

Ep. 6.7
549

ISSN 0136-3549
0320-354X

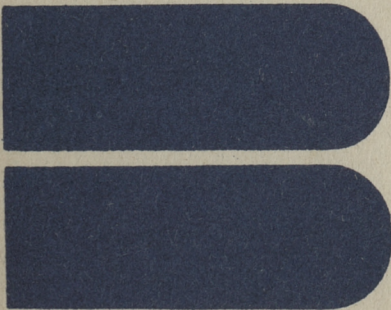
TALLINNA
POLÜTEHNILISE INSTITUUDI
TOIMETISED

549

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
ИНСТИТУТА

ТРИ
'83

ВОПРОСЫ
СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



549

ТРИ
'83

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.311

●
ВОПРОСЫ
СТОХАСТИЧЕСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ

Энергетические системы X

Таллин - 1983

Teaduslik kaamtukogu
ENSV TA
TALLINN
АН ЭССР
Научная библиотека

ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ НЕПОЛНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Введение. Одной из актуальных задач в энергетике является совершенствование методов управления режимами энергетических систем (ЭС) [1]. Для этого необходимо прежде всего развивать дальше общий подход к проблеме или методологию ее решения. К настоящему времени довольно широко известны основные положения оптимизации режимов и управления режимами в детерминированных условиях или в условиях полной информации. Однако общие положения оптимизации и управления в условиях неполной информации еще мало известны и недостаточно разработаны.

Общеметодологические вопросы управления режимами рассматриваются в ряде книг и учебников, посвященных методам оптимизации и управления, [1...5]. Ряд статей написан специально по указанной теме. Из последних наиболее объемными являются [6...8].

В данной статье рассматриваются основные виды информации и вытекающие из них новые понятия и положения.

1. Основные виды информации

При постановке и решении задач управления режимами ЭС необходимо учитывать, что полезная информация о любом объекте (парамetre, процессе, зависимости, системе и т.д.) может являться не только в детерминированном, но также в различном другом виде. Это одно из основных исходных положений. В литературе можно найти различные названия и классификации видов информации [1, 2, 9, 10 и др.]. Автор предлагает следующую классификацию, где каждый последую-

щий вид информации является более общим по форме, чем предыдущий:

- 1) детерминированная информация;
- 2) вероятностная информация;
- 3) неопределенная информация:
 - 3.1) вероятностно-неопределенная информация;
 - 3.2) чисто неопределенная информация;
- 4) расплывчатая (нечеткая) информация:
 - 4.1) вероятностно-расплывчатая информация;
 - 4.2) чисто расплывчатая информация.

Информация об объекте является детерминированной, если однозначно известно конкретное значение (состояние) объекта и зависимости между значениями параметров заданы в виде детерминированных функций.

Вероятностная информация об объекте задается в виде вероятностных характеристик. Она может быть представлена в различной форме - в виде числовых вероятностных характеристик (математических ожиданий, среднеквадратических отклонений, коэффициентов асимметрии и др.), в виде функций и плотностей распределения и др. Информация о зависимостях представляется в виде коэффициентов взаимной корреляции параметров, условных функций и плотностей распределения и др. Вероятностные характеристики в общем случае не определяют однозначно конкретное значение или состояние объекта, но они дают информацию о множестве возможных значений (состояний) и вероятностях появления указанных значений. Вероятностный вид информации является более общим, чем детерминированный, поскольку любая детерминированная информация может быть рассмотрена как частный случай вероятностной информации.

Информация называется вероятностно-неопределенной, если хотя бы одна необходимая вероятностная характеристика объекта задана не однозначно, а в виде зоны неопределенности (зоны возможных значений).

Информация является чисто неопределенной, если известны только зоны неопределенности значений и зависимостей или множества неопределенностей состояний объекта. Неопределенный вид информации является еще более общим, чем вероятностная информация.

Информация об объекте является расплывчатой, если даже зоны неопределенности значений вероятностных характеристик или зоны неопределенности самих значений объекта заданы не четко. В первом случае назовем информацию вероятностно-расплывчатой, во втором случае - чисто расплывчатой. В словесном виде расплывчатая информация выражается с помощью расплывчатых прилагательных "приблизительно", "несколько больше", "значительно меньше" и т.д. Математически она описывается в виде расплывчатого множества

$$A = (\mu_A(x), B),$$

где B - обычное множество;

$\mu_A(x)$ - функция принадлежности [II].

Значение функции принадлежности $\mu_A(x)$ ($0 \leq \mu_A(x) \leq 1$) показывает степень принадлежности данного значения множеству A . Расплывчатую информацию можно рассматривать как самый общий вид информации.

Для примера в табл. I показаны некоторые варианты представления информации о генерируемой активной мощности и характеристике относительных приростов расхода топлива (ХОП) ТЭС. При этом применены следующие обозначения: P - генерируемая активная мощность; b - относительный прирост (производная) расхода топлива; $f(P)$ - плотность распределения; m - математическое ожидание; σ - среднеквадратическое отклонение; μ - функция принадлежности.

Если о каком-либо объекте имеется точная детерминированная информация, то принято говорить, что информация о данном объекте является полной. В остальных случаях информация называется неполной^I. Объекты с полной информацией называются также детерминированными или определенными в детерминированном смысле (детерминированно-определенными), а объекты с неполной информацией - недетерминированными, случайными или стохастическими.

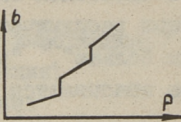
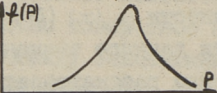
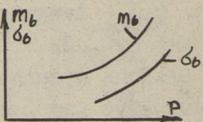
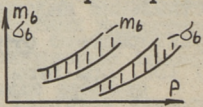
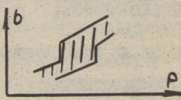
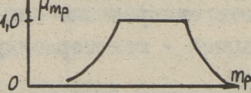
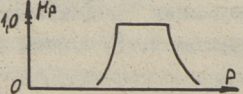
Информация об объекте в прошлом периоде времени называется апостериорной, а в предстоящем периоде - априорной.

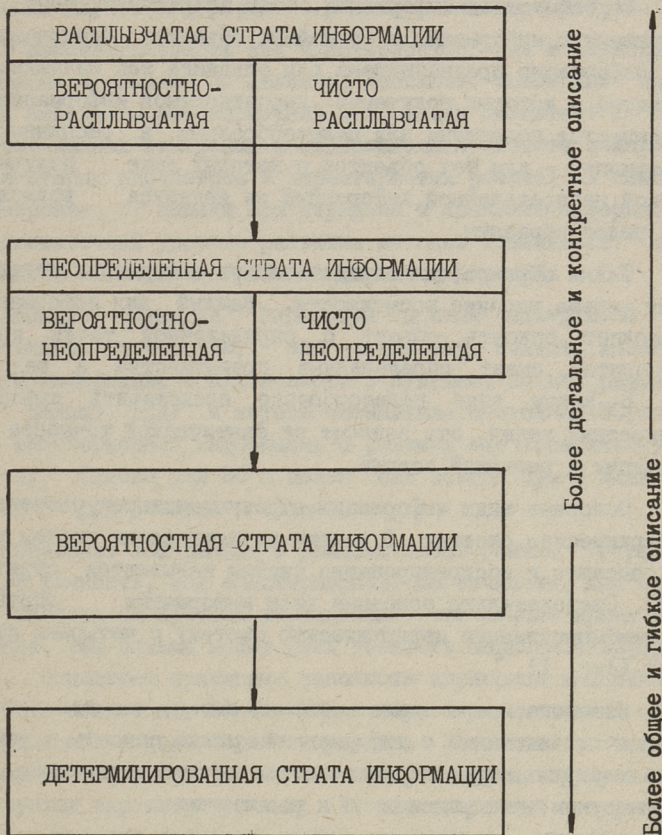
Детерминированная информация предназначена для описания объектов с полной информацией. При этом она не позволя-

^I Термин "полная и неполная информация" в указанном смысле, по-видимому, впервые использовал А.А. Фельдбаум [I2].

Т а б л и ц а I

Примеры представления информации о мощности и ХОП ТЭС

Вид информации	Информация о мощности	Информация о ХОП
Детерминированная информация	Конкретное значение мощности $P = 980 \text{ МВт}$	Конкретная ХОП 
Вероятностная информация	Плотность распределения мощности 	Характеристики 
Вероятностно-неопределенная информация	Зоны неопределенности m_p и δ_p $950 \leq m_p \leq 1050$ $20 \leq \delta_p \leq 80$	Зоны неопределенности характеристик 
Чисто неопределенная информация	Зона неопределенности значений мощности $850 \leq P \leq 1150$	Зона неопределенности ХОП 
Вероятностно-расплывчатая информация	Функция принадлежности m_p 	Функция принадлежности $m_b(P)$ $\mu_{m_b}(m_b, P)$
Чисто расплывчатая информация	Функция принадлежности 	Функция принадлежности $b(P)$ $\mu_b(b, P)$



Фиг. 1. Схема иерархии информации.

ет достаточно полно описать объекты с неполной информацией. Для описания случайных объектов существуют вероятностный, неопределенный и расплывчатый виды информации.

Вероятностная информация, если она точная, дает исчерпывающую информацию о случайных объектах. Неопределенная информация предназначена для описания тех случайных объектов, о которых получение вероятностной информации не оказывается возможным или целесообразным, а расплывчатая информация - для тех объектов, о которых даже получение четкой неопределенной информации не является возможным или целесообразным.

Таким образом, для представления информации существуют весьма широкие возможности. Каждый вид информации позволяет описать объект с определенной точки зрения, но притом имеет определенные преимущества и недостатки. В каком виде целесообразно представить информацию конкретных задач, это зависит от фактической точности информации и решаемой задачи.

Основные виды информации образуют четырехуровневую иерархическую систему. В теории иерархических систем уровни описания и абстрагирования систем называются стратами [13]. Следовательно, основные виды информации образуют стратифицированную иерархическую систему с четырьмя стратами (фиг. 1).

Из этого можно сделать важный вывод, что все понятия и задачи, связанные с информацией, можно описать и решить на 4-х разных стратах общности: на детерминированном, вероятностном, неопределенном и расплывчатом.

2. Некоторые общие сведения о режимах

Режимом называется состояние работы ЭС [1]. Числовые показатели, используемые для характеристики режима, называются параметрами режима. Режим в некотором периоде времени характеризуется процессами изменения параметров режима. Назовем их просто процессами режима. Между параметрами режима существуют определенные зависимости, которые принято называть характеристиками (характеристики потерь, характеристики относительных приростов расхода топлива и др.).

Информация о режиме называется полной, если о всех необходимых параметрах, процессах и характеристиках режима имеется точная информация в детерминированном виде. В противном случае информация о режиме является неполной.

В действительности как апостериорная, так и априорная информация о режимах ЭС является неполной. Основными причинами неполноты апостериорной информации являются: 1) отсутствие данных измерений и недостаточная частота измерения некоторых параметров и характеристик режима; 2) ошибки измерения; 3) помехи при передаче и хранении информации; 4) недостаточный уровень развития методов оценивания состояния ЭС и методов обработки данных измерений.

Конечно, многие параметры режима измеряются с достаточной точностью, что позволяет считать апостериорную информацию о них полной. В будущем, когда разовьются дальше АСДУ и методы оценивания состояния ЭС, точность апостериорной информации о режимах еще несколько увеличится. Однако для ЭС в целом она всегда будет являться в некоторой степени неполной.

Априорная информация о режимах имеет обычно гораздо меньшую точность, чем апостериорная. Ее точность, как правило, зависит от времени упреждения: чем меньше время упреждения, тем больше может быть точность априорной информации. Основными причинами неполноты априорной информации о режимах являются: 1) случайный характер изменения многих процессов и характеристик режима; 2) неполнота апостериорной информации, на основе которой прогнозируются или планируются параметры режима; 3) недостаточный уровень развития методов и систем прогнозирования и управления режимами ЭС.

Из них наиболее существенной причиной является случайный характер изменения параметров и характеристик режима. Последний обусловлен случайным характером изменения нагрузок потребителей, притоков воды гидроэлектрических станций (ГЭС), а также авариями, загрязнением оборудования, помехами в системе управления, метеорологическими условиями и другими неуправляемыми энергосистемой факторами.

При этом процессы режима, как правило, имеют детерминированные компоненты, т.е. компоненты, которые можно точно прогнозировать на предстоящий период. Однако наряду с детерминированными компонентами они содержат также заметные случайные (однозначно непредсказуемые) компоненты. В общем случае процесс режима может состоять из четырех видов компонентов:

$$x(t) = x^A(t) + x^B(t) + x^H(t) + x^P(t) - \text{аддитивная модель,} \quad (1)$$

или

$$x(t) = x^A(t) \cdot x^B(t) \cdot x^H(t) \cdot x^P(t) - \text{мультипликативная модель,} \quad (2)$$

где $x^A(t)$, $x^B(t)$, $x^H(t)$, $x^P(t)$ - соответственно детерминированная, вероятностная, неопределенная и расплывчатая компоненты процесса.

Точность априорной информации о режимах можно в некоторой степени повысить, если уменьшить неполноту апостериорной информации и усовершенствовать методы прогнозирования информации и управления режимами. Однако она все равно будет в значительной степени неполная.

При наличии полной информации о режиме режим является детерминированно-определенным. Поскольку полная информация в действительности никогда не бывает доступна, то фактический режим ЭС может быть в принципе определен только в вероятностном, вероятностно-неопределенном, чисто неопределенном, вероятностно-расплывчатом или чисто расплывчатом смысле. Это следовало бы учитывать при разработке методов оценивания состояния ЭС.

Рассмотрим еще понятия стационарности процесса и режима. В теории случайных процессов используется понятие стационарного процесса в вероятностном смысле [14]. Однако указанное понятие целесообразно обобщить для всех видов информации.

Процесс $x(t)$ называется в периоде времени T стационарным:

1) в детерминированном смысле, если его значение постоянно при $t \in T$;

2) в вероятностном смысле, если его n -мерные функции распределения не зависят от t при $t \in T$ (стационарность в узком смысле) или, если $m_x = \text{пост.}$, $\sigma_x = \text{пост.}$ и функция автоковариации C_x зависит только от промежутка τ между рассматриваемыми моментами времени (стационарность в широком смысле) [14];

3) в неопределенном смысле: а) в вероятностно-неопределенном смысле, если зоны неопределенности его характеристик вероятностной стационарности не зависят от t при $t \in T$; б) в чисто неопределенном смысле, если зона неопределенности значений процесса не зависит от t при $t \in T$;

4) в расплывчатом смысле: а) в вероятностно-расплывчатом смысле, если функции принадлежности его вероятностных характеристик стационарности не зависят от t при $t \in T$; б) в чисто расплывчатом смысле, если функция принадлежности значений процесса не зависит от t при $t \in T$.

Вышеуказанные виды стационарности существуют также для режимов ЭС в целом. Режим является стационарным в детерминированном смысле, если все процессы режима являются стационарными в детерминированном смысле. Режим называется стационарным в вероятностном смысле, если все его процессы являются стационарными в детерминированном или вероятностном смысле и т.д. Наиболее общим видом стационарности является стационарность в расплывчатом смысле.

Также следовало бы различать 6 разных видов переходных процессов, устойчивости, надежности и многих других понятий.

3. Об оптимальном управлении режимами

Под управлением режимами понимается целенаправленное воздействие на режимы ЭС. Оптимальное управление режимами заключается в обеспечении в каждый момент времени в ЭС такого режима, который является оптимальным по заданному критерию и притом удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к режимам работы ЭС. Процесс оптимального управления режимами состоит из следующих основных этапов:

1) сбор и подготовка информации; 2) оптимизация режимов (определение оптимальных планов режима или принятие опти-

мальных решений); 3) реализация оптимальных планов; 4) управление процессом управления (метауправление).

Все этапы, а также процессы оптимального управления режимами в целом могут иметь место в детерминированном, вероятностном, неопределенном (вероятностно-неопределенном, чисто неопределенном) или расплывчатом (вероятностно-расплывчатом, чисто расплывчатом) смысле.

Управление режимами является детерминированным, если оно однозначно определяет фактические значения управляемых параметров режима и при этом обеспечивает выполнение всех ограничивающих условий в детерминированном смысле. Детерминированное управление возможно в том случае, если имеется точная исходная информация в детерминированном виде, и если параметры режима управляемы в детерминированном смысле. Системы детерминированного управления должны работать в темпе изменения фактических значений параметров. В принципе, их нельзя упрощать, поскольку при введении упрощений управление становится недетерминированным. Поэтому данный вид управления является довольно сложным. Однако в условиях полной информации детерминированное управление позволяет значительно повысить эффективность работы ЭС.

Управление режимами называется вероятностным, если существуют такие параметры режима, у которых управляемыми являются не фактические значения, а их вероятностные характеристики или существуют такие требования к режимам, выполнение которых обеспечивается только в вероятностном смысле. Вероятностные системы управления должны работать в темпе изменения вероятностных характеристик управляемых и неуправляемых факторов. Последние изменяются обычно значительно медленнее, чем фактические значения параметров. В процесс вероятностного управления можно ввести различные упрощения. Поэтому в принципе вероятностное управление может оказаться менее сложным, чем детерминированное.

Неопределенное управление режимами - это управление интервалами неопределенности вероятностных характеристик или значений параметров режима и обеспечение выполнения требований к режимам в неопределенном смысле. Оно более общее и в принципе может являться менее сложным, чем вероятностное и детерминированное управления.

Наконец, возможно также расплывчатое управление. Под ним понимается управление, где некоторыми параметрами режима управляют только путем целенаправленного изменения их функций принадлежностей или существуют такие требования к режимам, которые выполняются в расплывчатом смысле. Это самый общий вид управления, поскольку он включает, как частные случаи, все остальные виды управления. Однако эффективность учета расплывчатой информации еще не показана практическими расчетами.

Отметим, что основные виды управления образуют также иерархическую систему с четырьмя стратами (фиг. I). В условиях полной информации все виды управления являются эквивалентными по результативности, поскольку при этом вероятностное, неопределенное и расплывчатое управления сводятся к детерминированному управлению. В условиях неполной информации детерминированное управление обычно уступает остальным видам управления. Тогда более эффективными могут являться вероятностное, неопределенное или даже расплывчатое управления.

В настоящее время под управлением часто понимается только детерминированное управление. Однако фактически оптимальное управление режимами ЭС не может быть детерминированным в строгом смысле, поскольку исходная информация является неполной и параметры режима имеют заметные случайные компоненты. Поэтому управление режимами ЭС в принципе должно быть вероятностным, неопределенным или расплывчатым. Указанные виды управления позволяют более полно использовать исходную информацию и возможности управления режимами, чем детерминированное управление.

