

Ep. 6.7
657

ISSN 0136-3549
0320-354X

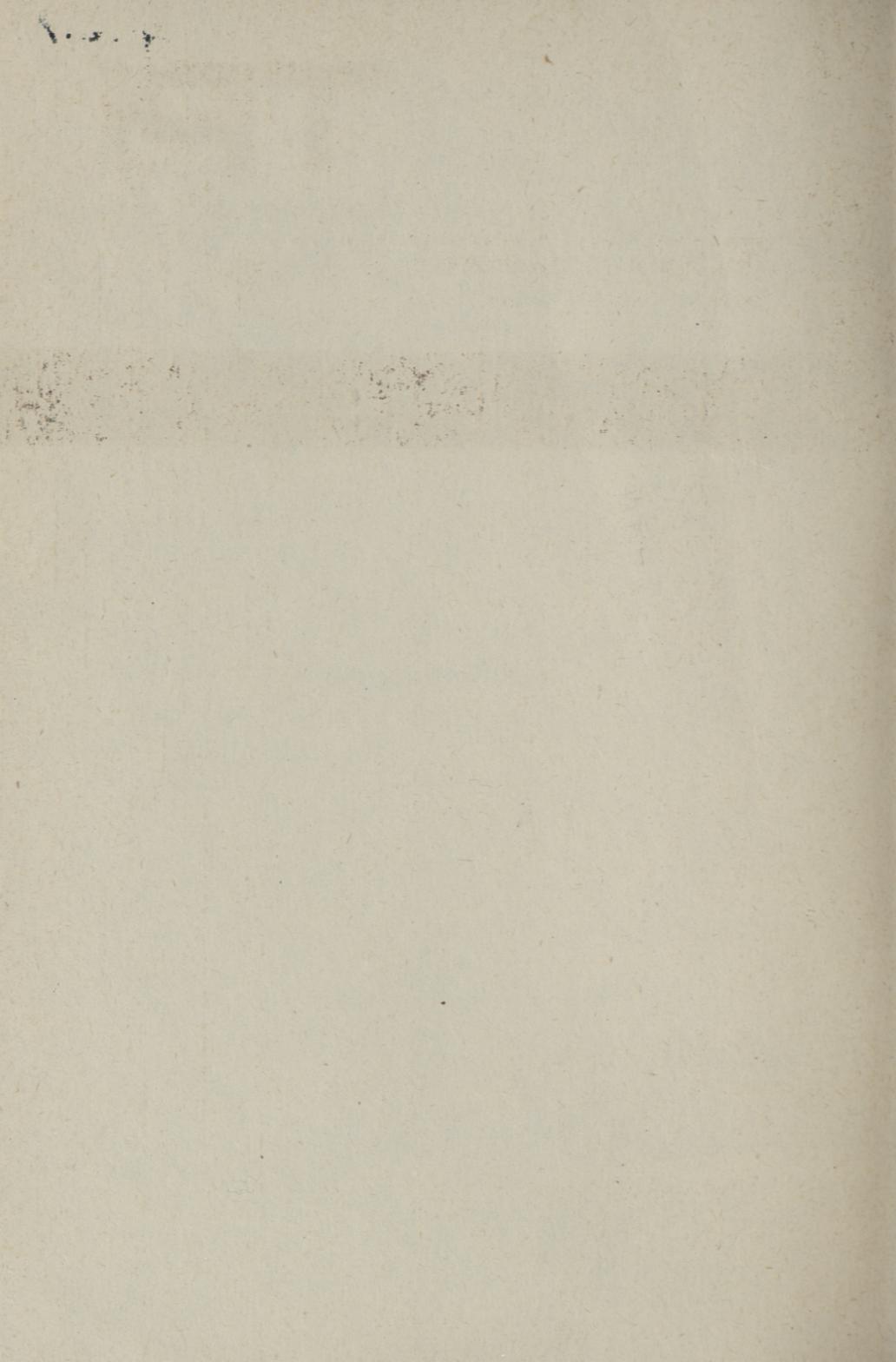
TALLINNA
POLÜTEHNILISE INSTITUUDI
TOIMETISED

657

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
ИНСТИТУТА

ТРИ
'87

ВОПРОСЫ СТОХАСТИЧЕСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



Ep.6.7

657

**ТРИ
'87**

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621.311



**ВОПРОСЫ
СТОХАСТИЧЕСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ**

Энергетические системы X111

Таллин 1987



ТАЛЛИНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Труды ТПИ № 657

**ВОПРОСЫ СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Энергетические системы X111

Отв. редактор О. Талувере

Техн. редактор В. Ранник

Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 10.12.87

Подписано к печати 03.02.88

МВ-01630

Формат 80x90/16

Печ. л. 6,0 + 0,25 приложение

Уч.- изд. л. 4,8

Тираж 450

Зах. № 96

Цена 70 коп.

Таллинский политехнический институт

200108, Таллин, Эхитаяте тее, 5

Ротапринт ТПИ, 200008, Таллин, ул. Коскла, 2/9



Таллинский политехнический институт, 1987

О СТОХАСТИЧЕСКОМ ОПТИМАЛЬНОМ УПРАВЛЕНИИ
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

С развитием энергетических систем (ЭС) все большее значение приобретает оптимальное управление их режимами [1-5]. Оно заключается в обеспечении в каждый момент времени в ЭС такого режима, который являлся бы оптимальным по заданному критерию оптимизации и удовлетворял бы всем остальным требованиям и ограничивающим условиям, предъявляемым к режимам работы ЭС. Указанная задача является исключительно сложной динамической задачей, которую необходимо решать скользяще в темпе изменения режима для ЭС в целом на длительный период времени (обычно год) вперед. При этом для обеспечения оптимальности текущего режима необходима априорная информация о внешних воздействиях и характеристиках режима для целого периода оптимизации T вперед. В принципе период T не является ограниченным, но в практике оптимальные режимы определяются на различные циклы регулирования (суточные, недельные, месячные и годовые циклы) вперед. Таким образом, оптимальные режимы ЭС определяются с определенным упреждением на основе прогнозируемой исходной информации. Только автоматическое регулирование мгновенного режима производится на основе текущей информации с учетом обратной связи.

Важным вопросом при оптимальном управлении режимами ЭС является выбор критерия или критериев оптимизации. В настоящее время основным критерием оптимизации режимов ЭС считается в СССР минимум суммарного расхода условного топлива в ЭС за длительный период времени [4]. Указанный критерий приближенно обеспечивает также минимум суммарного количества вредных веществ, выделяемых тепловыми электростанциями в окружающую среду. Однако проблема критериев

оптимизации режимов требует дальнейшего исследования. В критерии оптимизации режимов следовало бы учитывать также ценность (полезность) каждого вида топлива в настоящее время и в перспективе, ограниченность запасов топлива и т.п. Внимания заслуживает также многокритериальная оптимизация [6].

Большую роль при управлении режимами ЭС играет неполнота информации. Информация о каком-либо объекте называется полной, если она представлена в детерминированном виде и притом является абсолютно точной [7]. В противном случае информация называется неполной. Информация для управления режимами ЭС на практике всегда является в значительной степени неполной. Неполнота информации обусловлена случайным характером изменения нагрузок потребителей, речных стоков, характеристик оборудования и многих других факторов, исключительной сложностью ЭС, а также шумом в системах управления, погрешностями измерения и несовершенством методов оценивания и прогнозирования процессов и характеристик.

Поэтому при постановке задач управления режимами необходимо учитывать, что информация о любом объекте может быть различного вида [7]: 1) детерминированная, 2) вероятностная, 3) неопределенная (вероятностно-неопределенная или чисто неопределенная), 4) расплывчатая (вероятностно-расплывчатая или чисто расплывчатая). В общем случае информация о любых параметрах, процессах и функциях может содержать компоненты вышеуказанных видов информации. Это необходимо учитывать также при разработке математических моделей и методов прогнозирования факторов.

В зависимости от видов информации существуют также разные виды управления. Оптимальное управление режимами ЭС является детерминированным, если оно обеспечивает оптимальные в детерминированном смысле значения управляемых параметров режима. В остальных случаях управление называется стохастическим (недетерминированным).

Под стохастическим оптимальным управлением следует в общем случае понимать такое управление, которое позволяет учитывать исходную информацию любого вида. Оно предназначено для управления сложными системами в условиях неполной информации.

Стохастическое оптимальное управление в свою очередь может быть различного вида [7]: 1) вероятностное оптимальное управление – обеспечиваются оптимальные в вероятностном смысле значения или вероятностные характеристики управляемых параметров; 2) неопределенное (интервальное) оптимальное управление – обеспечиваются оптимальные в неопределенном смысле значения, вероятностные характеристики или их зоны неопределенности; 3) расплывчатое оптимальное управление – обеспечиваются оптимальные в расплывчатом смысле значения, вероятностные характеристики управляемых параметров или их зоны неопределенности или расплывчатости. При этом вероятностное управление является более общим, чем детерминированное управление. Неопределенное (интервальное) управление является еще более общим, чем вероятностное управление. Наиболее общим видом управления является расплывчатое управление. Все остальные виды управления могут быть рассмотрены как частные случаи расплывчатого управления.

