализации и т.д.) целесообразно учитывать уже при текущем регулировании.

2. Погрешности реализации оптимальных нагрузок (отклонения нагрузки) можно аппроксимировать с необходимой для практики точностью нормальным распределением. Среднее квадратическое отклонение нагрузки при суточном планировании режимов лежит в пределах 5...9%, а при текущем регулировании составляет около 5% от номинальной мощности станции.

3. Для учета случайных факторов, закон распределения которых неизвестен, можно успешно пользоваться критерием минимаксного ущерба (риска). По этому критерию удастся уменьшить максимальную величину перерасхода топлива (обусловленного, например, погрешностью ХОП) в некоторых случаях почти в два раза.

4. Экономический эффект от учета погрешности ХОП величиной в 10% достигает 40 руб/час для станций мощностью порядка 1000 Мвт. Экономический эффект от учета погрешности реализации (при среднем квадратичном отклонении нагрузки в 5% от номинальной мощности станции) достигает в отдельных случаях 15 руб/час на 1000 Мвт установленной мощности.

5. Для решения задач оптимизации в условиях частичной неопределенности можно использовать метод, основанный на последовательном использовании критерия минимума математического ожидания и критерия минимаксного ущерба.

6. Испытание приведенных структурных схем АВМ показало, что подобные задачи вероятностной оптимизации решаются на АВМ с необходимой точностью.

7. Большое практическое значение имеют схемы для определения плановых ХОП. Они просты и могут быть реализованы на малых универсальных АВМ. Однако структурные схемы для непосредственного решения задачи ввиду их сложности могут быть реализованы только для малых энергосистем.

8. Разработанная методика определения параметров структурных схем позволяет повышать точность моделирования вероятностных задач на АВМ.

9. Разработанные схемы генератора случайных сигналов и измерения его параметров оправдывались при их эксплуатации.

10. Плановые ХОП большинства электростанций могут быть аппроксимированы одним отрезком прямой. При этом оптимизация на базе аппроксимированных плановых ХОП выгоднее, чем на базе заданных ХОП. Возможность такой аппроксимации позволяет существенно упростить решение подобных задач оптимизации на АВМ: для моделирования аппроксимированных плановых ХОП могут быть использованы операционные усилители с ограничениями.

В заключении необходимо отметить, что вероятностный подход к решению задач оптимизации имеет явное преимущество перед детерминистическим, поскольку дополнительные затраты на применения вероятностного метода незначительные.

Опубликованные работы по теме диссертации

1. Х.Э. Лелумезс. Решение одной задачи стохастического распределения нагрузок в энергетической системе на аналоговой вычислительной машине. Энергетические системы III. Труды ТПИ, серия А, № 275. Таллин, 1969.

2. Х.Э. Лелумезс. Учет случайных факторов при оптимальном регулировании распределения активной нагрузки. Республиканская конференция ЭССР "Проблемы оптимизации в электроэнергетике". Таллин, 1969.

3. Х.Э. Лелумезс, О.Р. Терно. Оптимизация распределения активной нагрузки в энергосистеме по критерию минимального ущерба. Энергетические системы IV. Труды ТПИ, серия А, № 305, Таллин, 1971.

4. Х.Э. Лелумезс, О.Р. Терно. Решение задач вероятностного оптимального распределения активной нагрузки в энергосистеме на аналоговой вычислительной машине (АВМ). Энергетические системы IV. Труды ТПИ, серия А, № 305, Таллин, 1971.

Подписано к печати 14/У 71.

Бумага 60x84/16. Печ. л. 1,25. Усл.печ.л. 1,16.

Учетно-изд.л. 0,94. Тираж 200.МВ-05326. Зак.№377.

Ротапринт ТПИ, Таллин, Коскла, 2/9

Б е с п л а т н о .