4. Об оптимизации режимов

Из этапов управления мы будем рассматривать только этап оптимизации режимов. Задача оптимизации режимов заключается в определении оптимальных планов режима, т.е. таких планов, реализация которых обеспечивает оптимальное значение целевого функционала и выполнение всех ограничивающих условий, накладываемых на режимы ЭС. Указанная задача решается при заданных составе работающего оборудования и схеме соединения элементов ЭС.

Режимы необходимо оптимизировать для ЭС в целом, причем для того, чтобы определить оптимальный план режима на данный момент времени, необходимо оптимизировать режим ЭС до года или даже до нескольких лет вперед. Следовательно, оптимизация режимов всегда проводится с определенным упреждением, причем длительность периода упреждения может изменяться в широких пределах (от нескольких минут до нескольких лет).

Для упрощения решения глобальной задачи оптимизации режимов она разбивается на подзадачи, из которых образуются многоуровневые иерархические системы подзадач. Такие системы создаются в территориальном, ситуационном и временном аспектах [1, 2]. Иерархические системы подзадач можно создать также по оптимизируемым параметрам, например, на первом уровне оптимизируется режим отдельно по активным и реактивным мощностям, а на втором уровне производится координация указанных задач для получения комплексно-оптимального плана режима. Таким образом, система оптимизации режимов современных крупных ЭС является многоуровневой во многих аспектах.

Основные виды оптимизации режимов практически совпадают с соответствующими видами управления. Оптимизация является детерминированной, если планом режима являются оптимальные значения управляемых параметров и если этот план является оптимальным в детерминированном смысле. Аналогично, оптимизация называется вероятностной, неопределенной или расплывчатой, если план режима или его оптимальность имеют соответственно вероятностное, неопределенное или расплывчатое содержание.

При этом каждый последующий вид оптимизации следует рассматривать как более общий, чем предыдущий. То есть, вероятностная оптимизация позволяет учитывать не только всю детерминированную информацию, но также и вероятностную информацию. Неопределенная оптимизация позволяет учитывать как детерминированную, вероятностную, так и неопределенную информацию, а расплывчатая оптимизация позволяет учитывать информацию любого вида. В таком случае основные виды оптимизации режимов образуют также иерархическую систему с четырьмя стратами (фиг. 1).

Как известно, оптимизация режимов ЭС в действительности проводится в условиях неполной информации, причем степень неполноты информации зависит от времени упреждения. Кроме того, режимы ЭС не являются оптимально управляемыми в детерминированном смысле, причем степень их управляемости в общем случае также зависит от времени упреждения принятия решений. Поэтому фактически режимы ЭС можно оптимизировать только в вероятностном, неопределенном или расплывчатом смысле. Детерминированная оптимизация возможна только в идеализированных условиях.

Неполнота исходной информации и случайный характер режимов ЭС уменьшают эффективность оптимизации режимов. Для того, чтобы уменьшить ущерб, обусловленный указанными факторами, необходимо при оптимизации режимов в условиях неполной информации учитывать следующие положения:

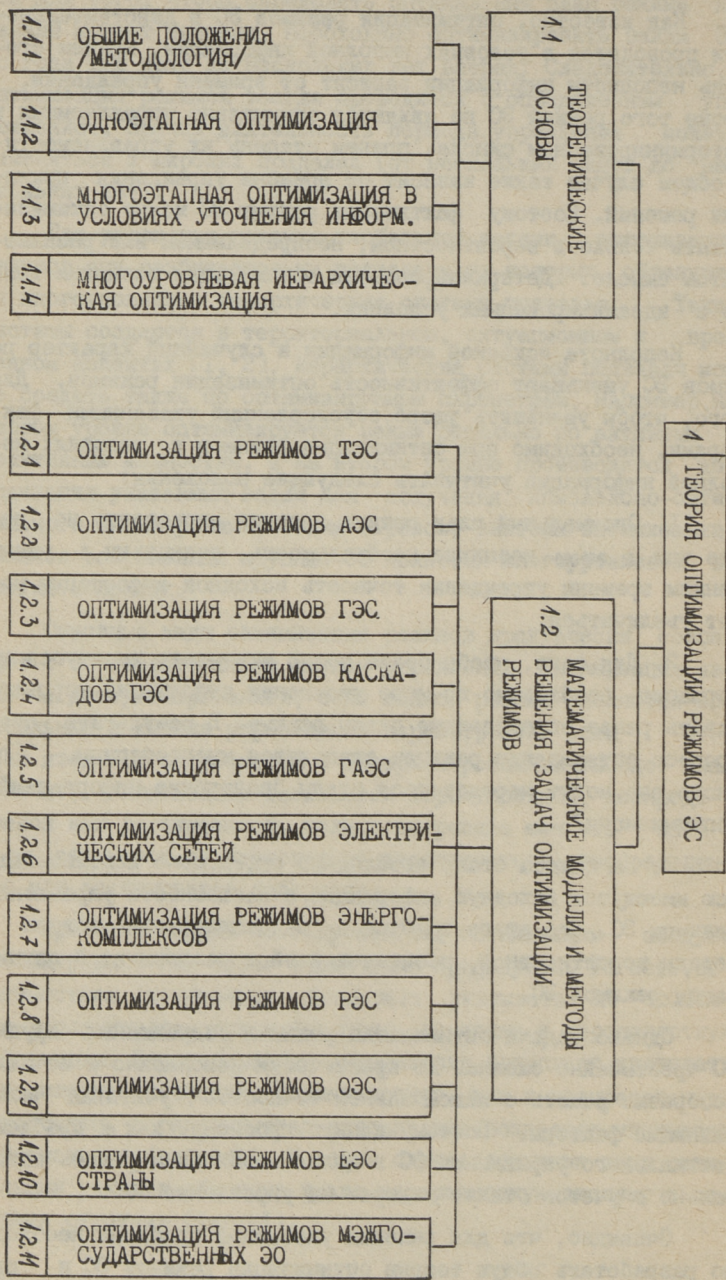
1. Оптимальный план режима следует определить не ранее чем в этом возникла необходимость, поскольку с уменьшением времени упреждения точность исходной информации может увеличиться.

2. Для того, чтобы более полно учитывать имеющуюся информацию, необходимо по мере уточнения информации корректировать ранее определенные планы режима. В результате этого процесс оптимизации режимов становится многоэтапным, где много раз могут чередоваться этапы "получение информации", "оптимизация" ...

3. На каждом этапе необходимо эффективно использовать всю имеющуюся исходную информацию и возможности управления режимом ЭС. Для этого требуются математические модели и методы вероятностной, неопределенной и расплывчатой оптимизации режимов ЭС.

Однако задача оптимизации режимов современных крупных ЭС чрезвычайно сложна. Ее практически невозможно и не целесообразно решать с максимальной точностью, учитывая все влияющие факторы. Поэтому данную проблему, как и проблему оптимального управления ЭС в целом необходимо решать оптимально с учетом также затрат на управление [8].

Очевидно, что для решения указанной проблемы необходимо разработать общую теорию оптимизации режимов ЭС и про-



Фиг. 2. Структура основных проблем теории оптимизации режимов ЭС в информационном аспекте.

вести теоретическое и практическое исследование основных типов задач оптимизации режимов. На фиг. 2 изображена одна из возможных структур основных проблем теории оптимизации режимов в информационном аспекте. При этом каждую подпроблему необходимо исследовать на четырех разных стратах информации, а подпроблемы I.2.I - I.2.II также на различных временных, ситуативных и параметрических уровнях иерархии.

Л и т е р а т у р а

1. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С.А. Савалова. М., Энергия, 1979. 432 с.
2. К р у м м Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1977. 368 с.
3. К р у м м Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1981. 320 с.
4. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна. М., Энергоиздат, 1981. 336 с.
5. В е н и к о в В.А., Ж у р а в л е в В.Г., Ф и л и п п о в а Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. Учебник для вузов. М., Энергоиздат, 1981. 464 с.
6. К р у м м Л.А. Задачи и методы комплексной оптимизации в теории управления сложными электроэнергетическими системами. Иркутск, СЭИ, 1974. 70 с. (рукопись деп. в ВИНТИ 3 июля 1975 г., № 1972-75).
7. К р у м м Л.А. Иерархия подзадач комплексной оптимизации режима и состава работающего оборудования сложных электроэнергетических систем без учета и с учетом неполноты информации. Иркутск, СЭИ, 1974. 60 с. (рукопись деп. в ВИНТИ 3 июля 1975 г., № 1971-75).
8. К р у м м Л.А. Основные подходы к методологии выбора рациональных методов и математических моделей для оптимизации и управления процессами в сложных электроэнергетических системах. Иркутск, СЭИ, 1974. 45 с. (рукопись деп. в ВИНТИ 29 марта 1976 г., № 954-76).
9. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Беяев Л.С., Войцеховская Г.В., Савельев В.А. и др. Новосибирск, Наука, 1980. 240 с.

10. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

11. Z a d e h L.A. Fuzzy sets. - Information and control, 1965, 8, p. 338-353.

12. Ф е л ь д б а у м А.А. Основы теории оптимальных автоматических систем. М., Физматгиз, 1963. 552 с.

13. М е с а р о в и ч М., М а к о Д., Т а н а х а р а И. Теория иерархических многоуровневых систем. Перевод с англ. М., Мир, 1973. 344 с.

14. Г н е д е н к о Б.В. Курс теории вероятностей. М., Физматгиз, 1961. 408 с.

M. Valdma

Initial Propositions of Power Systems
State Optimization under Incomplete Information

Summary

The following information classification is proposed: 1) deterministic, 2) probabilistic, 3) uncertainty (probabilistic-uncertain, purely uncertain, 4) fuzzy (probabilistic-fuzzy, purely fuzzy) information. The main kinds of information form the multilevel hierarchical system. The optimal control and state optimization problems on the four hierarchical levels are considered.

М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, О.Н. Лийк,
К.Ю. Мёллер, Х.Э.-Й. Таммоя

КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА И ПРОГРАММА ОПТИМИЗАЦИИ
РЕЖИМОВ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
ОПТЭС-2

Введение

Одной из важных и сложных задач при управлении режимами энергетических систем (ЭС) является оптимизация режимов работы тепловых конденсационных электростанций (КЭС) и расчет эквивалентных характеристик станции, используемых при решении различных задач оптимизации на уровне ЭС [1].

Применение ЦВМ для оптимизации режимов тепловых электростанций (ТЭС) выдвигало на первый план вопросы разработки методов и алгоритмов решения этой задачи. Работы в этом направлении ведутся в ВНИИЭ, МЭИ, ИНЭУМ, Донтехэнерго и др. организациях. По этой тематике опубликовано несколько сот работ, в том числе и о ряде программ для ЦВМ. Из разработанных программ широкое применение на практике нашли программы А-3/69 [2], А-ЗК/70, АК/75, АТ/75 [3]. Однако существующие методики и программы оптимизации режимов ТЭС не являются еще достаточно совершенными. Не доработаны вопросы комплексной оптимизации тепловых и электрических нагрузок, корректирования характеристик агрегатов, учета характеристик градирен, учета расхода энергии на собственные нужды (СН) и др. Существенным недостатком большинства работ является обстоятельство, что в них задача оптимизации режимов ТЭС рассматривается только в детерминированном виде. Ввиду имеющейся фактической неполноты информации такой подход является малоэффективным [4].

Первая попытка учета всех перечисленных замечаний при оптимизации режимов ТЭС сделана в программе ОПТЭС-1 [5...7].

Программа ОПТЭС-2 представляет собой дальнейшее развитие и усовершенствование методики программы ОПТЭС-1 в части блочных КЭС. При этом частично изменен также состав решаемых задач.

1. Особенности методики и программы

Комплексная методика и программа ОПТЭС-2 разработаны для оптимизации режима блочной КЭС с моно- или дубль-блоками, сжигающей до двух видов любого топлива или его смеси (в различном соотношении для каждого котла), имеющей разомкнутую или замкнутую систему охлаждения конденсаторов. На КЭС могут быть установлены до 30 котло- и до 15 турбоагрегатов до 5 различных типов. Схема КЭС и состав работающих агрегатов считают заданными.

Основные особенности методики ОПТЭС-2 следующие:

1) учет априорной вероятностной информации о всех исходных данных (кроме состава работающего оборудования и технологической схемы КЭС);

2) учет 5 видов собственных нужд (СН): а) тепловые и б) электрические СН котлоагрегатов; в) электрические СН турбоагрегатов (тепловые СН считаются учтенными в расходной характеристике (РХ) турбоагрегатов); г) электрические и д) тепловые общестанционные СН;

3) весьма разнообразные возможности корректирования характеристик агрегатов и СН;

4) учет точек предоткрытия регулирующих клапанов турбин;

5) учет различных вариантов характеристик градирен;

6) учет различия характеристик при парной и непарной работе котлов дубльблоков;

7) методика многовариантная и гибкая.

В комплексной методике и программе ОПТЭС-2 предусмотрено решение следующих задач диспетчерского управления блочными КЭС с помощью ЦВМ: расчет нормативных и скорректированных вход-выход характеристик (ВВХ) котлоагрегатов (задача I), расчет скорректированных ВВХ турбоагрегатов (за

дача 2), расчет ВВХ КЭС (задача 3), расчет оптимальных графиков нагрузок агрегатов на основе графика нагрузки КЭС (задача 4) и на основе графика относительных приростов расхода топлива КЭС (задача 5), оценка экономичности режимов КЭС (задача 6).

Задачи 1 и 2 предназначены для получения исходной информации для решения задач 3...6, а также для других задач управления. Одновременно задачи 1 и 2 осуществляют учет априорной вероятностной информации о случайных факторах, воздействующих в технологическом процессе КЭС.

Задачи 3...6 представляют собой оптимизационные задачи. Их основным элементом является задача оптимизации мгновенного режима внутри КЭС по критерию минимума расхода условного топлива при заданном составе работающих агрегатов. Каждая задача может решаться на основе: а) нормативных или скорректированных характеристик агрегатов и СН; б) учета или неучета расхода энергии на СН.

Программа ОПТЭС-2 написана на алгоритмическом языке ФОРТРАН-4 для ЦВМ ЕС с применением операционной системы ОС. Программа состоит из 6 расчетных модулей (каждый для решения одной задачи) и одного управляющего модуля. Конкретный вариант решения каждой задачи определяется заданием соответствующего кода.

Ниже приводится краткая характеристика каждой решаемой задачи.

2. Расчет нормативных и скорректированных^I ВВХ котлоагрегатов

Рассчитываются следующие нормативные ВВХ брутто для каждого котла: 1) характеристика относительных приростов расхода топлива (ХОП), РХ и характеристика удельного расхода топлива (ХУР) на основе заданных нормативных характеристик потерь тепла или 2) РХ и ХУР на основе заданных нормативных ХОП котлоагрегата.

^I При корректировании использована методика Д.Б. Сюткина.

В обоих случаях ВВХ могут скорректироваться по смеси топлива и по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки котлоагрегата.

В первом случае (заданы характеристики потерь) ВВХ могут дополнительно корректироваться по одному из следующих трех вариантов: а) по количеству сожженного после ремонта топлива (или по времени работы после ремонта); б) по отклонениям параметров или функций состояния работы котла^I (коррекция нелинейна); в) по вероятностной информации о параметрах и функциях состояния котла.

Характеристики СН (ХСН) котлоагрегатов могут корректироваться: а) по смеси топлива, б) по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки котлоагрегата и, в первом случае (заданы тепловые потери), в) по отклонениям параметров и функций состояния работы котла или г) по вероятностной информации о последних.

Все ВВХ и ХСН котлоагрегатов вычисляются и корректируются в табличной форме при II значениях тепловой нагрузки котлоагрегатов. Потом ХСН аппроксимируются полиномами до второй степени. В процессе расчета ХОП, РХ аппроксимируется по специальному алгоритму [8].

Корректирование характеристик по вероятностной информации производится методом плановых характеристик [4].

Исходные нормативные характеристики (потери тепла, ХОП, ХСН) котлоагрегатов должны быть заданы в табличной форме. При этом нормативные характеристики потерь с уходящими газами и ХОП, а также предельные нагрузки задаются для каждого котла, остальные характеристики — для каждого типа котлов.

^I Параметрами состояния котла являются, например, зольность, влажность и температура топлива, температуры холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем. Функциями состояния являются, например, зависимости температур питательной воды и уходящих газов, избытка воздуха за пароперегревателем и присосов воздуха от тепловой нагрузки котла. Программа позволяет учитывать до 5 параметров и до 5 функций.

3. Расчет скорректированных ВВХ турбоагрегатов

Производится корректирование РХ и ХСН (электрических) каждого турбоагрегата на основе заданных нормативных РХ и ХСН в следующем объеме: а) по отклонению параметров и функций состояния^I турбоагрегата (коррекция нелинейна); б) по вероятностной информации о последних; в) по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузки турбоагрегата.

РХ и ХСН корректируются в табличной форме при всех (до 6) значениях экономических нагрузок. ХСН аппроксимируются полиномом до второй степени.

В РХ турбоагрегатов считаются учтенными характеристики градири и ХСН (тепловых).

При корректировании РХ по отклонению функций состояния вычисляются новые значения электрической мощности (по отклонению до 23 функций состояния и расход тепла (до 7 функций) турбоагрегата по алгоритму, базирующемуся на [9].

Корректирование РХ и ХСН по вероятностной информации производится методом плановых характеристик [4] и смещением точек экономических нагрузок РХ в сторону уменьшения [7].

Исходные нормативные РХ и ХСН должны быть заданы в табличной форме для каждого типа турбоагрегатов.

4. Расчет ВВХ КЭС

Рассчитываются длинные или короткие ХОП, РХ и ХУР (в табличной форме) станции при оптимальном распределении нагрузки между котлоагрегатами каждого блока (в случае дубль-блоков) и между энергоблоками.

^I Параметрами состояния конденсационного турбоагрегата являются, например, температура и давление свежего пара, функциями состояния — температура пара вторичного перегрева, температура питательной воды и воды за каждым подогревателем, давление в конденсаторе или определяющие его функции и т.д.

Расчет ВВХ станции базируется на диаграммах (в форме таблиц) оптимальных режимов. На первом этапе определяется диаграмма оптимальных режимов котлоагрегатов каждого блока. В диаграмму входят следующие параметры: относительный прирост расхода топлива (нетто) котельной блока, суммарная тепловая нагрузка блока, оптимальные нагрузки котлоагрегатов, суммарный расход топлива, расход электро- и теплоэнергии на СН блока.