К настоящему времени значительное развитие получили детерминированные методы оптимального планирования режимов ЭС. Они основываются на предположениях, что исходная информация является полной и, что режим ЭС является управляемым в детерминированном смысле. В действительности исходная информация о многих факторах является неполной, а оптимальные планы режима реализуются с заметными заранее не предсказуемыми отклонениями. Поэтому режим ЭС не является оптимально-управляемым в детерминированном смысле. Следовательно, режимами ЭС можно осуществлять в общем случае только стохастическое оптимальное управление [2, 7, 8].

Рассмотрим некоторые общие принципы, которые важно учитывать при постановке и сравнении задач управления режимами.

принцип полного использования информации^I: управляющая система является тем более совершенной, чем более пол-

^I Указанный принцип был сформулирован А.А. Фельдбаумом в следующем виде [9]: "Оптимальное управляющее устройство полностью использует для целей управления всю подходящую к нему информацию".

но она использует имеющуюся информацию, идеальная управляющая система полностью использует для целей управления всю имеющуюся полезную информацию.

Это является одним из основных принципов при создании теории управления в условиях неполной информации. При проверке задач управления в свете принципа полного использования информации можно встретить неточности следующих типов: 1) избыточность информации, 2) неполное использование информации, 3) использование объективно необоснованной или ошибочной информации.

Принцип полного использования управляемости объекта: управляющая система является тем более совершенной, чем более полно она использует управляемость объекта, идеальная управляющая система полностью использует для целей управления управляемость объекта. Следовательно, управление объектом должно быть по возможности комплексным, охватывая все управляемые параметры. При этом необходимо в максимальной мере использовать также управляемость каждого параметра. Например, если у какого-либо параметра управляемыми являются как его математическое ожидание, так и дисперсия, то идеальная управляющая система управляет ими обоими, а не только математическим ожиданием.

Принцип оптимальной оптимизации: для оптимального управления объектом необходимо создать оптимальную управляющую систему.

Первые два принципа указывали на направления разработки идеальных (наиболее совершенных) управляющих систем. Но для управления сложными системами практически нереально или невыгодно создавать идеальные управляющие системы. Поэтому для практики необходимо разработать оптимальные (оптимально-упрощенные) математические модели, методы, программы ЭВМ и автоматизированные системы управления. При этом возникает двухуровневая оптимизация: на первом уровне — оптимизация управляемой системы, на втором уровне — оптимизация управления.

Стохастическое оптимальное управление режимами ЭС является гораздо более совершенным, чем детерминированное оптимальное управление, поскольку оно позволяет более полно учитывать имеющуюся исходную информацию, более полно учитывать

управляемость каждого объекта и притом открываются новые возможности для упрощения задач управления [8]. Исследования показали, что только стохастическое оптимальное управление распределением активных мощностей позволяет до 10 раз уменьшить перерасход топлива из-за неполноты информации управления.

В связи с переходом к стохастическому оптимальному управлению режимами возникают следующие основные задачи исследования:

1) разработка математических моделей и методов одноэтапной, многоэтапной и многоуровневой оптимизации, позволяющих учитывать детерминированную, вероятностную, неопределенную и расплывчатую исходную информацию;

2) разработка математических моделей и методов анализа и прогнозирования процессов и характеристик объектов с учетом их детерминированных, вероятностных, неопределенных и расплывчатых компонентов;

3) разработка методов реализации детерминированных, вероятностных, неопределенных и расплывчатых планов режима в условиях случайных возмущений.

Дальнейшего развития требует также структура диспетчерского управления сложными ЭС и многие другие проблемы. При этом разработка рациональных методов и систем управления режимами ЭС не мыслима без использования принципов самоорганизации и искусственного интеллекта [10, 11].

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. Метод приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами.-Новосибирск: Наука, 1977. - 368 с.

3. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна.-М.: Энергоиздат, 1981. - 336 с.

4. С о в а л о в С.А. Режимы Единой энергетической системы.-М.: Энергоатомиздат, 1983. - 384 с.

5. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация электростанций и энергосистем: Учебник для вузов. - М.: Энергоиздат, 1981. - 464 с.

6. Арзамасцев Д.А. Решение многокритериальных задач электроэнергетических систем при недостаточно определенной исходной информации // В кн.: Системы энергетики: Управление развитием и функционирование. - Иркутск, 1986. - Т. I. - С. II-20.

7. Валдма М.Х. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1983. - № 549. - С. 3-18.

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

9. Фельдбаум А.А. Основы теории оптимальных автоматических систем. - М.: Физматгиз, 1963. - 552 с.

10. Саридис Дж. Самоорганизующиеся стохастические системы управления. - М.: Наука, 1980. - 400 с.

11. Эндрю А. Искусственный интеллект. - М.: Мир, 1985. - 264 с.

M. Valdma

Stochastic optimum operation of power systems

Abstract

General principles of optimum operation of power systems within the range of incomplete information are observed in the present paper. Three principles of optimum operation of large systems are presented here: the principle of maximum use of information, the principle of maximum use of controllability, the principle of optimum optimization.

Energiasüsteemide režiimide stohhastilisest
optimaalsest juhtimisest

Kokkuvõte

Artiklis vaadeldakse energiasüsteemide režiimide optimaalse juhtimise põhimõtteid mittetäieliku info tingimustes. Selgitatakse juhtimise põhilike ning formuleeritakse kolm printsiipi, mida on vaja arvestada suurte süsteemide juhtimisülesannete püstitamisel ja võrdlemisel: info maksimaalse kasutamise printsiip, juhitavuse maksimaalse kasutamise printsiip ja optimaalse optimaalsuse printsiip.

М.В. Мельдорф, Э.А. Тийгимяги,
Т.К. Тяхт

МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1. Цели статистического моделирования режима

Режим электроэнергетической системы (ЭС) имеет явно выраженный случайный характер, поэтому применение статистических методов при решении задач планирования и управления режимами ЭС является неизбежным. В качестве примера можно приводить задачи прогнозирования нагрузок, оценивания качества электроэнергии, выбора допустимых режимов, выбора уставок релейной защиты и устройств автоматики.

Интересной областью применения статистических методов является оценивание состояния ЭЭС. Исходные данные, поступающие из системы телеизмерения, имеют всегда определенную погрешность. В случае избыточности, которая проявляется в силу действия законов Кирхгофа, возможно уточнение (статическое оценивание) измеренных параметров режима. Дальнейшее уточнение может быть получено сглаживанием данных во времени. Эффективность такого (динамического) оценивания значительно зависит от адекватности статистических моделей, выражающих закономерности изменения параметров режима во времени.

2. Общие замечания по статистическому моделированию

Математический аппарат, применяемый при решении вероятностных задач планирования режима, весьма разнообразен. Используются как самые простые приемы вычисления статистических характеристик случайных величин, так и наиболее изощренные методы моделирования временных рядов.

Существенно варьируется общий подход к практическому применению статистических методов. Нередкими являются случаи, когда метод решения (математическая модель) задачи выбирается по сугубо формальным соображениям. Соответствие модели физическому характеру явления либо не рассматривается вовсе, либо проверяется на основе той же формальной модели. Несмотря на то, что такой подход отличается математической строгостью, могут практические результаты оказаться неэффективными или даже ошибочными.

Формальный подход часто связан с применением пакетов прикладных программ статистической обработки данных. В документации таких пакетов, часто дополненных богатым сервисом по вводу-выводу данных, четко указываются требования по оформлению входных данных и описываются выходные результаты, но вопросы получения исходной информации и интерпретации результатов, как правило, не затронуты вообще. Конечно, прикладная программа является лишь конкретным инструментом и в ее описании естественно нет места для обсуждения сложных вопросов применения статистических методов в различных областях. Наличие же легко доступного набора универсальных инструментов может создать у неискусного пользователя ложное представление о возможности формализации самого процесса поиска математической модели. Создается впечатление, будто математическую модель можно выбирать только по внешним признакам рассматриваемых процессов, обойдя изучение их внутреннего механизма.

На опасность некритического применения вычислительных схем без кропотливого причинного анализа изучаемых явлений обращается внимание в многочисленных публикациях. Основательная критика такого подхода содержится в работах Ю.И. Алимова. Укажем здесь лишь на статью [1], где можно найти дальнейшие ссылки. В работе Р. Калмана [2] априорная гипотеза математической статистики критикуется с позиции чистой математики. В [3] отмечается, что применение вероятностных методов, базирующихся на достаточно надежных статистических данных, способствует уменьшению числа экономически нецелесообразных решений, но формальное применение вероятностных методов может привести к неверным выводам.

Практическая несостоятельность статистических решений привела в последнее время к распространению в регрессионном анализе более совершенных процедур с разбиением экспериментальных данных на "обучающую" и "проверяющую" части [1, 4]. Хотя такой подход соответствует, как сказано в [1], требованию воспроизводимости, целиком результат все же зависит от постулируемого класса регрессионных уравнений.