Диаграмма оптимальных режимов котлоагрегатов определяется при II значениях относительного прироста расхода топлива нетто котлов энергоблока.

Такая диаграмма применяется при расчете ВВХ энергоблоков и станции, а также при определении оптимальных графиков нагрузок котлоагрегатов.

На втором этапе вычисляются ХОП нетто, РХ брутто, РХ тепла, ХУР брутто и характеристики СН энергоблоков в виде функций от нагрузки брутто блоков.

Характеристики энергоблока определяются при всех точках предоткрытия регулирующих клапанов турбоагрегатов (т.е. при всех экономических нагрузках турбоагрегатов).

На третьем этапе определяются зависимости между оптимальными нагрузками блоков, нагрузкой брутто станции, суммарной нагрузкой СН станции, нагрузкой нетто станции, относительным приростом расхода топлива нетто, расходом топлива и удельным расходом топлива станции.

Оптимальное распределение нагрузки между энергоблоками определяется на основе ХОП нетто блоков, загружая блоки в порядке возрастания их относительных приростов. При этом энергоблоки с одинаковыми относительными приростами загружаются также по очереди. Оптимальные режимы энергоблоков определяются при всех экономических нагрузках станции.

Вычисленные ВВХ КЭС содержат большое число точек (до 150) - это длинные ВВХ. Для уменьшения числа точек ВВХ станции исключаются точки, соответствующие открытию основных регулирующих клапанов турбин, получаются т.н. короткие ВВХ. В них имеются только точки, соответствующие от-

крытию перегрузочных клапанов и минимальным и максимальным нагрузкам блоков.

Таким образом, в случае расчета коротких ВВХ КЭС, влияние основных регулирующих клапанов турбин учитывается только при оптимизации распределения нагрузки между энергоблоками внутри КЭС, а не на уровне ЭС.

5. Расчет оптимальных графиков нагрузок агрегатов на основе графика нагрузки ТЭС

Задача заключается в расчете оптимальных суточных графиков нагрузок котлоагрегатов и энергоблоков, по которым можно осуществить оптимальное управление внутростанционными режимами блочной КЭС.

Оптимальные графики нагрузки энергоблоков и котлов определяются на основе диаграммы оптимальных режимов энергоблоков и котлов.

Кроме графиков оптимальных нагрузок агрегатов определяются также следующие параметры: выработка станции, суммарный расход электроэнергии на СН, отпуск энергии, суммарный расход топлива и средний удельный расход топлива на заданный период времени.

6. Расчет оптимальных графиков нагрузок агрегатов на основе графика относительных приростов расхода топлива КЭС

Методика расчета графиков оптимальных нагрузок агрегатов аналогична методике, описанной в пункте 5, только до расчета надо определить с помощью диаграммы оптимальных нагрузок энергоблоков график нагрузки нетто станции на основе заданного графика относительных приростов расхода топлива станции. Применяется метод линейной интерполяции.

7. Оценка экономичности режимов КЭС

На основе графиков нагрузки энергоблоков и котлоагрегатов определяются перерасходы топлива из-за неоптимальности заданных графиков нагрузок агрегатов. Задача позволяет

оценить эффективность оптимизации распределения нагрузки между котлоагрегатами блока и между энергоблоками, а также эффективность оптимизации режима КЭС в целом.

На первом этапе вычисляется перерасход топлива из-за неоптимальности заданных графиков нагрузки энергоблоков при условии, что нагрузка между котлоагрегатами дубль-блоков распределена оптимально. Расчет базируется на диаграммах оптимальных режимов и ВЕХ энергоблоков.

Перерасход топлива можно определить на основе следующей формулы:

$$\Delta B_1 = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^s [B_{\delta it}(N_{\delta it}^*) - B_{\delta it}(N_{\delta it}^0)] \Delta t_t, \quad (1)$$

где n - число энергоблоков;

s - число временных интервалов;

$B_{\delta}(N_{\delta})$ - расходная характеристика энергоблока;

N_{δ}^* - заданная нагрузка блока;

N_{δ}^0 - оптимальная нагрузка блока.

Следует отметить, что, как правило, нагрузки СН заданных и оптимальных графиков нагрузки энергоблоков не совпадают и это является причиной дополнительного перерасхода топлива:

$$\Delta B_2 = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^s b_{\delta it}^0 [N_{\tau it}^{CH}(N_{\delta it}^*) - N_{\tau it}^{CH}(N_{\delta it}^0)], \quad (2)$$

где b^0 - относительный прирост расхода топлива энергоблока в оптимальном режиме при нагрузке N_{δ}^0 ;

$N_{\tau}^{CH}(N_{\delta})$ - характеристики расхода СН турбоагрегата.

Суммарный перерасход равняется сумме ΔB_1 и ΔB_2 .

На втором этапе определяется суммарный перерасход топлива из-за неоптимальности заданных графиков нагрузки котлов и энергоблоков. Сначала определяется перерасход топлива по ХОП брутто котлоагрегатов:

$$\Delta B_3 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^2 \sum_{t=1}^s \int_{Q_{kijt}^0}^{Q_{kijt}^*} b_{kijt}(Q_{kijt}) dQ, \quad (3)$$

где Q_{kijt}^0 и Q_{kijt}^* - оптимальная и заданная нагрузка j -го котла i -го блока соответственно;

$b_k(Q_k)$ - ХОП брутто котла.

При определении перерасхода надо учитывать, что может существовать небаланс тепловых нагрузок котлов заданного и оптимального режима станции. Этот небаланс можно определить по формуле

$$\Delta Q_k^H = [Q_{k1}^* - Q_{k1}^{CH}(Q_{k1}^*) + Q_{k2}^* - Q_{k2}^{CH}(Q_{k2}^*)] - [Q_{k1}^0 - Q_{k1}^{CH}(Q_{k1}^0) + Q_{k2}^0 - Q_{k2}^{CH}(Q_{k2}^0)], \quad (4)$$

где $Q_k^{CH}(Q_k)$ - характеристика СН (тепловых) котлоагрегата, индексы 1, 2 - номера котлов в дублирующем блоке.

Перерасход топлива, соответствующий небалансу ΔQ_k^H , можно определить по формуле

$$\Delta B_4 = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^s \mu_{it}^0 \Delta Q_{kit}^H, \quad (5)$$

где μ - относительный прирост котельной блока в оптимальном режиме.

Суммарный перерасход топлива на станции

$$\Delta B_{ct} = \Delta B_3 - \Delta B_4. \quad (6)$$

Можно также определить перерасход топлива из-за неоптимальности графиков нагрузок котлоагрегатов

$$\Delta B_k = \Delta B_{ct} - [\Delta B_1 + \Delta B_2]. \quad (7)$$

8. Банк данных

Для сбора исходных данных и сохранения выходной информации программы ОПТЭС-2 разработан специальный банк данных.

Банк данных состоит из базы данных (БД) и системы управления базой данных (СУБД) [10]. БД занимает на магнитных дисках один файл прямого доступа. Для хранения информации выделены в файле по 34 записи для каждой КЭС. Длина записи 420 слов, то есть 1680 байтов.

Поиск информации производится по определенным группам массивов. Для этого вычисляется по специальной формуле порядковый номер первой записи в группе.

СУБД представляет собой совокупность программ и подпрограмм для добавления или исключения данных в пределах группы, для печати содержания отдельных массивов данных, а также для печати состояния заполненности массивов и отдельных размеров многомерных массивов.

Заключение

Программа ОПТЭС-2 позволяет вычислять диаграммы оптимальных режимов, а также графики оптимальных нагрузок основного энергооборудования блочных КЭС, на основании которых можно осуществить оптимальное управление внутростанционным режимом. Наряду с этим можно рассчитывать эквивалентные характеристики КЭС (при обеспечении оптимального внутростанционного режима) для оптимизации режима ЭС. При всем этом имеется возможность учета большого количества влияющих на режим котло- и турбоагрегатов (в том числе и случайных) факторов. Оптимизация режима КЭС может производиться по заданным графикам: а) нагрузки КЭС, б) относительных приростов расхода топлива КЭС.

Системой задаваемых цифровых кодов решения задач обеспечивается многовариантность оптимизации режима от наиболее упрощенного подхода до весьма совершенного. Предусмотрена возможность оценки экономичности любых режимов КЭС.

Программа ОПТЭС-2 может работать в сочетании с различными банками данных, имеющихся у пользователя.

Программный комплекс ОПТЭС-2 может найти широкое применение при оперативно-диспетчерском управлении и в организационно-экономическом управлении КЭС и ЭС, а также в научно-исследовательской работе.

Л и т е р а т у р а

1. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С.А. Савалова. М., Энергия, 1979. 432 с.
2. Горнштейн В.М., Пономарев А.В. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой электростанции. - Тр. ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 31-51.
3. Горнштейн В.М., Пономарев А.В. Программы для расчета эквивалентных характеристик тепловых электростанций. - В кн.: Тезисы докладов на совещании по теме "Оптимизация режимов работы энергосистем". М., 1977, с. 121-122.
4. Валдма М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режимов энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.
5. Программа оптимизации режима и расчета вход-выход характеристик тепловой электростанции с учетом случайных колебаний параметров режима / М.Х. Валдма, Л.К. Вийлуп, М.Э. Кээл, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-Й. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 11-15.
6. Об оценивании вход-выход характеристик агрегатов тепловой электростанции / М.Х. Валдма, Л.К. Вийлуп, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-Й. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 17-27.
7. Валдма М.Х., Таммоя Х.Э.-Й. Методика оптимизации распределения нагрузок между агрегатами и расчета вход-выход характеристик тепловой электростанции. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 29-44.
8. Юби Э.А.-Ю. Алгоритм нелинейной аппроксимации характеристик энергообъектов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 450, с. 67-72.
9. Ермаков В.С., Минков В.А., Миркин М.Л. Автоматизированные системы экономического управления тепловыми электростанциями. М., Энергия, 1970. 248 с.
10. Кээл М.Э. О создании буфербанков данных для программы управления режимами энергетических систем. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 79-83.

M. Valdma, M. Keel, O. Liik,
K. Möller, H. Tammoja

A Complex Method and Program for Calculating
the Optimal State of a Thermal Plant

Summary

The complex method and the digital computer program for calculating the optimal state of a thermal plant are described here. It is possible to calculate: 1) correction for input-output characteristics of boilers and turbines, 2) input-output characteristics of a plant, 3) optimal load schedules for boilers and turbines considering the thermal plant's load or its fuel incremental cost, 4) economy of fuel.

УЧЕТ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ

I. Общие замечания

Основным фактором неопределенности при оптимизации режимов энергосистемы (ЭС) являются погрешности характеристик относительных приростов (ХОП), составляющие часто 10...30 %, поэтому представляет особый интерес вопрос уменьшения влияния этих погрешностей на оптимальный режим.

Наиболее признанным критерием при оптимизации режимов ЭС в условиях неопределенности является критерий минимаксного ущерба [1...5], обеспечивающий минимум максимального ущерба (перерасхода топлива), обусловленного погрешностями исходных данных.

Необходимо отметить, что точное решение задачи оптимизации режимов ЭС по критерию минимаксного ущерба чрезвычайно сложно. Поэтому практическое значение имеют различные упрощенные методы.

При определенных допущениях минимаксная задача оптимизации может быть решена в два этапа [2, 3, 5]: расчет минимаксных плановых характеристик и решение соответствующей модифицированной детерминированной задачи.

Так как решение задачи второго этапа не отличается от решения соответствующей детерминированной задачи, то проблема заключается в основном в расчете минимаксных плановых характеристик.

Вопросы решения минимаксных задач оптимизации режимов ЭС еще мало освещены в литературе [1...5 и др.]. В боль-

шинстве опубликованных работ рассматриваются лишь общие вопросы минимаксных задач и предлагаемые методы не доведены до практического использования.

В данной статье излагаются результаты дальнейшего развития метода расчета минимаксных ХОП ТЭС, описанного в [2].

2. Постановка задачи

Рассматривается оптимизация распределения активных мощностей между теплоэлектростанциями (ТЭС) с учетом неопределенности ХОП.

В этом случае неопределенность состояния ЭС характеризуется вектором погрешностей ХОП ТЭС

$$\Delta b = (\Delta b_1, \Delta b_2, \dots, \Delta b_n), \quad (1)$$

где Δb_i - компоненты Δb (погрешности ХОП отдельных ТЭС).

Обозначим выбранную стратегию через Δb^* , которая определяет одну реализацию

$$\Delta b^* = (\Delta b_1^*, \Delta b_2^*, \dots, \Delta b_n^*). \quad (2)$$

Получим следующую постановку задачи

$$\min_{\Delta b^*} \max_{\Delta b} \Delta T(\Delta b^*, \Delta b), \quad (3)$$

где $\Delta T(\Delta b^*, \Delta b)$ - функция ущерба (перерасхода топлива из-за погрешностей ХОП).

Область определения Δb представляет собой n -мерный параллелепипед в n -мерном пространстве.

Существенным свойством задач оптимизации режима является то, что функция ущерба принимает свои максимальные значения в вершинах указанного параллелепипеда, т.е. наилучшее состояние ЭС соответствует максимальным значениям Δb .

Тогда мы можем выражение (3) представить в виде

$$\min_{\Delta b^*} \max_{\Delta b_m} \Delta T(\Delta b^*, \Delta b_m), \quad (4)$$

где

$$\Delta b_m = (\Delta b_{m1}, \Delta b_{m2}, \dots, \Delta b_{mn}); \quad (5)$$

$\Delta b_{m,i}$ - максимальные погрешности ХОП.

Очевидно, стратегия максимизации сводится к отысканию такой комбинации знаков компонентов вектора Δb_m , при которых функция ущерба принимает максимальное значение. Получим

$$\min_{\Delta b^*} \max_C \Delta T(\Delta b^*, C \cdot \Delta b_m), \quad (6)$$

где вектором

$$C = (C_1, C_2, \dots, C_n);$$

$$C_i = \pm 1; \quad i = 1, 2, \dots, n$$

представляется стратегия максимизирующего (комбинация знаков Δb_m).

В выражении (6) под Δb_m понимается вектор абсолютных значений Δb_{mi} и под $C \cdot \Delta b_m$ скалярное произведение векторов C и Δb_m .

3. Метод решения

Задачу (6) можно подразделить на две подзадачи:

$$1) \quad \Delta T_{\max} = \max_C \Delta T(\Delta b^*, C \cdot \Delta b), \quad (7)$$

найти вектор C ;

$$2) \quad \min_{\Delta b^*} \Delta T_{\max}, \quad (8)$$

найти вектор Δb^* .

3.1. Расчет вектора C . Задачу (7) можно привести к следующей задаче:

найти вектор C , при котором разность $|b_0^+ - b_0^-|$ принимает минимальное значение:

$$\min_C (|b_0^+ - b_0^-|), \quad (9)$$

где b_0^+ - относительный прирост (ОП) ЭС, соответствующий выбранному вектору C ;

b_0^- - ОП ЭС, соответствующий вектору $-C$ (компоненты вектора $-C$ имеют противоположные знаки по сравнению с компонентами вектора C).

Величины b_0^+ и b_0^- определяются из условий оптимальности:

$$b_0^+ = (b_i(P_i) + C_i \cdot \Delta b_{mi}) / (1 - \sigma_i); \quad i = 1, \dots, n;$$

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_H - \pi = 0;$$

$$P_{\min i} \leq P_i \leq P_{\max i}; \quad i = 1, \dots, n;$$

$$b_0^- = (b_i(P_i) - C_i \cdot \Delta b_{mi}) / (1 - \sigma_i); \quad i = 1, \dots, n;$$

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_H - \pi = 0;$$

$$P_{\min i} \leq P_i \leq P_{\max i},$$

где $b(P)$ - заданная (реализация) ХОП;

P_i - оптимальные мощности ТЭС;

σ_i - ОП потери в сети;

P_H - нагрузка ЭС;

π - суммарные потери активной мощности;

$P_{\min i}$ и $P_{\max i}$ - минимальные и максимальные допустимые мощности ТЭС.

Задачу можно упростить, если в (I0) и (II) не учитывать потери в сети, поскольку они мало влияют на разность $|b_0^+ - b_0^-|$.

Во-вторых, чтобы получить однозначные минимаксные ХОП, мы считаем стратегию максимизирующего S независимой от значения P_H . В этом случае расчет всей ХОП производится при одной стратегии максимизирующего (задача (9) решается только один раз). Целесообразно определить вектор S при среднем значении P_H .

Для решения задачи (9) можно применить метод случайного поиска. При этом методе реализации вектора S выбираются с помощью генератора случайных сигналов. Для каждой реализации S определяется величина $|b_0^+ - b_0^-|$. Эта разность запоминается, если она меньше разности, полученной при предыдущей реализации S . В этом случае запоминается и данная реализация вектора S .

Время решения задачи (9) можно существенно уменьшить, если из случайного ряда S исключить реализации, которые явно не обеспечивают наилучшее состояние ЭС. Например, мож-

но рассматривать только те реализации C , которые имеют почти равные количества отрицательных и положительных элементов, т.е. выбрать компоненты C из условия

$$|0 - \Pi| < k, \quad (I2)$$

где 0 - число отрицательных компонентов C ;

Π - число положительных компонентов C ;

k - число, которое выбирается из диапазона ($1 \leq k \leq n$)

(чем меньше k , тем меньше реализаций C будет реализовано, тем меньше и вероятность нахождения наилучшего состояния ЭС).

3.2. Расчет $\min_{P^*} T_{\max}$. Задача (8) может быть заменена следующей задачей оптимизации

$$\min_{P^*} (\Delta T^+ + \Delta T^-); \quad (I3)$$

$$\Delta T^+ - \Delta T^- = 0; \quad (I4)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^* - P_H = 0; \quad (I5)$$

$$P_{\min i} \leq P_i^* \leq P_{\max i}, \quad (I6)$$

где ΔT^+ и ΔT^- - перерасходы топлива, соответствующие b_0^+ и b_0^- или векторам C и $-C$ соответственно (получим из предыдущей задачи);

P_i^* - оптимальные мощности ТЭС при стратегии минимизирующего Δb^* .

Для простоты в (I5) потери в сети не учтены.

Величины ΔT^+ и ΔT^- определяются по формулам

$$\Delta T^+ = \sum_{i=1}^n \left[\int_{P_i^+}^{P_i^*} b_i(P) dP + C_i \cdot \Delta b_{mi} \cdot (P_i^* - P_i^+) \right]; \quad (I7)$$

$$\Delta T^- = \sum_{i=1}^n \left[\int_{P_i^-}^{P_i^*} b_i(P) dP - C_i \cdot \Delta b_{mi} \cdot (P_i^* - P_i^-) \right], \quad (I8)$$

где P_i^+ и P_i^- - мощности ТЭС при b_0^+ и b_0^- (получим из предыдущей задачи).