Таким образом, приходим к основному положению настоящей статьи, подчеркивающему первичность изучения реальных процессов на содержательном уровне, выявления внутренних механизмов и специфики этих процессов, определения и обоснования структуры и вида математической модели. Именно этот этап определяет главную ценность прикладного исследования. Формальные математические процедуры, значение и силу которых мы никак не хотим умалять, выступают лишь в роли инструментов при познании явлений реального мира.

3. Моделирование нагрузок

Нагрузки ЭЭС, представляющие собой сумму мощностей потребителей электроэнергии и сетевых потерь на определенной территории, имеют случайный характер и значительно изменяются во времени. Наблюдается общий рост нагрузок, их сезонные, месячные, недельные и суточные периодичности. Значительно отличаются графики нагрузки в особые дни. Нагрузки зависят, кроме того, от режимных и метеорологических условий.

При управлении режимами ЭС требуется прогнозирование нагрузок с упреждением от нескольких часов до одного года. Необходимы также: анализ фактических данных, имитация графиков нагрузки при различных метеорологических и режимных условиях и вычисление других показателей нагрузки.

Согласно наиболее распространенному в настоящее время подходу к прогнозированию нагрузок, основное внимание уделяется выбору формально-математического оператора прогнозирования, который в заданных условиях (наличие исходных данных, требуемое упреждение прогноза и т.п.) обеспечивал

бы наилучший (в определенном смысле) прогноз нагрузок. В зависимости от условий прогнозирования математическое представление нагрузки изменяется в широких пределах, начиная с детерминированной величины, вплоть до нестационарного случайного процесса (временного ряда). Обзор наиболее совершенных методов прогнозирования проведен, например, в [5].

Таким образом, при указанном подходе прогноз (или некоторый другой показатель) нагрузки $Z[P]$ определяется по реализациям нагрузки P_t и возможных дополнительных факторов R_t при помощи оператора Φ_Z соответствующего условиям прогнозирования, т.е.

$$Z[P] = \Phi_Z(P_t, R_t).$$

При стремлении к физически обоснованному прогнозированию ставится целью составление содержательной модели, в которой математически описываются основные свойства нагрузки [6]. Практические условия - полнота исходных данных или характер необходимых показателей нагрузки (например, упреждение прогноза) - при составлении такой модели прямым образом учету не подлежат. Действительно, указанные обстоятельства не влияют на свойства нагрузки, а стало быть, не должны отражаться и на структуре модели, стремящейся к возможно полному и точному описанию закономерностей изменения нагрузки.

В общем виде содержательная модель записывается как функция

$$P = \mathcal{L}(t, R, \xi, A),$$

выражающая изменение нагрузки во времени t и ее зависимость от дополнительных факторов R . Стохастический характер нагрузки моделируется на основе случайной составляющей (белого шума) ξ . Вид модели является общим для всех рассматриваемых в ЭЭС нагрузок. Свойства конкретной нагрузки определяются параметрами модели A .

Практические показатели нагрузки могут быть определены путем соответствующего преобразования F_Z содержательной модели как

$$Z[P] = F_Z[\mathcal{L}(t, R, \xi, A)].$$

Поскольку содержательная модель имеет аналитический вид и в ней, по идее, выражены все требуемые свойства нагрузки, то

такое преобразование осуществимо без каких-либо затруднений.

Сравнивая приведенные выше подходы к моделированию нагрузок, можно отметить большую гибкость содержательных моделей. По одной и той же модели могут быть определены все необходимые показатели нагрузки. Не требуется также и составление специальных упрощенных моделей при неполных данных, так как параметры содержательной модели могут быть оценены (за счет понижения точности) при весьма скромных объемах статистических данных [7].

Значительно отличаются друг от друга рассматриваемые подходы по части использования исходной информации. Формальными методами прогнозы вычисляются часто по данным за одну-две недели. В то же время, содержательные модели накапливают информацию об изменениях значительного количества нагрузок за ряд лет. Весьма существенно также то, что в содержательной модели могут быть отражены нестатистические сведения, например, опыт специалистов и структурные особенности потребителей электроэнергии. Подобная информация имеет во многих случаях большую прогностическую ценность, нежели статистические данные.

Главное достоинство содержательных моделей все же в том, что они основываются (в идеале) на закономерностях, внутренне присущих нагрузке, тогда как формальные модели отражают лишь определенные внешние свойства некоторой совокупности данных. Эти свойства могут не соответствовать истинным процессам изменения нагрузок и в результате привести к значительным ошибкам. Рассмотрим в качестве примера моделирование нагрузки постоянно неконтролируемого узла. Данные о таких нагрузках добываются при помощи контрольных замеров, осуществляемых, например, два раза в году. Представим для простоты, что рассматриваемая нагрузка терпит только сезонные изменения. Тогда, в результате контрольных измерений для данной нагрузки имеем два значения за год. При чисто формальном подходе к математическому моделированию этими двумя точками (замерами) определяется лишь линейная зависимость, явно не соответствующая действительному характеру годового изменения нагрузки.

В данной ситуации более точный результат можно получить, если предварительно выявить типовые кривые изменения нагрузок, соответствующие характеру потребителей электроэнергии. Поскольку составы всех потребителей более-менее известны, можно при неполных данных всегда подобрать подходящие типовые зависимости и "привести" их к имеющимся замерам.

При определении основных вероятностных характеристик (математического ожидания, дисперсии, корреляционной функции), на основе якобы универсальных статистических приемов, часто не дают себе отчета в том, что вместе с тем нагрузке ставится в соответствие вполне конкретная математическая модель, которая является скорее всего необоснованной. Рассмотрим, например, корреляционную функцию, оцениваемую по известной формуле

$$K(\tau) = M [(P(t) - M[P(t)])(P(t - \tau) - M[P(t - \tau)])].$$

Нетрудно заметить, что оценка корреляционной функции существенно зависит от оценки математического ожидания. На рис. 1 приведены примеры оценок корреляционных функций, определенных по одной и той же реализации нагрузки, но при различных способах оценивания математического ожида-

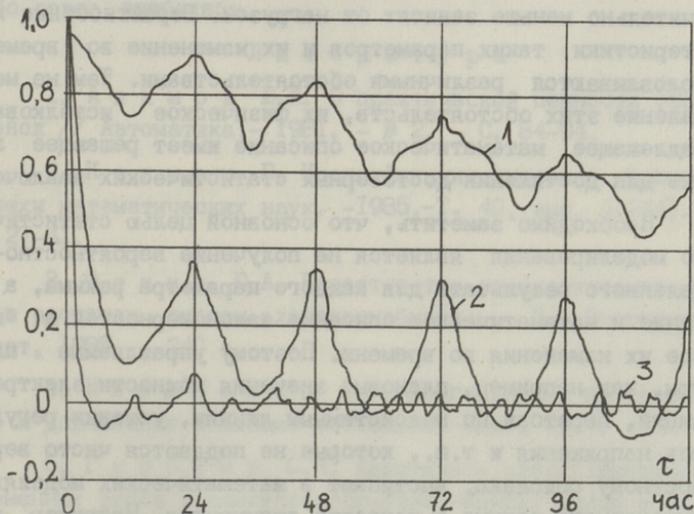


Рис. 1. Оценка корреляционной функции при различных способах оценивания математического ожидания.

ния. Кривая I получена при постоянном значении математического ожидания. При оценивании корреляционной функции 2 учтены основные закономерности изменения нагрузки во времени. В случае 3 использовано условное математическое ожидание (прогноз) с упреждением на один час.

Практическое применение приведенных корреляционных функций вытекает из соответствия характера математического ожидания условиям решаемой задачи. Это соответствие может быть установлено по физическим соображениям, т.е. по содержательной модели. При чисто формальном оценивании математического ожидания (полиномиальные тренды и т.п.) конечный результат может быть сколь угодно искаженным.

4. Моделирование режима

Нагрузки узлов ЭС, являющиеся одним из основных источников случайности режима, влияют на остальные параметры режима в различной степени. Некоторые из них (например, перетоки в линиях) значительно зависят от нагрузок. Поэтому неадекватное описание нагрузок (применение формальных моделей) в полной мере отражается на точности определения этих параметров. Параметры режима, поддающиеся управлению, значительно меньше зависят от нагрузок. Вероятностные характеристики таких параметров и их изменение во времени обуславливаются различными обстоятельствами. Тем не менее, выявление этих обстоятельств, их физическое истолкование и надлежащее математическое описание имеет решающее значение для достижения достоверных статистических заключений.

Необходимо заметить, что основной целью статистического моделирования является не получение вероятностно-определенного результата для каждого параметра режима, а выявление и математическое описание закономерностей в процессе их изменения во времени. Поэтому управляемые параметры, как например, плановые значения мощности электростанций, перетоки по межсистемным линиям, уставки регуляторов напряжения и т.п., которые не поддаются чисто вероятностному описанию, выступают в математических моделях стационарного режима в качестве аргументов. Например, основным аргументом (определяющим параметром) при моделировании собственных нужд электростанций нужно считать ге-

нерирующую мощность соответствующей станции. Возможные дополнительные аргументы и общий вид модели выявляются при надлежащих исследованиях [8].