После применения метода Лагранжа получим следующие условия оптимальности (прямые ограничения учтены в ХОП):

$$b_i(P_i^*) + \lambda \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} = b_0^*; \quad i=1, \dots, n; \quad (I9)$$

$$\Delta T^+ - \Delta T^- = 0; \quad (20)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^* - P_n = 0, \quad (21)$$

где b_0^* - ОП системы при выбранной стратегии Δb_m .

Учитывая (I7) и (I8), можем уравнение (20) представить в виде

$$\sum_{i=1}^n P_i \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} + \frac{S}{2} = 0, \quad (22)$$

где

$$S = \sum_{i=1}^n \left[\int_{P_i^+}^{P_i^-} b_i(P) dP - C_i \cdot \Delta b_{mi} \cdot (P_i^+ + P_i^-) \right]. \quad (23)$$

Величина S (максимальный возможный ущерб) не зависит от стратегии Δb^* .

Уравнения (I9), (2I) и (22) являются основой решения задачи (8).

Решая уравнения (I9), (2I) и (22) при разных значениях P_n можем построить функции

$$b_0^*(P_i^*); \quad i=1, \dots, n,$$

которые можно называть минимаксными ХОП.

Интересно отметить, что величины $\lambda \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi}$ в (I9) представляют собой компоненты вектора Δb^* :

$$\Delta b_i^* = \lambda \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi}; \quad i=1, \dots, n. \quad (24)$$

Так как оптимальной стратегией Δb^* является одна реализация вектора Δb , то величина λ лежит в диапазоне

$$-1 \leq \lambda \leq 1. \quad (25)$$

При этом значению $\lambda=1$ соответствует вектор C , а значению $\lambda=-1$ вектор $-C$.

Задачу (I9), (2I) и (22) можно существенно упростить, если принимать разность в (9) равной нулю, т.е.

$$\min(|b_0^+ - b_0^-|) \approx 0. \quad (26)$$

Действительно, при большом количестве ТЭС из множества векторов C может находиться вектор C , при котором удовлетворяется условие (26). Другими словами:

$$\text{при } n \rightarrow \infty \quad \min(|b_0^+ - b_0^-|) \rightarrow 0.$$

При допущении (26) можно показать, что

$$b_0^* = b_0^+ = b_0^- = b_0. \quad (27)$$

На основе (27) можем уравнение (22) после преобразования представить в виде

$$\sum_{i=1}^n \left[2 \cdot P_i^* \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} - \int_{b_0 - C_i \cdot \Delta b_{mi}}^{b_0 + C_i \cdot \Delta b_{mi}} P_i(b) db \right] = 0, \quad (28)$$

которое распадается на n независимых условий:

$$2 \cdot P_i^* \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} - \int_{b_0 - C_i \cdot \Delta b_{mi}}^{b_0 + C_i \cdot \Delta b_{mi}} P_i(b) db = 0, \quad i = 1, \dots, n. \quad (29)$$

Анализ формулы (29) показывает, что знаки обоих слагаемых совпадают при каждом значении λ (условия (30) не зависят от вектора C) и при изменении λ от $-I$ до $+I$ все n условий (29) удовлетворяются одновременно.

Условие (29) можем привести к виду

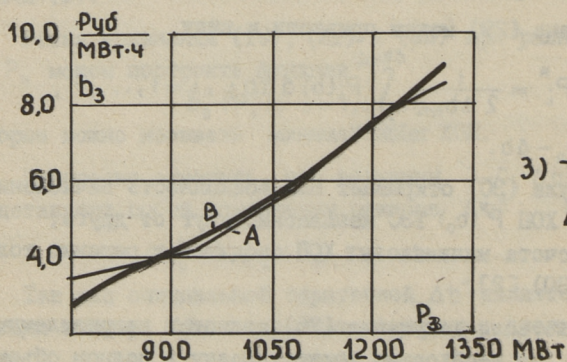
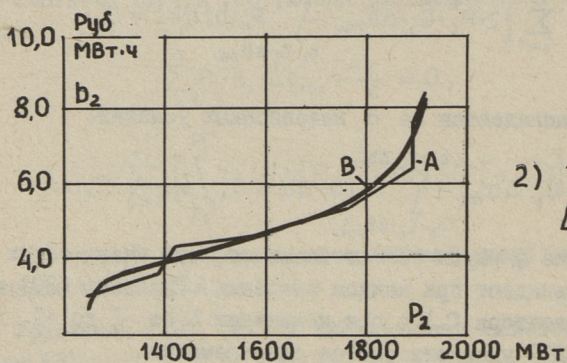
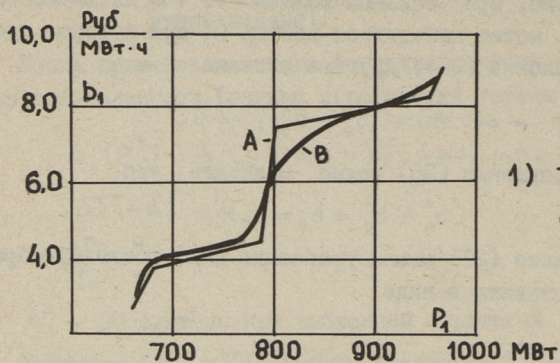
$$P_i^* = \frac{1}{2 \Delta b_{mi}} \int_{-\Delta b_{mi}}^{\Delta b_{mi}} P_i(b) d \Delta b; \quad i = 1, \dots, n, \quad (30)$$

где $b = b_0 - \Delta b$.

Формула (30) открывает нам возможность вычисления минимаксных ХОП $P^*(b_0)$ ТЭС независимо друг от друга, т.е. задача расчета минимаксных ХОП сводится к решению только формулы (30) [2].

Однако, если допущение (26) является неприемлемым (при малых ЭС), то необходимо решить задачу в полном объеме.

Для решения задачи (19), (21), (22) выбран алгоритм из двух вложенных друг в друга циклов. При этом во внешнем цикле реализуется процесс поиска λ (для удо-



Фиг. 1. Минимаксные ХОП ТЭС:
 А - исходные ХОП;
 В - минимаксные ХОП.

влетворения условия (22)), а во внутреннем цикле решается задача оптимизации при зафиксированном значении λ .

Для поиска b_0^* применен метод дихотомий, а для поиска λ метод шагового поиска.

По указанному алгоритму составлена программа на языке ФОРТРАН-4. Программа позволяет рассчитывать минимаксные ХОП (в том числе и ХОП ГЭС) также по упрощенной методике.

Примерные минимаксные ХОП в случае ЭС из трех ТЭС приведены на фиг. 1.

В заключение необходимо отметить, что приведенная методика позволяет сравнительно просто вычислять минимаксные ХОП с учетом неопределенности ХОП.

Л и т е р а т у р а

1. О влиянии и учете неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации суточного режима энергосистем/ В.В. Абрамов, Р.С. Атлас, Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко. - Изв. АН СССР: Энергетика и транспорт, 1970, № 6, с. 24-33.

2. Лелумец Х.Э., Терно О.Р. Оптимизация распределения активной нагрузки в энергосистеме по критерию минимаксного ущерба.-Тр. Таллинск. политехн. ин-та. Серия А, № 305, 1971, с. 25-31.

3. Валдма М.Х., Виيرا Т.А. О минимаксно-оптимальном режиме электроэнергетической системы.-Тр. Таллинск. политехн. ин-та. Серия А, № 305, 1971, с. 17-23.

4. Крумм Л.А. Методы решения многоэтапных стохастических задач комплексной оптимизации режимов сложных электроэнергетических задач. Иркутск, СО АН СССР, СЭИ, 1975. 150 с. № 3668-75 Деп. в ВИНТИ 17 дек. 1975.

5. Валдма М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

The Consideration of the Uncertainty
of Incremental Cost Curves of Power Stations
on Optimizing the Conditions of Power System

Summary

The paper describes a simplified method for optimal load planning in electric power systems by the criterion of minimax losses in fuel costs. The above-mentioned method makes it possible to consider the uncertainty (errors) of incremental cost curves in the same characteristics. The characteristics obtained in this way are called minimax-incremental cost characteristics.

The FORTRAN-program for calculating these minimax-characteristics has also been composed.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФОРМУЛ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРОВ

1. Введение

Для учета потерь активной мощности в генераторах при оптимизации режимов электростанций и энергетических систем необходимо указанные потери выразить в виде аналитической функции от выходных параметров генератора, т.е. от активной и реактивной нагрузок и от напряжения генератора^I. Такие функции потерь в генераторах можно назвать формулами потерь генератора.

В [1] предлагается выразить потери активной мощности в генераторе в виде квадратичного полинома от реактивной нагрузки, а в [2] – в виде квадратичного полинома только от активной нагрузки генератора. В данной статье предлагается методика определения формул потерь активной мощности генераторов от всех выходных параметров генератора. При этом в качестве исходных данных используются результаты стандартных испытаний и эксплуатационных измерений. Приводятся описания алгоритма и программы, а также пример расчета.

2. Описание методики

Потери активной мощности синхронного генератора π можно представить в следующем виде:

$$\pi(P, Q, U) = \pi_{cm}(\cdot) + \pi_b(\cdot) + \pi_a(\cdot) + \pi_m, \quad (I)$$

где P, Q – активная и реактивная нагрузки генератора;
 U – напряжение на выводах генератора;

^I Зависимость потерь активной мощности от частоты не учитывается.

- π_{cm} - омические потери в обмотках статора;
- π_{β} - потери в цепи возбуждения;
- π_a - потери в активной стали;
- π_m - механические потери.

Омические потери для трехфазных обмоток статора представляются в виде [3]

$$\pi_{cm} = 3I^2 r_{cm} [t(P)] = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r_{cm} [t(P)], \quad (2)$$

где I - ток в обмотке статора (нагрузочный ток);
 $r_{cm} [t(P)]$ - активное сопротивление фазы обмотки статора, зависящее от температуры обмотки t и активной нагрузки генератора P .

Формула зависимости $r_{cm}(t)$ приведена в [3]. С учетом зависимости температуры обмотки от активной нагрузки генератора получим формулу

$$r_{cm} [t(P)] = \frac{235 + t(P)}{235 + t_0} r_0, \quad (3)$$

где r_0, t_0 - активное сопротивление и температура обмотки статора при контрольном измерении.

Зависимость $t(P)$ определяется в виде полинома на основе данных эксплуатационных измерений.

Потери активной мощности в обмотках цепи возбуждения можно выразить формулой

$$\begin{aligned} \pi_b &= I_b^2 \left(r_p + \frac{1}{\kappa_b^2} r_b \right) = [f(I)]^2 \left(r_p + \frac{1}{\kappa_b^2} r_b \right) = \\ &= \left[f \left(\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U} \right) \right]^2 \left(r_p + \frac{1}{\kappa_b^2} r_b \right), \end{aligned} \quad (4)$$

где $I_b = f(\cdot)$ - зависимость тока возбуждения от выходных параметров генератора;

r_p, r_b - активные сопротивления обмотки ротора и силовой обмотки возбудителя в рабочем режиме;

κ_b - коэффициент выпрямителя (при возбудителе постоянного тока $\kappa_b = 1$).

Зависимость между токами ротора и статора $I_b = f(I)$ определяется на основе характеристик холостого хода и короткого замыкания генератора. Методика расчета приведена в [4].

Точное определение потерь в активной стали в разных режимах работы генератора является чрезвычайно сложной задачей. Она требует расчета магнитной цепи для каждого режима и выполнения ряда дополнительных испытаний генератора. Трудности возникают также при точном учете компонентов механических потерь. Поэтому в данной работе указанные компоненты потерь учитываются упрощенно. Сумма механических потерь и потерь в активной стали определяется по заводской характеристике потерь активной мощности холостого хода с учетом зависимости э.д.с. от выходных параметров режима генераторов

$$\pi_{\text{д}} + \pi_{\text{м}} = g [E(P, Q, U)], \quad (5)$$

где $g(\cdot)$ – заводская характеристика потерь холостого хода данной серии генераторов;

E – э.д.с. генератора, определяемая также по методике, приведенной в [4].

Как показывают результаты эксплуатационных испытаний характеристики потерь холостого хода генераторов довольно устойчивы во времени и мало зависят от конкретного генератора.

Определение формул потерь генераторов целесообразно осуществить в следующих этапах:

1. Расчет зависимости потерь активной мощности от P , Q , U по формулам (1)... (5) в табличной форме.
2. Аппроксимация зависимости потерь полиномом до 4-й степени.
3. Выбор эффективной формы полинома.
4. Аппроксимация зависимости потерь полиномом эффективной формы.

В случае, когда заранее известна эффективная форма аппроксимирующего полинома, этапы 2 и 3 пропускаются.

Аппроксимация зависимости потерь полиномом производится методом наименьших квадратов. При аппроксимирующем полиноме

$$G(P, Q, U) = \sum_{i=0}^J \sum_{j=0}^J \sum_{k=-2}^J a_{ijk} P^i Q^j U^k \quad (6)$$

необходимо решить следующую систему линейных уравнений относительно коэффициентов полинома

$$\sum_{i=0}^J \sum_{j=0}^J \sum_{k=-2}^J a_{ijk} \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_l^i Q_m^j U_n^k P_l^{i'} Q_m^{j'} U_n^{k'} =$$

$$= \sum_{l=1}^L \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N \pi(P_l, Q_m, U_n) P_l^{i'} Q_m^{j'} U_n^{k'}, \quad (7)$$

$$i' = 0, \dots, J; \quad j' = 0, \dots, J; \quad k' = -2, \dots, J.$$

Здесь J – максимальная степень полинома;

L, M, N – числа заданных значений выходных параметров.

Выбор эффективной формы полинома заключается в исключении малозначимых членов полинома. После этого решается система (7), из которой исключены соответствующие члены и уравнения.

3. Краткое описание программы

На основе описываемой методики составлена программа ROTGEN для ЦВМ ЕС в ОС на языке ФОРТРАН-4.

Программа имеет следующие режимы:

- 1) расчет зависимости потерь активной мощности в табличной форме;
- 2) расчет коэффициентов формулы потерь при заданной форме полинома;
- 3) расчет коэффициентов формулы потерь в виде эффективного полинома.

Кроме того, имеется возможность заданием кода печати варьировать формы и объемы печати результатов.

Для работы программы необходимы следующие исходные данные:

- 1) номинальные параметры генератора, в частности, значения напряжения, полной и активной мощности, активные сопротивления обмоток и температуры при измерении сопротивлений обмоток и т.д.;

2) значение тока возбуждения в режиме короткого замыкания при номинальном токе;

3) ряд характеристик в табличной форме, то есть характеристика холостого хода генератора, заводская характеристика потерь активной мощности холостого хода для данной серии генераторов и зависимость температуры обмотки статора от активной нагрузки генератора;

4) параметры цепи возбуждения, как рабочие температуры обмотки ротора и силовой обмотки возбудителя, коэффициент выпрямителя;

5) коды задачи и печати;

6) в зависимости от кода задачи - форма аппроксимирующего полинома или максимальное число членов эффективного полинома;

7) при желании можно задавать также точки выходных параметров генераторов, при которых вычисляется зависимость потерь активной мощности в виде таблицы.

Блок-схема основной программы приведена на фиг. I. При этом подпрограммы выполняют следующие функции:

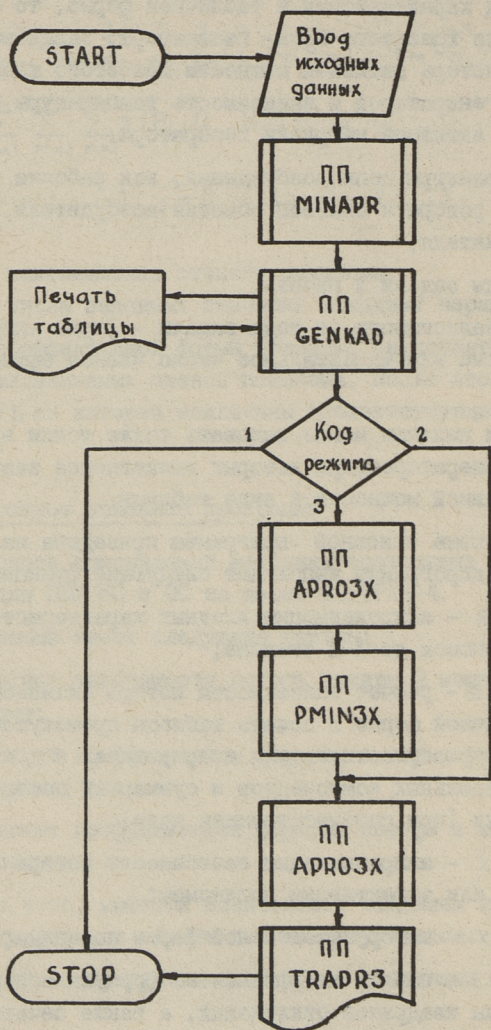
MINAPR - аппроксимация входных характеристик эффективным полиномом до 4-й степени;

GENKAD - расчет зависимости потерь активной мощности в табличной форме и печать таблицы промежуточных результатов, в частности, модуля и аргумента э.д.с., токов, значение отдельных компонентов и суммарных потерь активной мощности (при соответствующем коде);

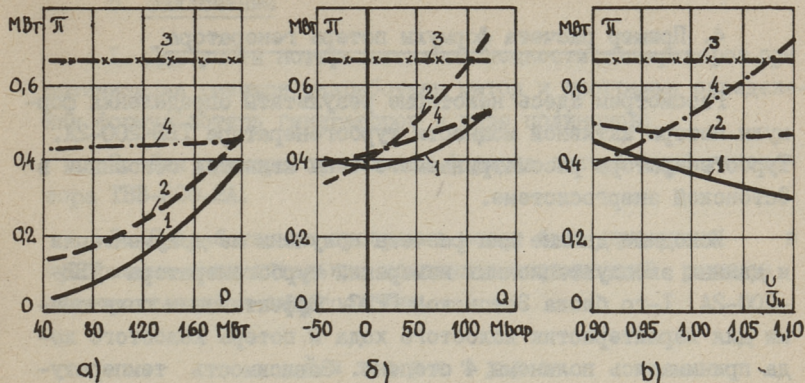
APR03X - аппроксимация зависимости потерь полиномом в виде (6) или эффективным полиномом;

PMIN3X - выбор эффективной формы полинома;

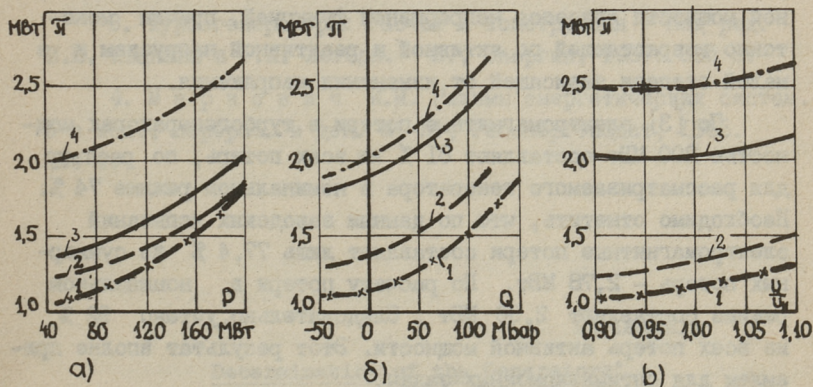
TRAPR3 - печать коэффициентов формулы потерь генератора и суммы квадратов отклонений, а также печать действительных и рассчитанных по формуле (6) значений потерь активной мощности (при соответствующем коде).