При практическом решении задач планирования режима определяющие параметры устанавливаются согласно конкретным условиям. В зависимости от условий задачи значения этих параметров могут быть заданы в детерминированной (изучение сценариев, краткосрочное планирование режима), вероятностной (долгосрочное планирование режима) или в какой-либо другой форме. Подчеркнем однако, что независимо от метода определения определяющих параметров, вид модели, описывающей объективные закономерности режима ЭЭС, остается в силе.

Заключение

Основной предпосылкой к практическому применению статистических моделей является их соответствие объективным свойствам моделируемого явления. Требуемое соответствие может быть установлено всесторонним, содержательным изучением реальных процессов, выявлением их внутренних механизмов и специфики. При формальном выборе моделей достигаемое соответствие, как правило, либо весьма приближенное, либо вовсе ошибочное.

Л и т е р а т у р а

1. А л и м о в Ю.И. О практической ценности теории оценок // Автоматика.- 1961. - № 2. - С. 84-94.
2. К а л м а н Р. Идентификация систем с шумами // Успехи математических наук. -1985.-Т. 40, вып. 4(244). - С. 27-41.
3. Ф о к и н Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 240 с.
4. И в а х н е н к о А.Г. Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами.-Киев, 1975. - 312 с.
5. Г у р с к и й С.К. Адаптивное прогнозирование временных рядов в электроэнергетике.-Минск: Наука и техника, 1983. - 271 с.
6. М е л ь д о р ф М.В. Вопросы учета физических

свойств нагрузок электроэнергетической системы при прогнозировании // В кн.: Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике / Новосибирск: Наука, 1985. - 224 с.

7. В а л ь т и н Ю.Ю., М е л ь д о р ф М.В. Прогнозирование нагрузок узлов электроэнергетической системы по экспертным данным // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1978. - № 453. - С. 17-22.

8. С и л ь д А.Х. Математическое моделирование процесса изменения мощности собственных нужд конденсационных электростанций. См. наст. сб., с. 77.

M. Meldorf, E. Tiigimägi, T. Täht

Methods Concerning Statistic Simulation
of Load Flow in Power Systems

Abstract

Methodical aspects of finding dynamic models for the power system load flow are tackled in the present paper. The necessity of a thorough and essential study as to the actual processes of power system state is emphasized here as well.

M. Meldorf, E. Tiigimägi, T. Täht

Energiasüsteemi püsirežiimi statistilise
modelleerimise metoodilisi küsimusi

Kokkuvõte

Uuritakse energiasüsteemi püsirežiimi dünaamilise mudeli koostamise metoodilisi küsimusi. Toonitatakse energiasüsteemi režiimi muutumise reaalsete protsesside igakülgse sisulise uurimise vajalikkust.

СЛЕЖЕНИЕ ЗА РЕЖИМОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

I. Цели слежения за режимом

Планирование и управление стационарными режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) может быть эффективным лишь при наличии достоверной информации о параметрах режима и элементах системы. Для этого необходимы как фактические данные, так и прогнозы, определенные при самых различных условиях.

Фактические данные о режиме ЭЭС получаются в настоящее время, в основном, системой телеизмерения. В целях уменьшения погрешностей измерений организуется оценивание состояния ЭЭС, основывающееся на пространственной и временной избыточности данных.

Прогнозирование режима осуществляется, вообще говоря, статистическими (эмпирическими) методами. Привлекаются также экспертные оценки, особенно в целях увеличения достоверности более долгосрочных прогнозов. Решающее значение при прогнозировании имеет адекватность принятой математической модели, т.е. соответствие структуры модели физической сущности процессов изменения режима во времени.

Анализ фактических данных о параметрах режима может быть осуществлен элементарными приемами математической статистики. Результаты окажутся однако более содержательными, если провести анализ с применением математической модели, выражающей закономерности изменения параметров режима во времени.

Наряду с прогнозированием параметров режима требуется также их имитация. Последняя состоит в воспроизведении значений параметров режима в заданных условиях при учете

основных закономерностей их изменения во времени. Путем имитации можно решать сложные вероятностные задачи (метод Монте-Карло) или делать заключения о поведении ЭЭС в определенных ситуациях (изучение сценариев).

Указанные выше задачи, т.е. измерение, оценивание, анализ, прогнозирование и имитация, преследуют одну и ту же цель – возможно точное отображение режима ЭЭС во временном и ситуативном аспектах. Кроме того, решение этих задач целесообразно выполнять на единой методической основе, которую составляют, с одной стороны, законы Ома и Кирхгофа, а с другой – модель динамики стационарного режима ЭЭС. Поэтому естественно рассматривать эти задачи как единый комплекс, называемый здесь слежением за режимом ЭЭС.

2. Динамическая модель режима

Математическое описание изменения во времени параметров режима ЭЭС может быть получено, на первый взгляд, непосредственно на основе известных математических моделей временных рядов. Практический опыт однако показывает, что чисто формальное применение математических моделей не приводит к удовлетворительным результатам в изменяющихся ситуациях протекания режима ЭЭС. Требуемая точность и достоверность могут быть достигнуты лишь при составлении содержательных моделей путем учета физического характера параметров режима ЭЭС. Более подробно методические вопросы статистического моделирования параметров режима ЭЭС обсуждаются в [1].

Исходим из математической модели нагрузки ЭЭС, факторизованный вид которой получен в [2]. Согласно этой модели, нагрузка i -го узла выражается как

$$P_i(t, h, \nu) = E_i(t) R^T(h) G_i(t, \nu) S(t), \quad (I)$$

где $E_i(t)$ – показательная функция, описывающая общий рост (тренд) нагрузки;

$R(h)$ и $S(t)$ – вектор-функции, образующие базис двумерного разложения процесса изменения нагрузки во времени (h – внутрисуточное, t – внутригодовое время);

$G_i(t, \nu)$ – стохастическая матрица, элементы которой суть случайные процессы в виде:

$$G_i(t, \gamma) = G_{Mi}(\gamma) + G_{Di}(\gamma) \Theta_i(t), \quad (2)$$

где $G_{Mi}(\gamma), G_{Di}(\gamma)$ - матрицы параметров;
 $\Theta_i(t)$ - стационарный случайный процесс.

Процесс $\Theta(t)$ моделируется на основе метода Бокса-Дженкинса как

$$\Theta_i(t) = F_{oi}(B) \xi_{oit} + \sum_{k=1}^K F_{ik}(B) \xi_{kt} + \sum_{l=1}^L F_{il}(B) \gamma_{lt}, \quad (3)$$

где ξ_{oit} и ξ_{kt} - некоррелированные временные ряды ("белый шум");

γ_{lt} - ряд нормированных значений i -го метеорологического фактора;

$F_{oi}(B), F_{ik}(B), F_{il}(B)$ - передаточные функции (B - оператор сдвига во времени).

Приведенная модель описывает, таким образом, основные закономерности изменения нагрузок во времени (тренд, сезонные, месячные, недельные, суточные ритмичности) и их стохастические свойства. В частности, слагаемое $F_{oi}(B) \xi_{oit}$ модели (3) выражает стохастические свойства, присущие только данной нагрузке (автокорреляцию), а слагаемые $F_{ik}(B) \xi_{kt}$ - случайные изменения, общие для всех нагрузок, (взаимную корреляцию). Слагаемые $F_{il}(B) \gamma_{lt}$ описывают зависимость нагрузки от метеорологических условий.

При слежении за режимом ЭЭС описанная выше модель может быть принята, прежде всего, для описания именно узловых нагрузок потребителей. Необходимо однако принимать во внимание, что рассматриваемая модель практически предназначена для работы при интервале дискретизации времени порядка часа, в то время как, например, оценивание состояния требуется выполнять за каждые несколько секунд. Непосредственное уменьшение интервала дискретизации в модели (3) привело бы к существенному усложнению передаточных функций. Выходом является двухуровневое представление процесса изменения нагрузок. На первом уровне процессы рассматриваются с дискретизацией порядка часа. Полученные таким путем показатели (математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение) интерполируются для второго (секундного) уровня, и на их основе находится нормированный процесс откло-

нения нагрузки, который считается стационарным и представляется моделью Бокса-Дженкинса. Математически получаем, что сказанное сводится к добавлению в выражении (3) дополнительного слагаемого $V_i(t)$, которое моделируется на основе некоррелированных рядов при малом интервале дискретизации:

$$V_i(t) = H_{oi}(B) \varepsilon_{oit} + \sum_{m=1}^M H_{im}(B) \varepsilon_{mt}, \quad (4)$$

где ε_{oit} , ε_{mt} - некоррелированные временные ряды;
 $H_{oi}(B)$, $H_{im}(B)$ - передаточные функции.

Описание динамики таких параметров режима, как собственные нужды и генерирующая мощность электростанций, обменная мощность между ЭЭС и некоторые другие, усложняются ввиду возможности их управления. В то же время сохраняется и стохастический характер этих параметров. При составлении математической модели указанных параметров режима исходим из представления, что возможно выделение в них конкретных определяющих параметров. Фиксируя мысленно значения этих параметров, получим модель, которая описывает только неуправляемые (стохастические) закономерности изменения исследуемых величин. Предположим далее, что эти закономерности могут быть описаны аналогично нагрузкам ЭЭС. Тогда, представив модель вида (I) как оператор \mathcal{L} некоторого случайного процесса $X(t)$, получим модель параметров режима в виде

$$F \{ \mathcal{L}[X(t)], \Phi \}, \quad (5)$$

где Φ - вектор определяющих параметров.

Содержание случайного процесса $X(t)$ и вектора Φ , а также вид функции F определяются путем всестороннего (не только статистического) анализа процесса изменения во времени каждого из рассматриваемых параметров режима. В [3] указанным путем составлена математическая модель собственных нужд теплоэлектростанций.

Параметры режима ЭЭС, которые в расчетах обычно принимаются зависящими (напряжения, токи, перетоки мощности и др.), связаны с независимыми параметрами через сетевые уравнения. В принципе, учет этих уравнений в рамках аналитической модели, а вместе с тем и создание единой модели для

всех параметров режима ЭЭС не исключается. Однако ввиду значительных математических затруднений, ограничимся здесь аналитическим моделированием независимых параметров режима, в то время как зависимые параметры определяются только численно, путем выполнения расчета стационарного режима в традиционном смысле.

Надлежащим преобразованием аналитических моделей могут быть получены выражения для требуемых показателей параметров режима. Так согласно (1) и (2), математическое ожидание и корреляционная функция определяются как

$$M [P_i(t, h, \nu)] = E_i(t) R^T(h) \{G_{M_i}(\nu) + G_{D_i}(\nu) M [\Theta_i(t)]\} S(t), \quad (6)$$

$$K_{ij}(t_1, t_2) = E_i(t_1) E_j(t_2) R^T(h_1) G_{O_i}(\nu_i) S(t_1) \cdot R^T(h_2) G_{D_j}(\nu_2) S(t_2) K_{ij}(\tau), \quad (7)$$

где $K_{ij}(\tau)$ - корреляционная функция процессов $\Theta_i(t)$ и $\Theta_j(t)$ при $\tau = t_2 - t_1$.

Выражения для математического ожидания $M [\Theta_i(t)]$ и корреляционной функции $K_{ij}(\tau)$ стационарных процессов $\Theta_i(t)$ и $\Theta_j(t)$ могут быть получены по моделям (3) и (4). Практически более целесообразно определять значения этих характеристик численно, по простым рекуррентным соотношениям [4].

3. Прогнозирование, анализ и имитация режима

Под прогнозом мы понимаем математическое ожидание рассматриваемой величины, определенное по известной ее реализации с заданным упреждением. Например, прогноз узловой нагрузки дается выражением (6), где прогноз $M [P_i(t)]$ процесса $\Theta_i(t)$ находится по моделям (3) и (4). При долгосрочном прогнозе (с упреждением выше одной недели) прогноз процесса $\Theta_i(t)$ практически равняется нулю и прогноз нагрузки определяется непосредственно по выражению

$$M [P_i(t, h, \nu)] = E_i(t) R^T(h) G_{M_i}(\nu) S(t). \quad (8)$$

Можно, следовательно, выделить три уровня прогнозирования. Сперва, согласно (8), находится т.н. предварительный прогноз. При упреждении меньше одной недели последний

уточняется путем добавления прогноза $M[\theta_i(t)]$, определенного по модели (3). Наконец, если рассматриваются внутрисетевые моменты времени, то вычисляется и прогноз $M[V_i(t)]$ согласно модели (4).

В случае, если модель параметра режима имеет общий вид (5), все вышесказанное относится к прогнозированию случайного процесса $X(t)$. Значения же определяющих параметров устанавливаются по соображениям, вытекающим из целей прогнозирования. В случае, когда такие соображения отсутствуют, определяющие параметры также могут быть представлены оператором \mathcal{L} . Соответствующие прогнозы определяющих параметров могут быть истолкованы как их традиционные значения, а прогноз параметра режима, в целом, принят как первое приближение.

Содержательный анализ фактических данных осуществим при известных значениях их математического ожидания и дисперсии. Последние определяются, вообще говоря, аналогично прогнозу. Некоторые различия возникают лишь в процедурах определения математического ожидания и корреляционных моментов процесса $\theta(t)$ [4]. Заметим, что значения определяющих параметров при анализе фактических данных известны.

Имитация независимых параметров режима осуществляется путем задания случайных значений некоррелированным временным рядам ξ_{oit} и ξ_{kt} (при необходимости также рядам ε_{oit} и ε_{mt}) с помощью генератора псевдослучайных чисел. Значения определяющих параметров, как и нормированные значения γ_{lt} метеорологических факторов, выбираются согласно целям имитации.

4. Вероятностный расчет режима

Основные вероятностные показатели (математическое ожидание, дисперсия и некоторые другие) независимых параметров вытекают непосредственно из динамической модели режима. Более сложные вероятностные характеристики, а также показатели зависимых параметров могут быть определены путем имитации режима (методом Монте-Карло). К сожалению, имитация сводится, как правило, к многократному выполнению расчета стационарного режима по нелинейным уравнениям сети, что приво-

дит к выполнению чрезмерно большого объема расчетов. Поэтому и понятен интерес к прямым методам вероятностного расчета режима, позволяющим получить требуемые показатели за однократное решение сетевых уравнений.

Из многих разработанных методов такого расчета более перспективным представляется аналитический метод определения вероятностных числовых характеристик зависимых параметров по приближенным (обычно линеаризованным) зависимостям. В [5] рассматривается один способ такого расчета, основанный на разложении сетевых уравнений в ряд Тейлора. Метод позволяет учитывать смещение математических ожиданий зависимых параметров из-за нелинейности сетевых уравнений и случайного характера параметров.

Аналитическое представление независимых параметров модели (1) - (3) позволяет преодолеть основную трудность методов вероятностного расчета определения вероятностных исходных данных. Математические ожидания и ковариации независимых параметров, требуемые для проведения расчета в рамках корреляционной теории, определяются соответственно из модели по выражениям (6) и (7). Полученные таким образом исходные данные могут быть использованы не только для предложенного метода расчета [5], но и для большинства других аналитических методов вероятностного расчета.

5. Оценивание состояния

Уточнение фактических значений параметров режима методами оценивания состояния окажется возможным ввиду наличия пространственной (статическое оценивание) и временной (динамическое оценивание) избыточности данных. Статическое оценивание, которое в настоящее время более изучено, сталкивается с затруднением из-за возможного отсутствия наблюдаемости в некоторой части ЭЭС и чувствительности к грубым ошибкам измерения. Выполнение статического оценивания в темпе технологического процесса практически исключается ввиду большого объема расчетов. Динамическое оценивание, которое в определенной мере свободно от указанных недостатков, со своей стороны, обладает инерционностью, приводящей к ошибкам при быстрых изменениях режима ЭЭС. Наилучшие ре-

зультаты достигаются поэтому при совместном применении как статического, так и динамического метода оценивания [6, 7].

Эффективность динамического оценивания состояния определяется, прежде всего, адекватностью принятой модели динамики к реальному изменению режима ЭЭС. Нельзя забывать и об ограниченности ресурсов ЭВМ при обработке данных в реальном времени, особенно, если учитывать, что более адекватные модели являются и более сложными. Так в [8] делается вывод, что модель режима ЭЭС необходимо разделить на статическую (нелинейную) и динамическую (линейную) подмодели, причем, более простой фильтр (модель динамики) привязан к моментам поступления телеинформации (высокой частоте), а более сложный - к моментам оперативного расчета режима (низкой частоте).

Высказанная в [8] идея хорошо согласуется с принципами составления описанной выше модели. Здесь роль фильтра высокой частоты (интервал дискретизации порядка нескольких секунд) выполняет модель (4) процесса $v(t)$, а низкой частоте (с дискретизацией порядка одного часа) соответствует модель (1)-(3). Таким образом, в условиях рассматриваемой модели динамическое оценивание выполняется в два шага:

- с частотой порядка один раз в час выполняется прогнозирование независимых переменных по модели низкой частоты и расчет стационарного режима для определения остальных параметров режима ЭС,

- с частотой один раз в несколько секунд осуществляет фильтрация (прогнозирование при нулевом упреждении) результатов измерения режима по модели (4) с предварительной интерполяцией результатов предыдущего шага для рассматриваемых моментов времени.

Модель вида (4) может быть принята при динамическом оценивании состояния для описания как независимых, так и зависимых параметров режима ЭЭС. По сравнению с первоначальным назначением этой модели (описание только независимых параметров) изменяется лишь истолкование и порядок определения параметров составляющих $H_{im}(B) \varepsilon_{mt}$. Последние выражают теперь как стохастические, так и (линейные) детерминированные зависимости между параметрами режима ЭЭС.