Фиг. 1. Блок-схема программы ROTGEN.



Фиг. 2. Характеристики омических потерь обмотки статора (1) и цепи возбуждения (2), механических потерь (3) и потерь в активной стали (4) турбогенератора ТВВ-200-2А при $P = 200$ МВт (б, в); $Q = 40$ Мвар (а, в) и $U = U_n = 15,75$ кВ (а, б).



Фиг. 3. Характеристики потерь активной мощности турбогенератора ТВВ-200-2А при:

- 1) $P = 50$ МВт (б, в), $Q = -70$ Мвар (а, в), $U = 0,9 \cdot U_n = 14,17$ кВ (а, б);
- 2) $P = 100$ МВт (б, в), $Q = -20$ Мвар (а, в), $U = U_n = 15,75$ кВ (а, б);
- 3) $P = 200$ МВт (б, в), $Q = 40$ Мвар (а, в), $U = U_n = 15,75$ кВ (а, б);
- 4) $P = 200$ МВт (б, в), $Q = 120$ Мвар (а, в), $U = 1,1 \cdot U_n = 17,32$ кВ (а, б).

4. Пример расчета формулы потерь генератора

Рассмотрим здесь некоторые результаты определения формулы потерь активной мощности турбогенератора ТВВ-200-2А. Турбогенераторы рассматриваемого типа являются основными в Эстонской энергосистеме.

Исходные данные для расчета получены из документации и данных эксплуатационных измерений турбогенератора ТВВ-200-2А 1-го блока Эстонской ГРЭС. Эффективными полиномами для характеристик холостого хода и потерь холостого хода принимались полиномы 4 степени. Зависимость температуры обмотки статора от активной нагрузки представлялась линейным полиномом.

Некоторые зависимости компонентов потерь приведены на фиг. 2. На фиг. 3 приведены зависимости суммарных потерь активной мощности для некоторых более частых и граничных режимов. Анализ показывает, что зависимость потерь активной мощности является непрерывной функцией, причем монотонно возрастающей по активной и реактивной нагрузкам и в малой степени зависящей от изменения напряжения.

По [3] электромагнитные потери в турбогенераторах мощностью 200 МВт составляют 81 % из всех потерь, по расчету для рассматриваемого генератора в номинальном режиме 74 %. Необходимо отметить, что по данным заводских испытаний электромагнитные потери составляют лишь 77,4 % из суммарных потерь - 2,78 МВт. По расчету потери в номинальном режиме составляют 2,56 МВт. Следовательно, учтено 92 % из всех потерь активной мощности. Этот результат вполне приемлем для оптимизационных задач.

На основе проделанных расчетов формулу потерь генератора ТВВ-200-2А для оптимизационных задач целесообразно представить в виде

$$\begin{aligned} \pi = & 0,849 - 0,000462 P + 0,0000195 P^2 + \\ & + 0,000211 Q + 0,0000180 Q^2 - \\ & - 0,0352 U + 0,00381 U^2 + 0,000000311 P \times Q \times U \end{aligned}$$

Сумма квадратов отклонений по данной формуле является 0,5717 (МВт)².

5. Заключение

1. Для учета потерь активной мощности генераторов при оптимизации режимов разработаны метод и программа определения формул потерь генераторов в виде полиномов.

2. Для примера приводится формула потерь турбогенератора ТВВ-200-2А.

3. Разработанная программа может быть применена в программно-вычислительном комплексе оптимизаций режимов электростанций и энергосистем.

Л и т е р а т у р а

1. Соколов В.И. К задаче оптимизации распределения и баланса реактивной мощности в энергетической системе. - Электричество, 1974, № 8, с. 22-25.

2. Langlois - Berthelot R. Electromagnetic machines. London, Macdonald Co, 1953. 535 p.

3. Турбогенераторы: Расчет и конструкция / Под ред. И.М. Иванова и Р.А. Лютера. Л., Энергия, 1967. 895 с.

4. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. 3-е изд., перераб. и доп. М.-Л., Госэнергоиздат, 1963. 360 с.

A. Leisalu

Determination of the Generators'

Real Power Loss Formulae

Summary

The generators' loss formulae have been presented as effective polynomials from real and reactive loads and voltages. The program in FORTRAN-4 and some results have been described.

ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ОПТИМИЗИРУЕМОСТИ РЕЖИМОВ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ МЕТОДОМ ПЛАНИРОВАНИЯ
ЭКСПЕРИМЕНТОВ

I. Введение

Для оптимизации режимов энергетических систем (ЭС) необходимо разработать рациональные математические модели и методы. Эта задача с каждым годом становится все более актуальной [1...3]. В связи с этим возникает необходимость исследовать область оптимизируемости режимов ЭС.

Если режим ЭС оптимизируется по критерию минимума суммарного расхода топлива, то областью или интервалом оптимизируемости называется интервал $[B_{\min}, B_{\max}]$, где B_{\min} , B_{\max} — соответственно минимальный и максимальный суммарные расходы топлива в ЭС. Длина интервала

$$\Delta B = B_{\max} - B_{\min} \quad (I)$$

показывает максимально возможное уменьшение расхода топлива за счет оптимизации режимов.

В данной статье описывается методика и программа исследования интервала оптимизируемости методом планирования экспериментов. Приводятся некоторые результаты анализа.

2. Описание методики

Процесс исследования оптимизируемости состоит из следующих этапов:

I) разработка плана проведения расчетов методом факторного планирования экспериментов;

2) выбор исходных данных по плану проведения расчетов;

3) оптимизация режима по критерию минимума суммарного расхода топлива и определение величины V_{\min} ;

4) оптимизация режима по критерию максимума суммарного расхода топлива и определение величины V_{\max} ;

5) расчет ΔB ;

6) расчет главных эффектов и коэффициентов взаимодействия анализируемых факторов.

В качестве анализируемых факторов рассматриваются:

1) характеристики относительных приростов (ХОП) тепловых и гидроэлектростанций (ТЭС и ГЭС);

2) нагрузки узлов ЭС (активные и реактивные);

3) обменные мощности ЭС;

4) заданные расходы топлива (воды) в ТЭС (ГЭС).

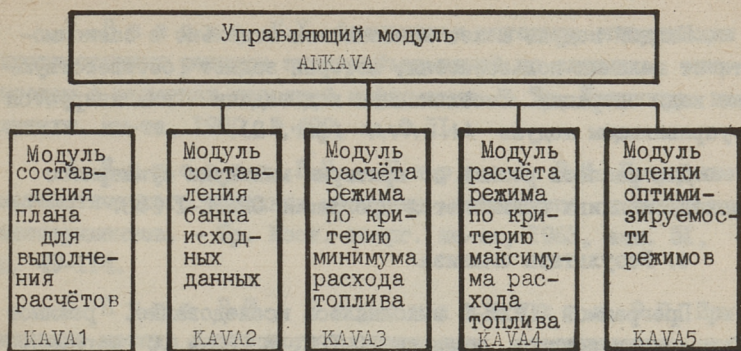
Для проведения расчетов при малом количестве анализируемых факторов (меньше 10) разрабатывается полный факторный план, а при большом количестве факторов - насыщенный дробный факторный план [4...7].

Задача оптимизации краткосрочного режима ЭС по критерию минимума суммарного расхода условного топлива решается методом неопределенных множителей Лагранжа [8]. При этом можно учитывать исходную информацию в вероятностной форме (плановые ХОП), потери в сети, ограниченность энергоресурсов ТЭС и ГЭС.

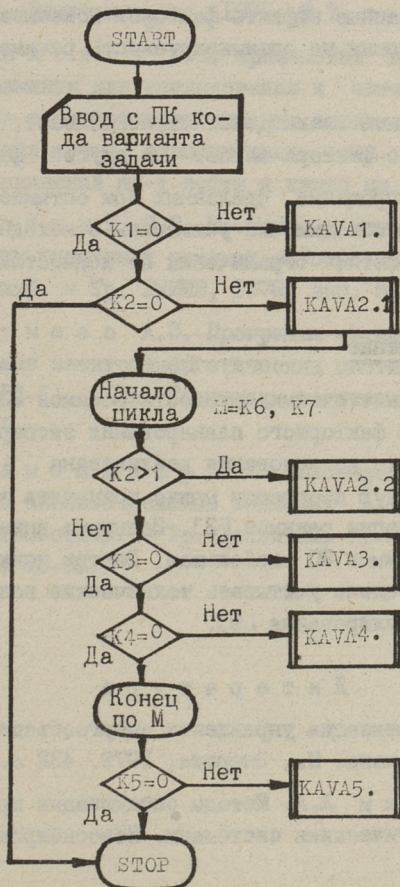
Режим по критерию максимума суммарного расхода условного топлива определяется путем загрузки в первую очередь наиболее неэкономичных станций.

3. Описание программы ОПТАН-1

Программа ОПТАН-1 разработана для исследования оптимизируемости режимов региональных ЭС. С её помощью можно также оценить эффективности конкурирующих методик и программ, применяемых при оптимизации краткосрочных режимов ЭС. Программа состоит из 7 основных модулей (фиг. 1). Она написана на языке ФОРТРАН-4 для операционной системы ОС ЕС.



Фиг. 1. Иерархическая структурная схема программы ОПТАН-1.



Фиг. 2. Блок-схема модуля ANKAVA.

Каждый модуль может выполняться отдельно в зависимости от желания пользователя, который задает соответствующие коды операции. Шестизначный код задачи анализируется в управляющем модуле ANKAVA (фиг. 2).

Для расчета режима по критерию минимума суммарного расхода топлива применяется программа ОПЭЭС-I [8].

4. Результаты анализа

Программой ОПТАН-I выполнялось исследование режимов ЭС, в состав которой входили 10 ТЭС, 5 ГЭС и 10 нагрузочных узлов. Интервал оптимизируемости составлял $2,0 \dots 3,0$ % от V_{\min} . Главные эффекты факторов показывают, что в наибольшей степени на оптимизируемость режима влияет изменение ХОП ТЭС.

Коэффициенты взаимодействия показывают, как изменение величины одного фактора влияет на другой фактор.

Влияние упрощений, сделанных при оптимизации режима, указывает на необходимость учитывать в исходной информации задачи потери сети, ограничения по мощностям ЛЭП и по ресурсам.

5. Заключение

Исследование оптимизируемости режимов ЭС удобно провести методами факторного планирования экспериментов. Практически методика исследования реализована в программе ОПТАН-I. Указанную программу можно применять в системе программ оптимизации режимов [3]. Величина интервала оптимизируемости режимов ЭС небольшая. Внутри конкретных ТЭС надо дополнительно учитывать технические возможности оптимального регулирования [9].

Л и т е р а т у р а

1. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С.А. Совалова. М., Энергия, 1979. 432 с.

2. К р у м м Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1981. 318 с.

3. В а л д м а М.Х. Адаптивная методика оптимизации краткосрочных режимов энергообъединений по активным мощностям в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 490, с. 3-11.

4. Б о р о д ю к В.П., Ч и р к о в И.М. Получение математического описания методами пассивного и активного экспериментов. - Тр. Моск. энерг. ин-та, 1963, вып. 51, с. 49-114.

5. П у г о В.И., С ы р о м я т н и к о в С.Ю. Применение метода факторного планирования экспериментов для оценки влияния погрешностей на результаты математического моделирования. - Электричество, 1977, № 7, с. 16-22.

6. Ж а б и н с к и й Ю.В. Применение методов планирования эксперимента для исследования и оптимизации нормальных режимов электроэнергетических систем: Автореферат дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. Баку, 1976, 39 с. (Бакинский ин-т нефти и химии им. Азибекова).

7. Л а з е б н и к И.В. Методика и алгоритм сравнения издержек при различных режимах работы энергосистем и энергообъединений. - Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 132-141.

8. Л е л у м е э с Х.Э. Программа оптимизации краткосрочных режимов электроэнергетических систем по активным мощностям (ОПЭЭС-1). - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 490, с. 35-41.

9. В а н а м ё л ь д е р К.У. Некоторые результаты статистического анализа режимов тепловых электростанций Эстонской энергосистемы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 85-93.

Researching the Optimum for Regimes
of Power Systems with the Method
of Experiment Planning

Summary

The article deals with the methods of researching the optimum for regimes of power systems and program OPTAN-1 worked out on the base of the methods. The methods enable us to estimate the effect of optimization in a power system and to determine the importance of factors that affect the optimum. The program, written in FORTRAN-4 for operating system OS ES, has a lot of modification possibilities.

П.Х. Разсаар, А.Х. Сильд, Э.А. Тийгимяги

ПРОГРАММА АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА
СТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИI. Введение

При реализации автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) большое значение имеет усовершенствование программ комплекса математического обеспечения задач АСДУ. Существенное место в указанном комплексе занимают программы расчета и оптимизации установившихся режимов электрической сети. К настоящему времени разработано и используется большое количество таких программ, результаты расчетов по которым дают достаточно полное представление о режиме электрической сети. Однако в результате расчета по этим программам, как правило, печатается полный набор параметров режима по каждому элементу (узлу, ветви) сети независимо от его инженерной значимости с упорядочением этих параметров по формальным признакам расчетной схемы (номер узла, порядковый номер ветви и т.п.). Как указывается в [1], массивы результатов расчета, часто содержащие тысячи параметров, труднообозримы и нуждаются в трудоемкой обработке, к которой ЦВМ практически не привлекаются – анализ результатов производится пользователями программы. Поэтому для освобождения их от указанной утомительной работы и повышения качества и эффективности анализа большое значение имеет разработка усовершенствованных программ расчета, содержащих блоки анализа результатов.

Поскольку появление таких универсальных программ требует определенного времени, то является актуальным разработка отдельных вспомогательных программ анализа, рабо-

тающих в стыковке с применяемыми в настоящее время программами расчета установившегося режима.

В данной статье описывается программа анализа результатов расчета стационарного режима электрической сети ARSRES для ЦВМ ЕС, предназначенная для работы в стыковке с программами расчета стационарных режимов ВНИИЭ - ВЦ ГТУ серии Б [2].

2. Общее содержание программы ARSRES

Программа разработана на кафедре электрических систем Таллинского политехнического института по заказу Эстонглавэнерго, составлена на алгоритмическом языке ФОРТРАН-IV и предусмотрена для работы в операционной системе ОС ЕС, как и программы Б-2/1600, Б-6/1600 и др.

В принципе программа анализа должна осуществить генерализацию первичного множества показателей, т.е. вывести на основе результатов расчета установившегося режима относительно малое количество обобщенных характеристик, формирующих общую картину о рассчитанном режиме. При этом объем выводимых на печать генерализованных характеристик должен быть оптимальным, обеспечивающим наилучшую обзорность и удобство при их достаточном количестве.

В [1] даны на основе теории информации общие рекомендации по генерализации режимных параметров, применяемые при анализе результатов практически всех видов расчетов электрических сетей. Основные из этих рекомендаций применительно к расчетам установившихся режимов реализованы в комплексной программе, разработанной в ЦДУ ЕЭС СССР [3].

При разработке программы ARSRES для определения оптимального объема генерализации были исследованы нужды диспетчерской службы Эстонской энергосистемы. Состав выводимых программой показателей определялся на основе этих исследований и рекомендаций в [1] путем экспертных оценок. При этом учитывался ограниченный объем анализа, выполняемый самими программами серии Б.

На основе сказанного программа ARSRES осуществляет анализ результатов режимных расчетов, выполненных программами серии Б, в следующем объеме:

- определяет и печатает по заданным ступеням номинальных напряжений рассчитываемой сети максимальные, минимальные и средние значения напряжений узлов, облегчающие сопоставление полученных результатов с отчетными данными или другими расчетами;

- определяет и печатает по заданным ступеням напряжения заданное количество узлов с максимальными и минимальными значениями напряжения в порядке убывания и возрастания их соответственно. Такая распечатка позволяет сокращать число рассматриваемых узлов примерно на порядок, ибо в схеме из 100...200 узлов специалиста обычно интересуют лишь 10...20 узлов с экстремальными значениями напряжения;

- определяет и печатает узел с максимальным значением угла напряжения;

- проверяет нахождение напряжений узлов, потоков активной мощности и токов ветвей в допустимых пределах и печатает показатели элементов (узлов и ветвей), режимные параметры которых вышли за пределы или близки к ним. При этом эти элементы упорядочиваются по показателю превышения допустимых пределов. Подобная распечатка позволяет легко выделить узлы с наиболее тяжелым режимом напряжения и наиболее загруженные ЛЭП или трансформаторы, режим которых требует более глубокого анализа;

- по коэффициентам трансформации трансформаторов определяет и печатает их ступени, что позволяет более удобно следить за режимом регулируемых трансформаторов.

Анализ потерь мощности не выполняется, поскольку это осуществляется в основной программе.

Все печатаемые величины округляются до одного-двух знаков после запятой, что облегчает восприятие результатов и вполне достаточно для практических расчетов.

Задавая ряд управляющих параметров, можно в широких пределах варьировать конкретный состав выполняемых операций и объем анализа. При этом программа позволяет не задавать части или всех управляющих параметров. В таком случае им присваиваются самой программой стандартные значения,

установленные исходя из нужд диспетчерской службы Эстонской энергосистемы. Стандартные значения могут быть легко изменены с изменением содержания лишь одной ФОРТРАН-инструкции DATA.

В качестве сравнительно редко изменяющейся информации (названия узлов и ветвей, заданные допустимые пределы величин и т.д.) могут быть использованы либо данные, введенные в состав исходной информации для основной программы расчета установившегося режима, либо данные, заранее занесенные в специальный файл NETDAT на магнитном диске (МД). В последнем случае при режимных расчетах должна соблюдаться стандартная (принятая в файле NETDAT) нумерация узлов и параллельных цепей. В качестве допустимых пределов узловых напряжений могут быть использованы также запрограммированные стандартные значения $(0,9...I,I)U_{ном}$.

Предельный объем решаемых программой ARSRES задач соответствует объему программ серии Б - максимальное число узлов сети составляет 300, ветвей - 450, трансформаторов - 300.

3. Структура программы

Программа ARSRES состоит из управляющей программы и ряда подпрограмм. Управляющая программа организует вызов следующих основных подпрограмм в зависимости от значения соответствующего управляющего параметра:

- подпрограмма ввода и обработки исходной информации DATIN (вызывается всегда);
- подпрограмма анализа узловых величин NODAN;
- подпрограмма анализа величин ветвей BRANAN.

В стандартном случае вызываются все три подпрограммы.

Программа позволяет легко добавлять дополнительные модули в виде отдельных подпрограмм.

С помощью управляющих параметров можно управлять объемами анализа, выполняемого подпрограммами NODAN и BRANAN.

Для подпрограммы NODAN можно задавать до 6 анализируемых ступеней номинальных напряжений из диапазона 6 ... 750 кВ и количества выделяемых на каждой ступени узлов (до

20) с экстремальными значениями напряжения. Если указанные параметры не заданы, анализируются ступени напряжения 110, 220 и 330 кВ с выделением соответственно 8, 2 и 3 узлов как с минимальными, так и с максимальными напряжениями.

В подпрограмме BRANAN можно управлять определением и печатью ступеней трансформации трансформаторов. В стандартном случае они не определяются.

В обеих подпрограммах можно задавать максимальное число печатаемых элементов (узлов и в отдельности ЛЭП и трансформаторов), режимные параметры которых выходят из ε -кратной допустимой области.

Если число таких элементов превышает заданное значение, печатается также их общее количество. Стандартное число печатаемых элементов 15, максимальное - 30.

Число ε определяет заданную степень приближения к допустимым пределам и может задаваться в пределах от 0,5 ... 1,0 (стандартное значение - 0,9).

В подпрограмме NODAN проверяется нахождение напряжений U_i узлов в пределах

$$U_{ni} - (U_{ni} - U_i^-) \varepsilon \leq U_i \leq (U_i^+ - U_{ni}) \varepsilon + U_{ni}, \quad (1)$$

где U_i^+ , U_i^- - допустимые максимальное и минимальное значения напряжения i -го узла;

U_{ni} - номинальное напряжение i -го узла.

В подпрограмме BRANAN проверяется нахождение потоков P_j активной мощности ветвей в пределах:

$$\frac{P_j^+ + P_j^-}{2} - \left(\frac{P_j^+ + P_j^-}{2} - P_j^- \right) \varepsilon \leq P_j \leq \left(P_j - \frac{P_j^+ + P_j^-}{2} \right) \varepsilon + \frac{P_j^+ + P_j^-}{2}, \quad (2)$$

где P_j^+ , P_j^- - допустимые минимальное и максимальное значения потока активной мощности j -й ветви.

Токи I_k ветвей проверяются по условию

$$|I_k| \leq \varepsilon I_k^+, \quad (3)$$

где I_k^+ - максимальный допустимый ток k -й ветви.

Проверке подлежат только ветви с заданными допустимыми пределами.

Элементы, величины которых не удовлетворяют условиям (1)...(3), упорядочиваются по показателю η превышения пределов:

$$\eta = \pm \left(\frac{A - A_{np}}{A_{np}} \right) 100, \quad (4)$$

где A , A_{np} — соответственно проверяемая величина и ее предельное значение.

Знак "+" принимается при проверке верхнего, знак "-" — нижнего предела.

Описанная проверка пределов выполняется подпрограммой RESTAN, вызываемой при необходимости подпрограммами NODAN и BRANAN. Последними вызываются также подпрограммы печати таблиц с результатами анализа.

Обмен информацией между программами из серии Б и ARSRES происходит через транзитную область на МД (файл LUDA). Программой ARSRES можно анализировать также и заранее рассчитанные режимы, занесенные на МД или магнитную ленту. В таком случае анализируемая информация заносится в транзитную область с помощью программы информационного обеспечения задач расчета установившихся и оптимальных режимов электрической сети ИС-600, разработанной ВНИИЭ ВЦ ГТУ.

Редко изменяющаяся информация целесообразно занести в файл NETDAT, который имеет сходную с файлом LUDA структуру и обрабатывается программой ИС-600.

4. Заключение

Программа ARSRES внедрена в Эстонглавэнерго. Полное время анализа (с вводом данных и печатью результатов) параметров режима сети с 186 узлами и 222 ветвями составляет 55 секунд, сети с III узлами и 134 ветвями — 20 секунд.

Хотя применение подобных изложенному программ не является окончательным решением, результаты разработки их полностью применимы при составлении блоков анализа более совершенных основных программ расчета стационарных режимов.

Использование подобного рода блоков неизбежно также при создании комплексов сбора и отображения информации о режимах в системах управления энергетическими системами в реальном масштабе времени.

Л и т е р а т у р а

1. Ершевич В.В., Кинер Г.Р. Обобщенные показатели схемы и режима электрической сети энергосистемы. - Электричество, 1977, № 6, с. 5-9.

2. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др. Под ред. В.М. Горнштейна. М., Энергия, 1981. 336 с.

3. Ершевич В.В., Авраменко А.В. Применение ЭВМ для анализа результатов расчета установившегося режима сложной электрической сети. - Электрические станции, 1981, № 3, с. 29-30.

P. Raesaar, A. Sild,
E. Tiigimägi

An Analysis Program of Load Flow

Solution Results

Summary

A computer program enabling automatical processing of load flow solution results and envisaged for the function with the 5-type load flow solution programs is described here. The program is composed in the algorithmic language FORTRAN-IV and introduced in the Estonian Power System.

СПОСОБ УТОЧНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НАГРУЗОК
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫI. Постановка задачи

Точность и достоверность прогнозирования нагрузок энергетической системы во многом определяется адекватностью принятой математической модели. Требуется как соответствие структуры модели истинным процессам изменения нагрузок во времени, так и точность ее параметров.

Параметры модели, оцениваемые на основе статистических данных, уточняются периодически по мере изменения характера нагрузок. При относительно быстром изменении нагрузок (например, вследствие ограничения потребления электроэнергии) наблюдается, однако, систематическое смещение значений параметров, требующее более обстоятельного изучения.

Рассмотрим математическую модель нагрузки в виде

$$P(t, h) = P_0 e^{\alpha t} [s(t, h) + r(t, h) \Theta(t)], \quad (I)$$

где P_0 и α - параметры тренда нагрузки;

$s(t, h)$ и $r(t, h)$ - приведенные значения математического ожидания и среднеквадратичного отклонения нагрузки;

t и h - время, отсчитываемое с начала года и с начала недели, соответственно;

$\Theta(t)$ - стационарный случайный процесс.

Приведенные значения математического ожидания и среднеквадратичного отклонения, согласно [1], аппроксимируются формулами

$$s(t, h) = \mu(h) [1 + \delta(t)] + \rho(h) [s_0(t) + \Delta s(t, h)], \quad (2)$$

$$r(t, h) = \sigma(h) r_0(t). \quad (3)$$

Составляющие модели могут быть физически истолкованы. Так, функция $\mu(h)$ представляет идеальный (исключены тренд и особые дни) среднегодовой недельный график нагрузки, описывающий основные внутринедельные (вместе с тем и внутрисуточные) изменения нагрузки. Сезонное изменение нагрузки выражается в среднем функцией $s_0(t)$, а распределение этого изменения в разрезе недели — функцией $\rho(h)$. Функции $\delta(t)$ и $\Delta s(t, h)$ уточняют, соответственно, недельное и сезонное изменение нагрузки.

Параметры отдельных составляющих модели отражают, таким образом, определенные физические свойства нагрузки. Поэтому можно предполагать, что мероприятия, направленные на снижение максимальных нагрузок, отражаются в уменьшении неравномерности функции $\mu(h)$. Следовательно, для сохранения точности модели необходимо переоценивать параметры составляющей $\mu(h)$ согласно влиянию на нагрузку указанных мероприятий.

Полное статистическое переоценивание параметров математической модели осуществимо по данным за один год. Получаемые оценки не отражают поэтому быстрые изменения характера нагрузки. Кроме того, в целях долгосрочного прогнозирования нагрузки (с упреждением порядка одного года) желательно учитывать тенденции изменения параметров математической модели в будущем, что вовсе не осуществимо статистическим их переоцениванием.

Задача решается выделением и изучением изменения во времени параметров модели, наиболее чувствительных к изменениям графика нагрузки. Ниже приводится анализ изменений во времени основных составляющих математической модели суммарной нагрузки одной из энергосистем по данным с 1974 по 1982 годы.

2. Составляющая $\mu(h)$

Предполагаемое по физическим соображениям уплотнение недельного графика нагрузки $\mu(h)$ подтверждается также экспериментально. Наблюдается как уменьшение максимальных и увеличение минимальных значений кривой $\mu(h)$ в течение суток, так и некоторое уменьшение средних значений функции $\mu(h)$ для

рабочих дней и соответствующее увеличение в субботу и воскресенье. В связи с этим выделим из функции $\mu(h)$ составляющую $m(h)$, которая соответствует средней нагрузке за текущие сутки (т.е. скользящее среднее за текущие 24 часа). Остаток $\mu^*(h) = \mu(h) - m(h)$ выражает тогда относительное изменение почасовых нагрузок (отдельно для каждых суток недели). Если теперь в качестве показателя неравномерности составляющих $m(h)$ и $\mu^*(h)$ принять их среднеквадратичные отклонения ε_m и ε_μ , получим (с учетом того, что среднее значение функции $\mu(h)$ равно единице) разложение

$$\mu(h) = 1 + \varepsilon_m m(h) + \varepsilon_\mu \mu^*(h). \quad (4)$$

Значения параметров ε_m , ε_μ и функций $m(h)$, $\mu^*(h)$ за рассматриваемый период приведены на фиг. 1, 2 и 3. Можно заметить систематическое снижение неравномерности графиков как средних, так и почасовых нагрузок. С другой стороны, характерно, что нормированные значения функций $m(h)$ и $\mu^*(h)$ за различные годы практически совпадают^I. Это подтверждает, что изучаемое нами изменение составляющей достаточно хорошо выражается параметрами ε_m и ε_μ .

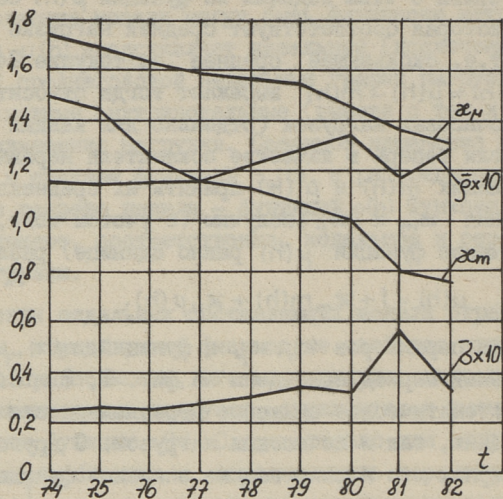
Скорость изменения параметров ε_m и ε_μ может быть связана с интенсивностью мероприятий по ограничению максимальных нагрузок (например, экспертным способом). Таким путем может быть получен достоверный прогноз этих параметров, а вместе с тем и прогноз нагрузки с упреждением порядка одного года и более.

Параметры ε_m и ε_μ оценимы по статистическим данным за 2...3 недели. При необходимости такую оценку можно применять в целях текущего корригирования (адаптации) параметров математической модели. По сравнению с [2], алгоритм корригирования при этом значительно упрощается.

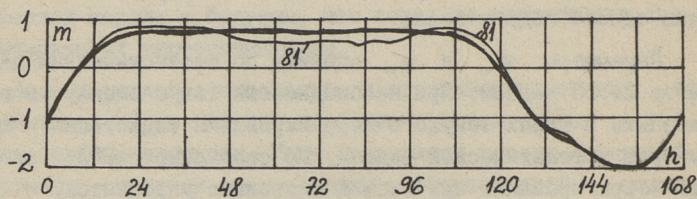
3. Составляющие $s_0(t)$, $\rho(h)$, $r_0(t)$ и $\sigma(h)$

В противоположность недельному графику нагрузки при составляющих $s_0(t)$, $\rho(h)$, $r_0(t)$ и $\sigma(h)$ не наблюдается

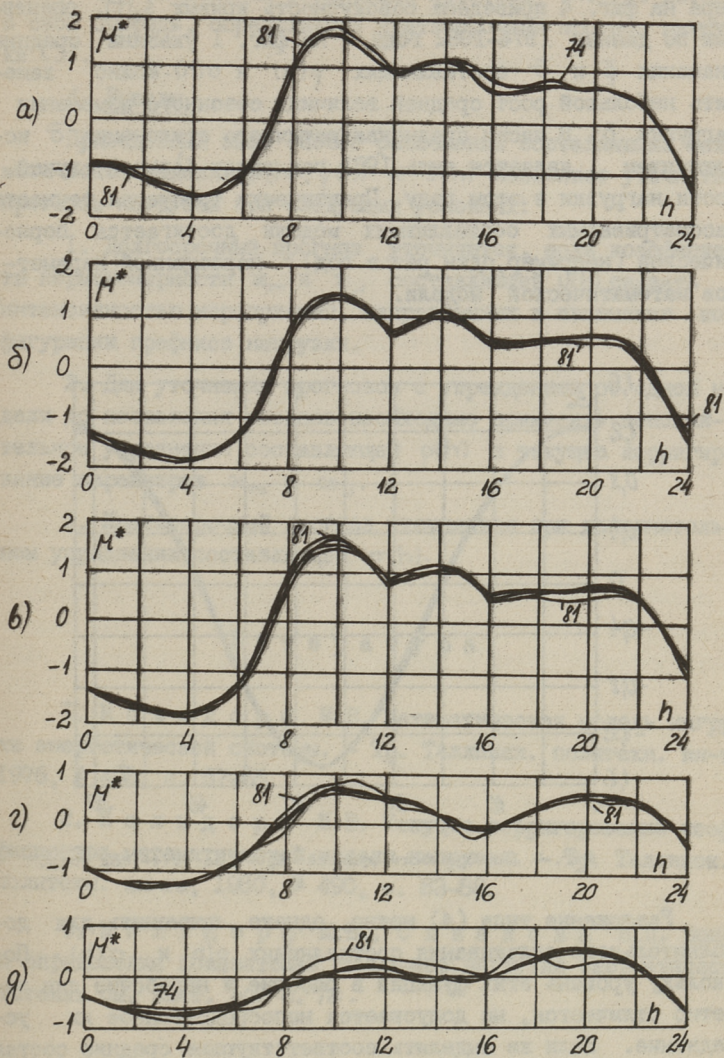
^I Некоторое отклонение кривых за 1981 год объясняется повышенным уровнем случайности нагрузок в этом году.



Фиг. 1. Изменение параметров математической модели нагрузки за 1974-1982 годы.

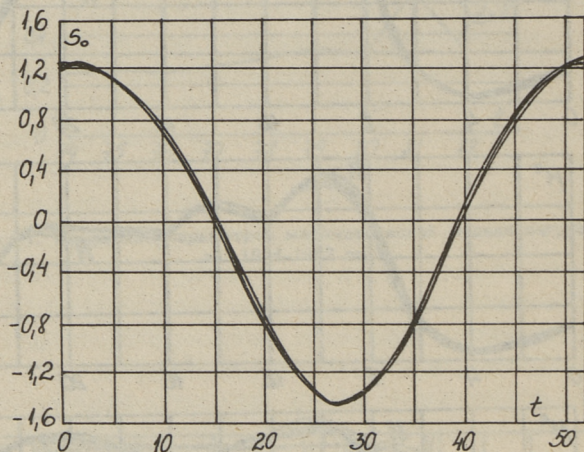


Фиг. 2. Совокупность функций $m(h)$ за 1974-1982 годы.



Фиг. 3. Совокупность функций $\mu^*(h)$ за 1974-1982 годы (а - понедельник; б - центральные рабочие дни; в - пятница; г - суббота; д - воскресенье).

систематического их изменения во времени. В качестве примера на фиг. 4 приведена совокупность кривых $s_0(t)$, оцененных по данным 1974–1982 года. На фиг. 1 указаны средние значения $\bar{\rho}$ и $\bar{\sigma}$ составляющих $\rho(h)$ и $\sigma(h)$. Можно заметить небольшой рост средней величины сезонного изменения нагрузки $\bar{\rho}$. В части среднеквадратичного отклонения $\bar{\sigma}$ исключением является лишь 1981 год ввиду большей случайности нагрузки в этом году. Практически требуемая точность рассматриваемых составляющих модели достигается периодической (например, один раз в год) переоценкой параметров математической модели.



Фиг. 4. Совокупность функций $s_0(t)$ за 1974–1982 годы.

Разложение типа (4) можно, однако, применить для дополнительного сглаживания составляющих $\rho(h)$ и $\sigma(h)$. Поскольку уровень этих функций в рабочие и нерабочие дни заметно отличается, не допускается непосредственное их усреднение. Если же выделить соответствующие средние составляющие, то остатки могут быть усреднены за совпадающие моменты времени всех суток недели. Заметим, что особой точности прогноза среднеквадратичного отклонения, а вместе с тем и составляющей $\sigma(h)$ непосредственно не требуется. В принятой математической модели функция $\sigma(h)$ применяется, од-

нако, при вычислении реализации процесса $\Theta(t)$, по которой, в свою очередь, определяется краткосрочный прогноз нагрузки [3].

4. Выводы

Приведенный выше способ разложения составляющих математической модели $\mu(h)$, $\rho(h)$ и $\sigma(h)$ позволяет уточнять прогнозы нагрузок при следующих условиях:

1. Долгосрочный прогноз уточняется, если коэффициенты неравномерности ε_m и ε_μ составляющей $\mu(h)$ связать с интенсивностью мероприятий, направленных к изменению конфигурации графиков нагрузки.

2. Для уточнения прогнозов с упреждением от одной недели до нескольких месяцев необходимо применить дополнительное усреднение составляющей $\rho(h)$ и текущее корректирование параметров ε_m и ε_μ .

3. Краткосрочный прогноз уточняется при дополнительном усреднении составляющей $\sigma(h)$.

Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В. Математическая модель нагрузки энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 57-65.