В моменты быстрых изменений режима, когда динамическое оценивание может привести к ошибкам, необходимо выполнять статическое оценивание. Практические затруднения здесь связаны с выявлением необходимости статического оценивания, т.е. с обнаружением ситуаций, где динамическая связь между значениями параметров режима обрывается. Такие ситуации порождаются, наряду с изменением схемы ЭЭС, при резких изменениях генерирующей или потребляемой мощности в узлах и действием регуляторов, а также значительным (хотя и медленным) изменением режима, приводящим к смещению параметров передаточной функции $H_{im}(s)$, так как последние определяются путем линеаризации режима ЭЭС. Контроль изменения ситуаций в ЭЭС на основе данных телеметрии требует дальнейших исследований. Отправной точкой здесь могут стать известные методы обнаружения плохих данных [6, 7]. Можно ожидать также, что полезным окажется применение методов распознавания образов совместно с имитацией режима в условиях конкретной ЭЭС.

6. Система слежения

Функционирование системы слежения иллюстрирует рис. 1. Данные, полученные системой телеизмерения (ϵ -данные), подвергаются после прохождения первоначальной обработки динамическому оцениванию. Затем выполняется контроль изменения ситуаций в ЭЭС. Если изменение обнаруживается, то выполняется статическое оценивание состояния и уточнение параметров высокочастотной модели (ϵ -модели).

Уточненные значения параметров режима периодически (например, в каждый час) передаются на текущую обработку данных (θ -данных), то по существу представляет их низкочастотную фильтрацию и прогнозирование. Результаты текущей обработки (θ -оценки), дающие основу высокочастотному динамическому оцениванию, являются также одними из основных выходов системы слежения.

Значения части параметров режима (θ -данных) передаются в многолетний архив для идентификации и оценивания параметров моделей независимых параметров режима ЭЭС. Последние (S -модель) используются при текущей обработке дан-

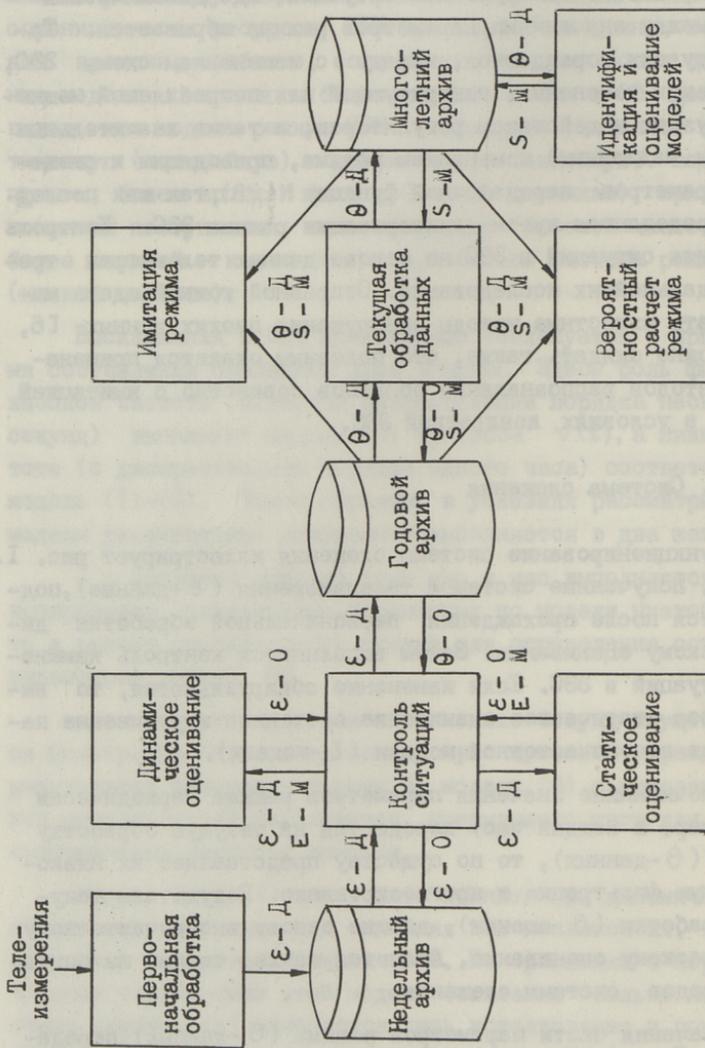


Рис. 1. Функциональная схема миграции за режимом ЭЭС:
 $\epsilon - Д$ - ϵ - данные, $\theta - Д$ - θ - данные, $\epsilon - 0$ - ϵ - оценки,
 $\theta - 0$ - θ - оценки, $\epsilon - М$ - ϵ - модель, $\theta - М$ - θ - модель, $\epsilon - Ш$ - ϵ - модель, $\theta - Ш$ - θ - модель.

ных. Отметим, что уточнение параметров модели для независимых параметров режима ЭЭС требуется сравнительно редко (например, один раз в году) из-за стабильности (низкочастотной) модели динамики.

Имитация, прогноз и вероятностный расчет режима выполняются по необходимости. Отметим, что прогноз независимых параметров режима подготавливается уже при текущей обработке данных. При необходимости получения значений зависимых параметров выполняется расчет потокораспределения.

Приведенная система слежения за режимом хорошо приспособляется к параллельной реализации на нескольких ЭВМ. Поскольку малая информационная ЭВМ, которая выполняет первоначальную обработку телеизмерений, обычно достаточно загружена, то на этой ЭВМ целесообразно выполнять лишь динамическое (высокочастотное) оценивание и контроль ситуаций. Остальные операции (статическое оценивание и текущая обработка) могут выполняться на второй (резервной) информационной ЭВМ. Обмен информацией между этими ЭВМ осуществляется через архивы данных на магнитных дисках. Оценивание параметров математических моделей, которое требует выполнения сравнительно большого объема расчетов, может быть реализовано на третьей (универсальной) ЭВМ. Там же может быть выполнено большинство из расчетов, связанных с имитацией, прогнозированием и вероятностным расчетом режима ЭЭС. Требуемый обмен данными может осуществляться, например, магнитными лентами.

Заклучение

Рассмотрение задач измерения, оценивания, анализа, прогнозирования и имитации режима ЭЭС в едином комплексе как задач слежения значительно упрощает их математическое описание и программную реализацию. Адекватная математическая модель динамики режима ЭЭС, необходимая в целях решения задачи слежения, должна быть получена путем содержательного анализа процессов изменения режима ЭЭС во времени.

Программная система для решения задачи слежения может быть практически реализована на существующих ЭВМ.

Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В., Т и й г и м я г и Э.А., Т я х т Т.К. Методические вопросы статистического моделирования стационарного режима электроэнергетической системы. См. наст. сб., с. 10.
2. М е л ь д о р ф М.В. Факторизованная модель нагрузки энергетической системы // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1985. - № 610. - С. 85-96.
3. С и л ь д А.Х. Математическое моделирование процесса изменения мощности собственных нужд конденсационных электростанций. См. наст. сб., с. 77.
4. В о к с Дж., Д ж е н к и н с Г. Анализ временных рядов. Прогноз и управление. Вып. I. Пер. с англ. М.: Мир, 1974. - 406 с.
5. С и л ь д А.Х., Т и й г и м я г и Э. А. О математическом моделировании стационарного режима электрической сети при вероятностно заданной исходной информации // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1985. - № 620. - С. 77-84.
6. Г а м м А.З. Статистические методы оценивания состояния в электроэнергетических системах.-М.: Наука, 1976. - 210 с.
7. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. Под ред. Ю.Н. Руденко.-М.: Наука, 1983. - 320 с.
8. Ч е р н е н к о П.А., Ч у х н о В.И. Рациональное моделирование параметров режима при динамическом оценивании состояния энергосистем. Тезисы докладов IX Всесоюзной научной конференции "Моделирование электроэнергетических систем".-Рига, 1987. - С. 202-203.

Power System State Monitoring

Abstract

The measurement, state estimation, analysis, prediction and imitation of power system load flow are observed here as parts of a power system state monitoring complex. The power system state's mathematical model is described, being based on the complex.

M. Meldorf, A. Sild

Energiasüsteemi režiimi seire

Kokkuvõte

Energiasüsteemi püsirežiimi seire ühtse kompleksina vaadeldakse režiimiparameetrite mõõtmise, hindamise, analüüsi, prognoosi ja imiteerimise ülesandeid. Toodud on energiasüsteemi dünaamika matemaatilise mudeli kirjeldus, millel põhineb nimetatud ülesannete lahendamine.