2. М е л ь д о р ф М.В. Текущее корректирование коэффициентов математической модели нагрузки. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1980, № 490, с. 83-88.

3. М е л ь д о р ф М.В., С и в а к о в а В.П. Вопросы определения показателей суммарной нагрузки энергетической системы. См. наст. сб. с. 73.

M. Meldorf

Specification of the Mathematical Model
for the Power System Load

Summary

A generalization method for the mathematical model of the power system load, enabling to approximate more exactly the alterations of the average load in time, is being proposed in the paper. The data concerning the check-up of the specified model in practice are presented as well.

ВОПРОСЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СУММАРНОЙ
НАГРУЗКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫI. Постановка задачи

Из числа исходных данных, необходимых при планировании режима энергетической системы (ЭС), наиболее значимыми являются, безусловно, показатели суммарной активной нагрузки. На основе последних решаются вопросы баланса мощности и энергии в ЭС, выполняется оптимальное распределение нагрузки между электростанциями и т.п. Показатели нагрузки требуется прогнозировать заблаговременно с упреждением от одних суток до одного года. Необходимы также ретроспективные данные о фактических нагрузках в целях анализа режимов ЭС.

Сведения о суммарной нагрузке представляются с различной степенью детализации. Наиболее полную информацию содержат графики нагрузки. Последние определяются на заданные интервалы времени, либо представляются в виде совмещенных графиков для характерных типов суток. Многие практические задачи не требуют, однако, столь подробной информации, а могут решаться на основе отдельных показателей нагрузки. К последним относятся экспериментальные и средние значения нагрузки, их отношения, площади графиков и т.п. Показатели определяются за различные интервалы времени (сутки, декада, месяц, год) как для фактических, так и для прогнозируемых нагрузок.

Наряду с нагрузками рассматриваются режимные и метеорологические условия, с тем чтобы исследовать их влияние на потребление электроэнергии. Учету подлежат, прежде все-

го, частота системы, температура окружающего воздуха и уровень солнечной радиации. Данные об указанных (дополнительных) факторах обрабатываются и прогнозируются совместно с нагрузками. Их влияние определяется согласно с принятой математической моделью нагрузки.

При практической эксплуатации энергосистем данные об энергии рассматриваются обособленно от нагрузок. Это связано с тем, что точность измерения энергии (при помощи счетчиков) значительно превышает точность оценок, полученных интегрированием графиков нагрузки. Математически наиболее естественным решением было бы совместное оценивание суточных значений мощности и энергии с тем, чтобы устранить их отклонения (как случайные, так и систематические). Тогда показатели энергии могли бы вычисляться по соответствующим показателям нагрузки. Такой путь неприменим, однако, при действующем порядке технико-экономического учета нагрузки и энергии, не допускающем изменения значений, фиксированных измерительными приборами.

Ниже рассматриваются вопросы определения показателей суммарной нагрузки ЭС на основе математической модели, разработанной в Таллинском политехническом институте. Применение указанной модели при обработке фактических данных рассматривается в [1]. В настоящей статье более подробно разработаны вопросы определения показателей прогноза нагрузки и учета влияния режимных и метеорологических условий.

2. Математическая модель нагрузки

Примем за основу анализа и прогнозирования нагрузки математическую модель в виде

$$P(t) = P_0 e^{\alpha t} [s(t) + r(t) \Theta(t)], \quad (I)$$

где P_0 и α — параметры тренда нагрузки;

$s(t)$ и $r(t)$ — детерминированные функции, аппроксимирующие изменения во времени математического ожидания и среднеквадратичного отклонения нагрузки;

$\Theta(t)$ - стационарный случайный процесс.

Процесс $\Theta(t)$ разбивается на основную составляющую $\Theta_0(t)$ и составляющие $\Theta_k(t)$, учитывающие влияние метеорологических факторов

$$\Theta(t) = \Theta_0(t) + \sum_k \Theta_k(t). \quad (2)$$

Составляющие выражения (2) могут быть представлены моделью Бокса-Дженкинсона в виде

$$\Phi_0(B) \Theta_{0t} = \Psi_0(B) a_t, \quad (3)$$

$$\Phi_k(B) \Theta_{kt} = \Psi_k(B) \gamma_{kt}, \quad (4)$$

где Θ_{it} - последовательность составляющей $\Theta_i(t)$ в дискретные моменты времени;

$\Phi_i(B)$ и $\Psi_i(B)$ - операторы сдвига во времени;

a_t - последовательность некоррелированных случайных величин;

γ_{kt} - последовательность нормированных значений k -го метеорологического фактора.

По приведенной модели могут быть определены требуемые показатели нагрузки. Так прогноз нагрузки с упреждением τ как условное математическое ожидание, и соответствующее условное среднеквадратичное отклонение, выражаются, согласно (1), в виде

$$M_\tau [P(t)] = P_0 e^{\alpha t} [s(t) + r(t) M_\tau [\Theta(t)]], \quad (5)$$

$$\sigma_\tau [P(t)] = P_0 e^{\alpha t} r(t) \sigma_\tau [\Theta(t)]. \quad (6)$$

Прогноз $M_\tau [\Theta(t)]$ процесса $\Theta(t)$ находится, в соответствии с (2), как сумма прогнозов составляющих $\Theta_i(t)$. Последние определяются по выражениям (3) или (4). Прогноз составляющей $\Theta_0(t)$ практически затухает при $\tau = 7 \dots 10$ суток. Составляющие $M_k [\Theta_k(t)]$ целесообразно определять только по соответствующим метеорологическим прогнозам. Поскольку последние достоверны при $\tau < 2 \dots 3$ суток, то при большем упреждении составляющие $M_\tau [\Theta_k(t)]$ также принимаются равными нулю.

Вычисление условного среднеквадратичного отклонения $\sigma_{\tau} [\theta(t)]$ рассматривается в [2]. Практически в этих целях можно применить приближенную формулу

$$\sigma_{\tau} [\theta(t)] \approx 1 - (1 - \sigma_0) e^{-\frac{\tau}{T}}, \quad (7)$$

где σ_0 и T — параметры.

Влияние k -го метеорологического фактора в единицах нагрузки ΔP_{kt} получим, подставляя θ_{kt} из (4) в (I) с учетом (2), как

$$\Delta P_{kt} = P_0 e^{\alpha t} r(t) \frac{\Psi_k(B)}{\Phi_k(B)} Y_{kt}. \quad (8)$$

Зависимость нагрузки от частоты в приведенной математической модели в явном виде не выражена, а предполагается, что параметры функций $s(t)$ и $r(t)$ соответствуют традиционной в системе частоте. В соответствии с этим прирост нагрузки $\Delta P_{\omega}(t)$ при отклонении частоты от традиционного значения $\Delta \omega(t)$ можно определить по известной формуле

$$\Delta P_{\omega}(t) = \varphi_{\omega}(t) \Delta \omega(t) P(t), \quad (9)$$

где $\varphi_{\omega}(t)$ — регулирующий эффект нагрузки по частоте.

Контроль фактических значений нагрузки осуществим по критерию

$$|P(t) - M_{\tau}[P(t)]| < c_s \sigma_{\tau}[P(t)], \quad (10)$$

где c_s — коэффициент доверительности (практически $c_s = 2, 7 \dots 2, 9$).

Наибольшая точность достигается при $\tau = 1$. Практически вполне приемлемые результаты дает также контроль на основе соответствующих безусловных показателей.

Интегрирование отсутствующих или исключенных из статистического ряда значений нагрузки или дополнительных факторов представляет, в общем случае, довольно сложную задачу [2]. Отметим, что однократные значения ряда с удовлетворительной точностью заменимы на соответствующие прогнозы с упреждением $\tau = 1$.

3. Показатели фактической нагрузки

Показатели фактической реализации нагрузки рассматриваются с целью анализа режима ЭС, а также для контроля методики и точности прогнозирования нагрузок.

Имеющиеся (обычно ежечасные) значения нагрузки и дополнительных факторов подвергаются сначала контролю и, при необходимости, интерполяции. Контроль осуществляется по критерию (10). Неподходящие значения выделяются и интерполируются (если это допустимо). Интерполирование неизбежно, если данные фиксируются реже, чем 24 раза в сутки, что обычно имеет место для дополнительных факторов.

По проверенным и интерполированным данным вычисляются характерные показатели нагрузки (минимальные, средние и максимальные значения, их отношения, площади графиков и т.п.) для отдельных суток или на заданный интервал времени (декаду, месяц, год). Находятся также совмещенные графики по типовым дням (понедельник, средний рабочий день, суббота и воскресенье) и соответствующие сводные показатели. Отдельно обрабатываются нагрузки в особые дни (государственные праздники, пред- и послепраздничные дни и т.п.). Показатели энергии определяются как по прямым данным (полученным по счетчикам), так и по площадям графиков нагрузки.

Показатели метеорологических факторов находятся, как правило, усредненными за некоторый период или по типовым дням, а частоту полезно рассматривать в час максимальной нагрузки.

Влияние метеорологических факторов, определяемое по формуле (8), представляется также в виде суточных графиков или усредненных показателей в соответствии с фактическими метеорологическими условиями. В целях анализа режимов ЭС возможен также пересчет фактических нагрузок к заданным метеорологическим или режимным условиям. Последнее осуществляется путем имитации временных рядов дополнительных факторов.

Имитацию можно осуществить различным способом. В простейшем случае задается некоторое постоянное значение дополнительного фактора. Такой способ может оказаться приемлемым при определении частоты, поскольку задача обычно состоит в пересчете нагрузки к номинальному значению частоты — 50 Гц. Для метеорологических факторов постоянное значение явно не соответствует их физической природе. Более содержательная имитация получается, если задаваться постоянным значением нормированного отклонения метеорологических факторов. Тогда, например, отклонение 0 означает пересчет к норме метеорологических факторов, отклонение I — к благоприятным, а $-I$ — к неблагоприятным условиям и т.п. В соответствии с практическими требованиями к пересчету нагрузки могут быть приняты различные другие способы имитации дополнительных факторов.

4. Прогнозирование показателей нагрузки

В соответствии с принятой математической моделью прогноз нагрузки может быть определен как предварительный (безусловное математическое ожидание) или уточненный (условное математическое ожидание). Для вычисления последнего требуется обработка текущих статистических данных о нагрузке и метеорологических факторах [3], в результате которой находится условное математическое ожидание процесса $\Theta(t)$. Получаемое уточнение практически значимо при упреждении прогноза до 7...10 суток.

Предварительный прогноз, определяемый на основе параметров математической модели, может быть вычислен, в принципе, с любым упреждением. Точность прогноза зависит от соответствия параметров модели наступающим уровням и форме графика нагрузки. Понятно, что чисто статистическое оценивание параметров может давать при больших (порядка одного года) упреждениях неудовлетворительные результаты. Поэтому целесообразно некоторые из параметров уточнять на основе дополнительной, нестатистической информации.

Основным источником дополнительной информации являются экспертные оценки, даваемые специалистами на основе перспектив развития народного хозяйства, намечаемых технических изменений в ЭС и по прочим сведениям. Экспертные оценки задаются в виде отдельных значений нагрузок (например, годовой максимум) или потребления энергии за некоторый период (год, квартал и т.п.), а также относительными величинами (например, коэффициентом заполнения графика нагрузки).

Учет влияния дополнительных факторов при долгосрочном прогнозировании не имеет прямого смысла, поскольку достоверный прогноз этих факторов неосуществим. Поэтому долгосрочный прогноз нагрузки относят к средним метеорологическим и режимным условиям. Имеется, однако, возможность пересчета прогноза на заданные условия, аналогично фактическим значениям нагрузки.

Показатели прогноза нагрузки энергии и дополнительных факторов находятся по прогнозированным временным рядам. Состав и порядок определения показателей при прогнозе такой же, как для фактических данных. Некоторое исключение представляет лишь влияние дополнительных факторов, которое при долгосрочном прогнозировании (если отсутствует пересчет нагрузки к заданным условиям) заведомо равно нулю.

5. Программная реализация методики

Рассмотренная выше методика анализа и прогнозирования нагрузок реализуется системой программ для ЕС ЭВМ. Система состоит из ряда модулей, предназначенных для ввода данных, оценивания параметров математической модели и т.п. Непосредственно для вычисления и вывода на печать показателей суммарной нагрузки составлены три модуля. Необходимые исходные данные, параметры математической модели и основные результаты обработки данных хранятся в специальном файле на магнитном диске.

Показатели нагрузки вычисляются и печатаются по определенным совокупностям — формам вывода. Содержание форм определяется по соображениям их практического применения при планировании режима ЭС. Рассматриваются суточные, декадные, месячные, квартальные и годовичные формы. Формы вывода фактических и прогнозируемых показателей практически совпадают.

Наиболее детальная информация приводится в суточных формах. Здесь выводятся графики нагрузки и дополнительных факторов. Указывается также влияние дополнительных факторов (фактическое, прогнозируемое или расчетное) на нагрузку. При наличии фактических данных (обработка факта или контрольный прогноз) вычисляются также отклонения прогноза от факта. Кроме того приводятся соответствующие суммарные и средние значения, а также суточная энергия, измеренная счетчиками (или соответствующий прогноз).

Декадные формы содержат также суточные графики нагрузки и соответствующие показатели (экстремальные и средние значения, их отношения и т.п.). Сведения о метеорологических факторах здесь приводятся усредненными, а частота указывается в час максимальной нагрузки. Основным содержанием месячных, квартальных и годовичных форм являются совмещенные графики по характерным типам дней. Кроме того приводятся различные сводные показатели нагрузки, энергии и дополнительных факторов. Отдельно выводятся графики нагрузки и характерные показатели для особых дней.

В зависимости от уровня математического моделирования факторов выводные формы делятся на предварительные и уточненные. Последние составляются по результатам текущей обработки данных, осуществляемой соответствующим модулем программной системы. Уточненные показатели могут быть представлены в виде суточной, декадной или месячной форм в пределах 36 прошедших или наступающих суток. По предварительным формам показатели могут быть выведены на любой период времени. Необходимо лишь принимать во внимание, что на магнитном диске хранятся, как правило, фактические данные за текущий и два предыдущих года.

Л и т е р а т у р а

1. Раэсаар П.Х., Сивакова В.П., Тийгмяги Э.А., Треуфельдт Ю.Э. Обработка исходных данных и прогнозирование показателей электропотребления электроэнергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 23-28.

2. Мельдорф М.В., Тяхт Т.К. Интерполирование и экстраполирование нормированного процесса изменения нагрузок энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 528, с. I07-II2.

3. Мельдорф М.В. Текущая обработка статистических данных о нагрузках энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. II3-I2I.

M. Meldorf, V. Sivakova

Determination of Aspects for the Power System Load Characteristics

Summary

Aspects to be used in calculating and predicting the actual power system load characteristics have been examined here, taking into consideration the meteorological factors, sun radiation and power system frequency. A computer program system is described for the realization of the methods.

КУСОЧНО-ЛИНЕЙНАЯ АППРОКСИМАЦИЯ ГРАФИКОВ
НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙВведение

В Советском Союзе и во многих других странах нагрузки энергосистем (ЭС) регистрируются каждый час. Графики нагрузок представляются тогда кусочно-линейными функциями. В условиях АСДУ предложено произвести автоматическое измерение и регистрацию суммарной нагрузки энергосистем через 15...20 минут [1].

При оптимизации суточных и недельных режимов энергосистем широкое применение нашел способ дискретизации оптимизируемого периода. В этом случае в каждом расчетном интервале времени все зависимости и параметры режима считаются постоянными [2, 3, 4]. Указанный способ требует при оптимизации режима представить графики прогнозируемых нагрузок и перетоков мощностей в ступенчатом виде.

В [5, 6] предлагается повысить эффективность оптимизации режимов, применяя кусочно-линейную аппроксимацию процессов в ЭС по времени. Предлагается также в определенных случаях представить графики минимальным количеством отрезков, то есть определить параметры режима только для т.н. расчетных моментов времени. В этом случае параметры режима между расчетными моментами времени изменяются линейно. Таким образом, можно суточный график прогноза нагрузок весьма характерно представить, например, восьмью отрезками.

I. Постановка задачи и метод решения

Предполагается, что исходный график нагрузок представлен или в ступенчатом или в кусочно-линейном виде. При этом дискретизация времени произведена через равные интервалы.

Требуется определить аппроксимирующий график в кусочно-линейном представлении при следующих условиях:

- а) заданы (фиксированы) начальная и конечная точки графика;
- б) имеется возможность задавать (фиксировать) некоторые промежуточные точки графика (минимумы, максимумы и т.п.). Можно фиксировать обе координаты или только абсциссы (значения времени).

Аппроксимацию графиков нагрузок целесообразно выполнить методом наименьших квадратов.

Задача аппроксимации состоит тогда в следующем: определить координаты узловых точек аппроксимирующего графика

$$\hat{P}_1, \dots, \hat{P}_m, \hat{t}_1, \dots, \hat{t}_m,$$

обеспечивающие минимум функционала

$$\varphi = \int_{t_1}^{t_n} [P(t) - \hat{P}(t)]^2 dt, \quad (\text{I.I})$$

где $P(t)$ и $\hat{P}(t)$ - исходный и аппроксимирующий графики нагрузки;

t_1 и t_n - абсциссы начала и конца исходного графика.

Абсциссы узловых точек аппроксимирующего графика $(\hat{t}_1, \dots, \hat{t}_m)$ образуют множество (\hat{T}) , являющееся подмножеством множества (T) абсцисс узловых точек (t_1, \dots, t_n) исходного графика $(\hat{T} \subset T)$.

Для минимизации функционала φ можно использовать один из следующих путей:

а) задано число узловых точек m аппроксимирующего графика, определяются их координаты;

б) задано максимально допустимое значение показателя разности между исходным и аппроксимирующим графиками

($\varphi_{\text{дон}}$), определяются необходимое количество узловых точек и их координаты.

Решение изложенной задачи аппроксимации представляет собой многоэкстремальную нелинейную задачу оптимизации.

Рассматриваемая задача несколько усложняется, если учитывать непостоянство среднеквадратического отклонения нагрузки P во времени.

Если задан прогнозируемый график среднеквадратических отклонений $\sigma(t)$ нагрузки, то вместо минимума функционала (I.1) следует обеспечить минимум следующего функционала:

$$\Phi = \int_{t_1}^{t_n} [P(t) - \hat{P}(t)]^2 \frac{1}{\sigma^2(t)} dt. \quad (\text{I.2})$$

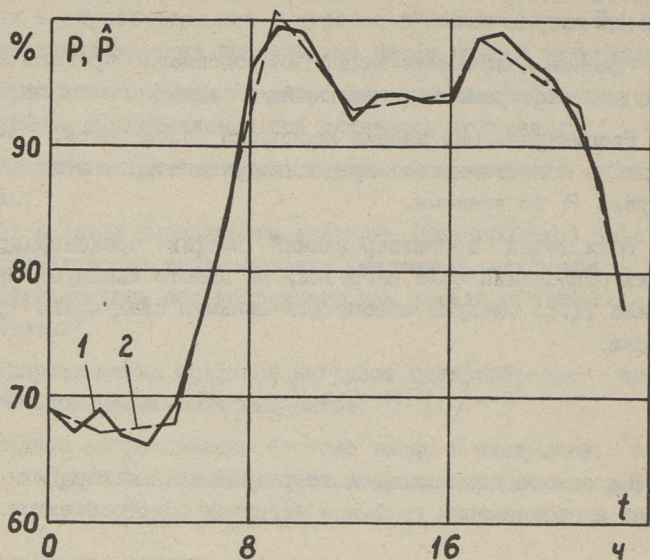
На основе вышеизложенного разработаны алгоритм и программа аппроксимации графиков нагрузок энкргообъектов.

2. Описание программы

Программа для аппроксимации графиков нагрузок кусочно-линейными функциями составлена для ЦВМ ЕС на языке ФОР-ТРАН-4. Она используется как в качестве подпрограммы (вывод результатов расчета на печать производится по требованию), так и в качестве самостоятельной программы (ввод исходных данных осуществляется с перфокарт).

Выходные графики представляются в виде таблиц, состоящих из координат до 24 узловых точек.

Решение задачи аппроксимации соответствует оптимальной комбинации значений абсцисс узловых точек выходного графика при оптимальных значениях их ординат. Оптимальные значения ординат (непрерывные величины) определяются методом наименьших квадратов. Для этого решается линейная система условий оптимальности. Оптимальная комбинация значений абсцисс как дискретных величин определяется путем перебора вариантов. Если число узловых точек выходного графика не задается, то в переборе вариантов участвуют варианты с разным числом узловых точек. В этом случае множество вариантов генерируется при последовательном увеличении числа отбрасываемых узловых точек k ($k = 1, 2, \dots$). Максималь-



Фиг. 1. Почасовой суточный график нагрузки ОЭС:
1 - фактический, 2 - аппроксимированный.

ное значение k определяется с помощью заданного показателя допустимой разности исходного и выходного графиков $\varphi_{\text{дон}}$. Значение $\varphi_{\text{дон}}$ зависит от конкретных условий и определяется опытным путем.

Время расчетов зависит: а) от числа узловых точек исходного графика; б) от требуемого числа узловых точек выходного графика или значения $\varphi_{\text{дон}}$; в) от заданной комбинации промежуточных узловых точек с фиксированными координатами.

Для получения необходимой вероятностной информации о нагрузках, используемой в (I.2) в Таллинском ПИ разработана программа СТАТАН-6 [7].

Программа кусочно-линейной аппроксимации графиков нагрузок используется в программе расчета краткосрочных режимов энергетических систем.

На фиг. I показаны исходный почасовой график нагрузки ОЭС и аппроксимирующий его кусочно-линейный график из восьми отрезков.

Л и т е р а т у р а

1. Т и м ч е н к о В.Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. Анализ и синтез для решения задач управления режимами объединенных энергосистем / Под ред. В.А. Веникова. М., Энергия, 1975. 208 с.

2. Д а р м а н ч е в А.К. Основы оперативного управления энергосистемами. М.-Л., Госэнергоиздат, 1960. 395 с.

3. М а р к о в и ч И.М. Режимы энергетических систем. 4-е изд. М., Энергия, 1969. 352 с.

4. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С.А. Совалова. М., Энергия, 1979. 432 с.

5. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

6. В а л д м а М.Х. Некоторые детерминированные и вероятностные математические модели для оптимизации краткосрочных режимов энергетических систем по активным мощностям. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 27-49.

7. Методика и программа статистического анализа режимов энергетических систем / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, Х.Э. Лелумеэс, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-Й. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 63-77.

Load Schedule Approximation
with Line Segments

Summary

Load schedule of a power system approximation with line segments is described here. The approximation is necessary for reducing the number of line segments.

The computer program has been developed as well.

УДК 378.662(474.2 -25)+
+ 621.3.001.5(091)(474.2)

В.В. Мяги, Т.Л. Метусала

НАПРАВЛЕНИЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ В ТАЛЛИНСКОМ ТЕХНИКУМЕ ПО ОТРАСЛЯМ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И ЭНЕРГЕТИКИ

В настоящей работе дается краткий обзор учебного процесса и хода подготовки специалистов по электротехнике и энергетике в первом высшем техническом учебном заведении Эстонии – Таллинском техникуме (1918–1936). Полный курс техникума состоял из двух ступеней – низшей и высшей (продолжительность каждой 3 семестра). Узкой специализации в отделениях не было. Выяснить основные направления подготовки студентов электротехнического отделения Таллинского техникума можно только на основе анализа тем дипломных проектов.

По правилам экзаменирования, действующим в Таллинском техникуме, каждый студент был обязан после прослушивания лекций и выполнения практических работ (лабораторные работы, курсовое проектирование и т.д.) сдать в конце семестра экзамен по всему объему программы. Экзамен был бесплатный. Для обеспечения посещаемости лектор имел право не допустить студента на экзамен, если количество пропущенных лекций превышало три.

После сдачи всех экзаменов, предусмотренных программой первых трех семестров, студент должен был сдавать перед комиссией т.н. полукурсовой экзамен [1]. До перевода на четвертый семестр студент обязательно проходил шестимесячную практику.

После успешной сдачи всех экзаменов, кроме предметов последнего семестра, студент получал право зарегистрироваться у заведующего отделением как дипломант и получал

задание дипломного проекта. Кроме пояснительной записки дипломный проект содержал большое количество (до 16) разных чертежей и электрических схем. На составление дипломного проекта было выделено 6 месяцев. Для получения представления об уровне постановки технической проблемы в тогдашних дипломных работах, а также об их объеме приведем как пример задание одного проекта:

При электрификации железной дороги Таллин-Нарва одним вариантом предвидится использование системы питания с номинальной частотой 16 2/3 Гц и номинальным напряжением 15 кВ. Спроектировать для данной системы электровоз с непрерывной тягой 5 тонн при скорости 75 км/ч и с максимальной тягой 20 тонн при трогании с места со скоростью до 20 км/ч. Сконструировать для электровоза трансформатор и систему охлаждения трансформатора.

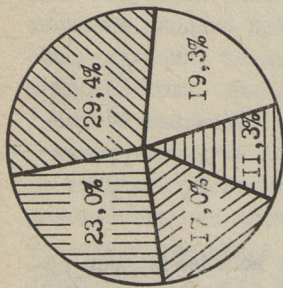
Дипломный проект должен был содержать: конструктивное решение электровоза, продольные и поперечные разрезы электровоза, схему электроснабжения электровоза с соответствующими расчетами, электрический и тепловой расчеты трансформатора, продольные и поперечные разрезы трансформатора, расчет и конструктивное решение системы охлаждения трансформатора [2].






После представления проекта дипломант должен был сдавать выпускной экзамен по специальности. В экзаменационную комиссию входили преподаватели основных учебных предметов специализации, заведующий соответствующим отделением и представитель министерства просвещения. После сдачи выпускного экзамена, защиты дипломного проекта и одобрения Советом техникума результатов годичной практики выпускнику выдавали удостоверение действительного инженера или действительного архитектора. Местами практики для студентов-электротехников являлись электростанции, городские электрические сети и промышленные предприятия, при этом предпочитали объекты, где практикантам платили за их работу. По тому же принципу также искали базы практики при известных иностранных фирмах. Например, английская фирма *General Electric Company Ltd* в Бирмингхеме, где работали некоторые практиканты из Таллинского техникума, платила практикантам 2 фунта в неделю [3].

Количество студентов в Таллинском техникуме
(1919-1936 гг.)

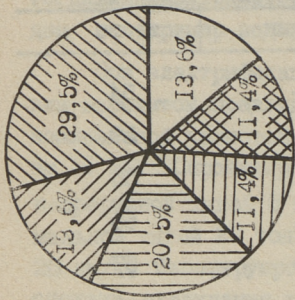
Год	Количество студентов			
	всего	на электротехническом отделении		
		мужчин	женщин	итого
1919	236	54	-	54
1920	270	59	-	59
1921	234	54	1	55
1922	276	64	1	65
1923	363	57	-	57
1924	450	65	-	65
1925	463	79	-	79
1926	484	86	2	88
1927	503	99	3	102
1928	504	113	4	117
1929	539	100	5	105
1930	439	100	4	104
1931	359	82	3	85
1932	295	74	3	77
1933	225	61	2	63
1934	125	40	3	43
1935	48	14	-	14
1936	47	14	-	14







- Примечания: 1. При составлении таблицы использовались архивные источники [5] и печатные материалы [6].
2. На 1936 год дается количество студентов, окончивших техникум до 29.05.1936 г., данные на предыдущий период по состоянию на конец текущего года.



-  электротехника
-  строительная техника
-  машиностроение
-  архитектура
-  прочие

Фиг. 1. Распределение выпускников Таллинского техникума по специальностям.



-  электрические станции
-  электрические сети и ЛЭП
-  электрические машины
-  электрическая связь
-  электрический транспорт
-  прочие

Фиг. 2. Распределение тем дипломных проектов студентов электротехнического отделения по отраслям.

В программу выпускного экзамена для студентов электротехнического отделения входили вопросы из четырех отраслей: общая электротехника, электрические машины, силовые электрические установки и техника слабого тока.

Экзаменационные вопросы по общей электротехнике охватывали узловые проблемы теоретических основ электротехники. Вопросы по электрическим машинам: машины постоянного тока, характеристики и конструкция генераторов переменного тока, параллельная работа генераторов, синхронные двигатели и их применение с целью повышения $\cos \varphi$, трансформаторы, умформеры, коллекторные двигатели. Вопросы по силовым электрическим установкам: силовые установки электростанций, электрические машины на электростанциях, регулирование напряжения, изоляционные материалы, волновые процессы, перенапряжения и защита от них, параметры линий электропередачи (ЛЭП), потери на линиях, расчет и конструкция ЛЭП, схемы распределительных устройств и высоковольтные аппараты. Вопросы по технике слабого тока относились в основном к установкам связи: телеграфные аппараты, автоматные телеграфные системы, телефонные аппараты, телефонные станции и линии, искажения на линиях и устранение их, высокочастотная связь, электромагнитные волны и колебания, радиопередатчики и -приемники [4]. Кроме вопросов теории студент должен был на выпускном экзамене решать задачи практического характера (составить различные векторные диаграммы и схемы, охарактеризовать конкретные установки, машины и аппараты).

По количеству студентов электротехническое отделение являлось самым большим в Таллинском техникуме. В 1918 году, когда техникум под названием Специальных курсов Эстонского технического общества начал свою деятельность, в электротехническое отделение поступало 40 из принятых 115 студентов, имеющих гимназическое образование. Данные о количестве студентов в годы существования Таллинского техникума приведены в таблице I.

Из 12 первых выпускников Таллинского техникума 6 окончили электротехническое отделение. Темой дипломных проектов у трех дипломантов были электростанции, у двух - электрические сети и ЛЭП и у одного электрический транспорт. Защита первых дипломных проектов по электротехнике в Эстонии состоялась в декабре 1923 года.

Общее количество инженеров и архитекторов, окончивших Таллинский техникум, 300 (фиг. I). Самое большое количество выпускников — инженеров дало электротехническое отделение — 88 (29,4 % от общего числа окончивших). Далее следовали отделения строительной техники — 69 выпускников (23,0 %), машиностроения — 51 (17,0 %) и архитектуры — 34 (11,3 %). Значит, количество выпускников четырех основных отделений составляет 80,7 % от общего количества. Остальные отделения — техническая химия, судостроение, инженерно-судомеханика, сельскохозяйственная техническая культура и гидротехника вместе дали всего 58 выпускников или 19,3 % от общего количества [7]. Среди выпускников электротехнического отделения была одна женщина (1935 г.) и один инженер окончил техникум экстерном (1934 г.).

Открытие в Эстонии высшего технического учебного заведения оказало прямое влияние на состав Эстонского инженерного общества. Если среди 100 членов общества в 1923 году имели только 7 подготовку по электротехнике, то к 1931 году общее количество членов достигло уже 170, при этом из 26 инженеров-электриков 11 были воспитанниками Таллинского техникума.

Анализ тем дипломных проектов электротехнического отделения показывает (фиг. 2), что самое большое количество работ — 26 (или 29,5 % от общего количества проектов) были посвящены электрическим станциям [7, 8]. По электрическим сетям и линиям электропередачи было защищено 12 (13,6 %) работ, по электрическим машинам — 18 (20,5 %), по электрической связи — 10 (11,4 %), по электрическому транспорту — 10 (11,4 %), по электроснабжению — 4 (4,5 %) и по электрическим измерениям — 2 (2,3 %) работы. Другим отраслям электротехники (электрические материалы, электрическое освещение, военная техника) было посвящено 6 (6,8 %) работ.

Учитывая обстановку, сложившуюся в энергетике Эстонии в 20–30-х годах [9], можно считать нормальным, что большая часть, а именно 15 (58 %) из 26 проектов, рассматривающих вопросы выработки электроэнергии, были посвящены тепловым электростанциям. Особое внимание уделялось рациональному использованию местного топлива — сланца и торфа. В значи-

тельно меньшей мере рассматривались вопросы использования гидроэнергетики, по которым было защищено только 6 работ. Особенно оживлялось проектирование электростанций в 30-х годах. По этой отрасли защитили в 1934 г. - 6, в 1935 г. - 5 и в 1936 г. - 7 работ, что составляет 20,4 % от общего числа дипломных проектов, защищенных в отделении электротехники. При анализе дипломных проектов, посвященных электрическим сетям, выяснилось, что в 9 (75 %) из них решались узловые вопросы постройки магистральных линий, в остальных 3 проектах (25 %) рассматривались проблемы распределительных сетей. Наибольшее количество работ по этой тематике (5) защищалось в 1935 году.

13 (68 %) из 19 проектов, где рассматривались электрические машины, были посвящены машинам переменного тока и были непосредственно связаны с электрификацией промышленности. Темой двух работ были машины постоянного тока. В области электрической связи наибольшая часть работ (7 из 10) была защищена по телефонной технике. Из 10 тем, касающихся электрического транспорта, в 5 рассматривались разные проблемы электрификации железной дороги. Самые перспективные технические решения относились именно к области электрического транспорта. Так, например, в 1931 г. защитили проект, рассматривавший вопросы возведения троллейбусной линии Таллин-Ньме, в 1936 году защитили проект электрического автомобиля.

Как видно, подготовка инженеров-электриков в Таллинском техникуме имела явно выраженный уклон в энергетику, что в условиях всеобщей электрификации республики, когда основным направлением стало возведение тепловых электростанций и развитие местных энергосетей, являлось неизбежным. Электрическое отделение Таллинского техникума, созданное при открытии Специальных курсов Эстонского технического общества 17 сентября 1918 года, было первым учреждением, которое готовило инженеров для электроэнергетики в Эстонии. Специализация электроэнергетиков продолжалась в Таллинском техникуме и продолжается в созданном на базе последнего Таллинском политехническом институте на кафедре электрических систем без существенных перерывов до настоящего времени.

Л и т е р а т у р а

1. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр. 35, л. 195.
2. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр. 34, л. I.
3. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр. II3, л. 22.
4. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр. 35, л. 13, 14.
5. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр, 57, л. 259-263.
6. Tallinna Tehnikum 1918-1928. Tln., 1928. 86 lk.
7. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр. 25, л. I-135.
8. ЦГАОР ЭССР фонд 4374, оп. I, ед. хр. 130, л. 274-296.
9. Мяги В.В., Метусала Т.Л. Первые планы всеобщей электрификации Эстонии и проблемы их реализации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 529, с. 137-146.

V. Mägi, T. Metusala

Die Richtungen der Vorbereitung
der Fachleute auf dem Gebiet der Elektrotechnik
und Energetik im Revaler Polytechnikum

Zusammenfassung

Im vorliegenden Artikel werden die Ergebnisse der Analyse der Themen der Diplomarbeiten der Abteilung für Energetik der ersten technischen Hochschule Estlands - des Revaler Polytechnikums (1918-1936) vorgetragen. Daraus wird ersichtlich, daß die Vorbereitung der Elektroingenieure eine starke Neigung zur Energetik hatte, was unter den Bedingungen der Elektrifizierung der Volkswirtschaft unausbleiblich war. Zur Hauptrichtung wurden das Anlegen der auf der Basis des Ölschiefers und des Torfs arbeitenden Wärmekraftwerke und die Ausdehnung der entsprechenden Energienetze gestellt.

С о д е р ж а н и е

1.	М.Х. Валдма. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации.....	3
2.	М.Х. Валдма, М.Э.Кээл, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-Й Таммоя. Комплексная методика и программа оптимизации режимов конденсационных электрических станций ОПТЭС-2.....	19
3.	Х.Э. Лелумеэс. Учет неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации режимов.....	31
4.	А.Л. Лейсалу. Определение формул потерь активной мощности генераторов.....	41
5.	К.У. Ванамёлдер. Об исследовании оптимизируемости режимов энергетических систем методом планирования экспериментов.....	51
6.	П.Х. Раэсаар, А.Х. Сильд, Э.А. Тийгимяги. Программа анализа результатов расчета стационарного режима электрической сети.....	57
7.	М.В. Мельдорф. Способ уточнения математической модели нагрузок энергетической системы.....	65
8.	М.В. Мельдорф, В.П. Сивакова. Вопросы определения показателей суммарной нагрузки энергетической системы.....	73
9.	М.Э. Кээл. Кусочно-линейная аппроксимация графиков нагрузок потребителей.....	83
10.	В.В. Мяги, Т.Л. Метусала. Направления подготовки специалистов в Таллинском техникуме по отраслям электротехники и энергетики.....	89



Таллинский политехнический институт

Труды ТПИ № 549

ВОПРОСЫ СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Энергетические системы X

Редактор Т. Метусала, Технический редактор Е. Зорина

Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 01 апреля 1983 года

Подписано к печати 30 июня 1983 года. Формат 60x90/16

Печ. л. 6,25+0,5 приложение. Уч.-изд. л. 5,16. Тираж 450

МВ-06597. Ротапринт ТПИ, Таллин, ул. Коскла, 2/9. Зак. № 489

Цена 75 коп.



Таллин, ТПИ, 1983

Цена 75 коп.