ОБ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИИ МЕТОДИКИ СТАТИСТИЧЕСКОГО
АНАЛИЗА РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

I. Введение

Развитие методики и программ статистического анализа, разрабатываемых на кафедре электрических систем Таллинского политехнического института, отмечается рядом программ и программных комплексов из серии СТАТАН [1, 2]. Они предназначены для анализа на ЭВМ стационарных и нестационарных процессов или их систем по одной реализации, измеренной через любые, но одинаковые интервалы времени. Один из последних вариантов — комплекс программ СТАТАН-6, созданный для ЭВМ ЕС и состоящий из четырех модулей анализа, позволяет провести [1]:

- 1) анализ отдельных процессов на основе простой аддитивной модели (модуль STAT1),
- 2) анализ отдельных процессов на основе векторной аддитивной модели (модуль STAT2),
- 3) анализ зависимостей между двумя процессами (модуль STAT3),
- 4) анализ зависимостей между несколькими процессами (модуль STAT4).

В целях более удобного оперирования исходными данными и результатами расчета в указанный комплекс входит специальный банк данных INFOS [3].

В ходе эксплуатации СТАТАН-6 уточнялись дальнейшие задачи исследования режимных процессов энергосистем (ЭС). Так, например, для анализа адекватности моделей процессов нагрузок ЭС придется исследовать соответствующие коэффициенты полиномов тренда и периодического составляющего, их

устойчивость во времени, подходимость для прогнозирования и т.д. Не менее важной является проблема оптимального выбора важнейших гармоник для характеристики периодического компонента процессов. Все это привело к необходимости усовершенствования методики и программ комплекса СТАТАН-6.

2. Банк данных

В новом комплексе банк данных состоит из одной или нескольких независимых баз данных (БД) и системы управления ими (СУБД).

Каждая БД занимает на магнитных дисках один файл прямого доступа и помещает до 298 массивов. Выполнение статистического анализа сопровождается записыванием в БД обработанных временных рядов процессов, а также результатов одномерного статистического анализа, представляющих собой информацию о процессе в т.н. сжатом виде. Таким образом, на каждую реализацию процесса в БД содержатся три массива данных: исходный временной ряд, обработанный временной ряд (исходный ряд после выделения тренда и периодического компонента и нормирования) и результаты статистического анализа на основе простой и векторной аддитивных моделей.

СУБД организует перепись из БД в оперативную память ЭВМ или обратно необходимых массивов или их частей. Благодаря расширению возможностей СУБД, можно теперь переписать нужные массивы из одной БД в другую, подготовить исходные данные для проведения авто- и смешанного регрессионного анализа, а также ввести исправления в массивы БД, полученных из БД (архивов данных) других программных комплексов.

3. Методика и программы расчета

В новый комплекс добавлен модуль STAT5, предназначенный для восстановления или прогнозирования процессов режима ЭС. Восстанавливается неслучайная составляющая процесса в следующем виде:

$$x^H(t) = x^T(t) + x^N(t), \quad t=1, \dots, n,$$

где

$$x^H(t) = \tilde{x}(t) - \tilde{x}^C(t); \quad x^H(t), x^T(t), x^N(t),$$

- $\tilde{x}^c(t)$ – неслучайная, аperiodическая (тренд), периодическая и центрированная случайная составляющие;
 $\tilde{x}(t)$ – исходный случайный процесс;
 n – длина реализации.

Исходными данными модуля являются результаты ранее проведенного статистического анализа, сохраняемые в БД. Восстановление можно произвести как в пределах всей реализации процесса, так и частично. Получаемый временной ряд по желанию вводится в БД, а также печатается в табличной и графической формах. Рядом печатаются или границы доверительного интервала или соответствующий график (реализация) исходного процесса. Кроме того, в таблицу входят соответствующие значения отклонений неслучайной составляющей исходного процесса в абсолютных единицах и в процентах от максимального фактического значения.

Так как в общем случае исследуемые процессы являются нестационарными, то и вычисляемые доверительные границы зависят от времени. Ввиду этого, в модуле STAT1 при одномерном статистическом анализе аппроксимацию дисперсии процесса (перед его нормированием) можно произвести двумя способами: или полиномом до третьей степени или с помощью тригонометрического ряда Фурье. В последнем случае номера гармоник берутся те же, которые использовались при аппроксимации периодического компонента исследуемого процесса. Для вычисления доверительных границ процесса по результатам статистического анализа с помощью модуля STAT2 используется множество вычисленных значений среднеквадратических отклонений отдельных отрезков временного ряда [I] (рис. 1).

Созданием модуля STAT5 появилась возможность выполнения принципа самопроверки программы (в части модулей STAT1 и STAT2). Показано преимущество модуля STAT2 перед модулем STAT1 для описания процессов нагрузок энергосистем (рис. 2).

Проблема прогнозирования случайного процесса решена в комплексе пока весьма упрощенно. Учитываются периодичность в процессах режима энергосистемы (максимальный период предыстории – один год), временной сдвиг между началами исходного и прогнозируемого процессов и результаты ранее про-

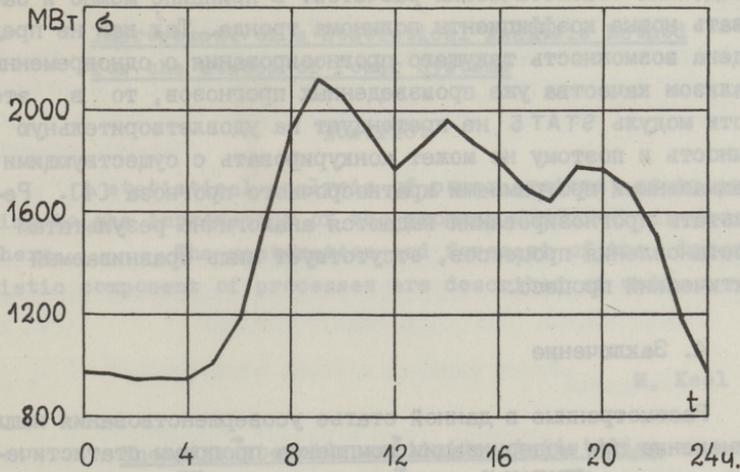


Рис. 1. Значение среднеквадратических отклонений нагрузки ОЭС Центра в 1984 г., соответствующие отдельным отрезкам (часам суток).

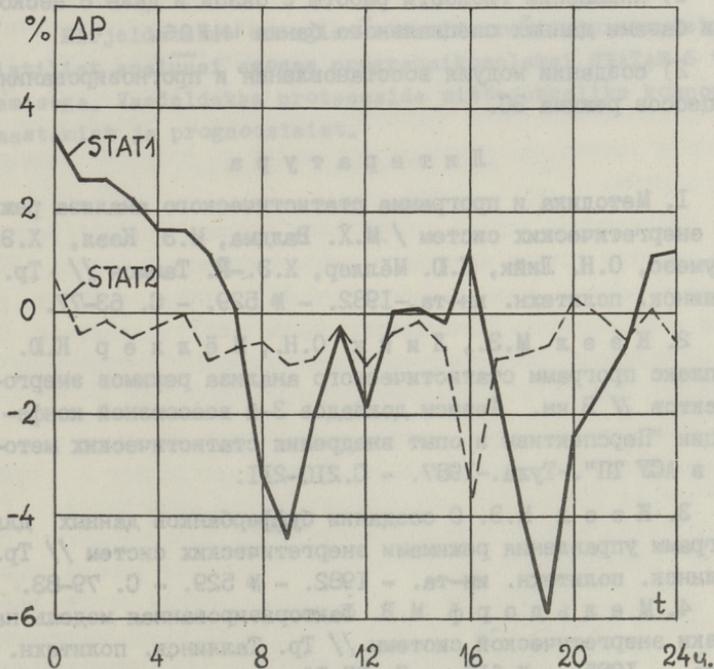


Рис. 2. Значения погрешности восстановления средне-недельного суточного графика нагрузки рабочих дней ОЭС Центра (3-й недели января 1980 г.) на основе результатов статистического анализа модулями STAT1 и STAT2.

изведенных статистических расчетов. В принципе можно и задавать новые коэффициенты полинома тренда. Так как не предвидена возможность текущего прогнозирования с одновременным анализом качества уже произведенных прогнозов, то в этой части модуль STAT5 не претендует на удовлетворительную точность и поэтому не может конкурировать с существующими специальными программами краткосрочного прогноза [4]. Результаты прогнозирования выдаются аналогично результатам восстановления процессов, отсутствует лишь сравниваемый фактический процесс.

4. Заключение

Рассмотренные в данной статье усовершенствования нашли применение при модернизации комплекса программ статистического анализа СТАТАН-6, получившего название СТАТАН-6М. Основные изменения состоят в:

- 1) повышении гибкости работы с базой и даже с несколькими базами данных специального банка INFOS,
- 2) создании модуля восстановления и прогнозирования процессов режима ЭС.

Л и т е р а т у р а

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

2. Кээл М.Э., Лийк О.Н., Мёллер К.Ю. Комплекс программ статистического анализа режимов энергообъектов // В кн. Тезисы докладов 3-й всесоюзной конференции "Перспективы и опыт внедрения статистических методов в АСУ ТП".-Тула.-1987. - С.210-211.

3. Кээл М.Э. О создании буфербанков данных для программ управления режимами энергетических систем // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1982. - № 529. - С. 79-83.

4. Мельдорф М.В. Факторизированная модель нагрузки энергетической системы // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1985. - № 610. - С. 85-96.

Improvement of a Statistical Analysis Method
for the States of Power Systems

Abstract

A statistical analysis of power systems' state according to the improvement of the program STATAN-6 is described here. The restoration and forecast of the deterministic component of processes are described as well.

M. Keel

Energiasüsteemide režiimide statistilise
analüüsi meetoodika täiustamisest

Kokkuvõte

Kirjeldatakse energiasüsteemide režiimiprotsesside statistilist analüüsi seoses programmikompleksi STATAN-6 täiustamisega. Vaadeldakse protsesside mittejhusliku komponendi taastamist ja prognoosimist.

ОПТИМИЗАЦИЯ МГНОВЕННОГО РЕЖИМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

I. Введение

В данной статье рассматривается задача оптимизации мгновенного режима энергосистемы (ЭС) с учетом неопределенности характеристик относительных приростов (ХОП) электростанций. Используется минимаксный подход, являющийся основным подходом при оптимизации в условиях неопределенности [1 - 3]. В качестве критерия оптимальности используется критерий минимаксного ущерба (перерасхода топлива) из-за неопределенности ХОП. Этот критерий гарантирует, что фактическое значение ущерба не превышает минимального значения максимального ущерба.

Минимаксные задачи оптимизации режима несложно решать, если имеется только один неопределенный фактор (здесь ХОП). Однако с ростом числа неопределенных факторов сложность решения и размерность минимаксных задач резко возрастает. Одним из более трудных вопросов является поиск оптимальных смешанных стратегий неопределенных факторов [1].

Минимаксные задачи оптимизации режима ЭС можно решать прямыми или косвенными методами. Прямой метод дает в принципе точные результаты при большом объеме вычислений. Результаты, полученные прямым методом, можно использовать при оценке эффективности других методов. Косвенные методы описаны в [2-9]. В данной статье описывается прямой метод решения задачи минимаксной оптимизации и результаты экспериментальных исследований. Целями проведенных экспериментальных исследований являлись:

1) выявление эффективности минимаксной оптимизации режимов ЭС по сравнению с детерминированной оптимизацией на основе зон неопределенности ХОП и с оптимизацией на основе средних ХОП зон неопределенности (по критерию минимума средних затрат),

2) оценивание эффективности непрямого упрощенного метода решения задачи минимаксной оптимизации режимов ЭС - метода минимаксных плановых характеристик [1] (результаты анализа методов расчета минимаксных плановых ХОП приведены в [9]),

3) исследование свойств функции ущерба.

2. Постановка задачи и метод решения

Допустим, что необходимо оптимизировать распределение активных мощностей в ЭС в условиях, когда вместо ХОП ТЭС и ГЭС известны только зоны, где они находятся

$$\begin{aligned} b_i^-(P_i) &\leq \tilde{b}_i(P_i) \leq b_i^+(P_i), \quad i = 1, \dots, m, \\ g_i^-(P_i) &\leq \tilde{g}_i(P_i) \leq g_i^+(P_i), \quad i = m+1, \dots, n, \end{aligned} \quad (I.1)$$

где $b_i^-(P_i), b_i^+(P_i)$ - заданные пределы ХОП i -й ТЭС,

$g_i^-(P_i), g_i^+(P_i)$ - заданные пределы ХОП i -й ГЭС,

$b_i(P_i), g_i(P_i)$ - фактические ХОП,

\approx - символ неопределенности,

m - число ТЭС в ЭС,

n - общее число станций в ЭС.

Для удобного описания неопределенности ХОП вводятся такие формальные неопределенные параметры z_1, \dots, z_n , что

$$\begin{aligned} b_i(P_i, z_i) &= b_i^-(P_i), \quad i = 1, \dots, m, \\ b_i(P_i, z_i) &= b_i^+(P_i), \quad i = 1, \dots, m, \\ g_i(P_i, z_i) &= g_i^-(P_i), \quad i = m+1, \dots, n, \\ g_i(P_i, z_i) &= g_i^+(P_i), \quad i = m+1, \dots, n \end{aligned} \quad (I.2)$$

и при $z_i^- \leq z_i \leq z_i^+$ функции $b_i(P_i, z_i)$ и $g_i(P_i, z_i)$ описывают зоны неопределенности ХОП (I.1) [3, 4].

Задачу минимаксной оптимизации мгновенного режима ЭС можно сформулировать в следующем виде: найти такие плановые нагрузки ТЭС и ГЭС (вектор \bar{P}), при которых достигается

$$\min_{P \in V} \max_{z \in W} R(\bar{P}, z), \tag{I.3}$$

где R - функция ущерба;

V - множество допустимых значений вектора \bar{P} , определяемое ограничивающими условиями (баланс мощностей и др.);

Z - вектор неопределенных факторов;

W - область неопределенности неопределенных факторов, определяемая условиями [1]

$$z_i^- \leq z_i \leq z_i^+, \quad i=1, \dots, n. \tag{I.4}$$

Здесь R является выпуклой вниз функцией по плановым нагрузкам станций, причем максимумы по Z достигаются только в вершинах параллелепипеда W [1, 3, 4].

В [1, 3, 4] показано, что минимаксные задачи имеют чистую минимизирующую и смешанную максимизирующую стратегию. Поэтому задаче (I.3) эквивалентна следующая задача:

$$\min_{\bar{P} \in V} \max_{\Omega} \sum_{k=1}^q R(\bar{P}, z^k) \omega_k, \tag{I.5}$$

при

$$\sum_{k=1}^q \omega_k = 1, \tag{I.6}$$

$$0 \leq \omega_k \leq 1, \quad k=1, \dots, q. \tag{I.7}$$

где Ω - смешанная максимизирующая стратегия

$$\Omega = \langle \omega_1, \dots, \omega_q \rangle;$$

q - число вершин параллелепипеда W , $q = 2^n$;

ω_k - вероятность, с которой максимизирующий (природа) выбирает k -ю вершину z^k параллелепипеда W .

Функция R достигает локальных максимумов во всех вершинах W . Однако в состав смешанной максимизирующей стратегии входят не все вершины W .

При оптимальных значениях $\bar{P}_i (i=1, \dots, n)$ выполняются следующие необходимые условия оптимальности [4]:

I) плановые значения относительных приростов (ОП) станций (с учетом потерь в сети и коэффициентов эффективности использования воды) равны;

2) при всех чистых стратегиях (в вершинах параллелепипеда W), входящих в состав оптимальной смешанной стратегии (при которых $\omega_k > 0$), значения ущерба равны и являются минимаксными;

3) значения \bar{P}_i являются допустимыми, т.е. $\bar{P} \in V$.

Здесь плановые ОП вычисляются по формулам:

$$\bar{b}_k = \sum_{i=1}^q b_i(P_i, z^k) \omega_k, \quad i = 1, \dots, m, \quad (I.8)$$

$$\bar{g}_i = \sum_{k=1}^q g_i(P_i, z^k) \omega_k, \quad i = m+1, \dots, n.$$

Наиболее подходящим прямым методом решения данной задачи для использования на ЭВМ оказался итеративный метод решения минимаксной задачи оптимизации, основывающийся на аналогичном методе решения матричной игры (метод Брауна) [10].

В соответствии с этим методом итеративный процесс проходит по следующей схеме:

- 1) выбирается любое допустимое значение \bar{P} ;
- 2) находится и запоминается такая чистая максимизирующая стратегия, при которой значение ущерба максимальное;
- 3) вычисляются значения плановых нагрузок станций, обеспечивающие минимальное значение ущерба при найденной стратегии максимизирующего;
- 4) повторяются шаги 2 и 3.

Когда проделано s шагов, тогда известно, что максимизирующий использовал свои чистые стратегии z^1, \dots, z^q соответственно f_1, \dots, f_q раз. Используя этот факт, вычисляются такие значения плановых нагрузок, при которых при предполагаемой смешанной стратегии максимизирующего

$$\Omega = \left\langle \frac{f_1}{s}, \dots, \frac{f_q}{s} \right\rangle \quad (I.9)$$

ущерб был бы минимальным.

В теории игр доказывается, что подобный итеративный процесс сходится, хотя довольно медленно [10].

3. Программа MINMAX

На основе описанного метода разработана опытная программа MINMAX минимаксной оптимизации распределения активных нагрузок в ЭС. Программа написана на языке ФОРТРАН-4 для ЭВМ М4. Она содержит 7 модулей и базу данных (БД) на магнитном диске для хранения исходной информации и результатов расчета. При возможности ЭВМ М4 размерность оптимизируемой ЭС ограничена. Она может содержать до 10 станций. Общая блок-схема программы приведена на рис. 1.

Информация о ЭС вводится модулем ЛАНТЕА из БД. Граничные ХОП станций задаются в табличном виде и могут содержать от 2 до 20 точек. При этом программой, вводящей данные в БД, проверяется выполнение требования монотонного возрастания граничных ХОП. В БД можно сохранить данные нескольких ЭС, которые идентифицируются шифром ЭС.

Модулем OPTIS вычисляются детерминированно-оптимальные распределения нагрузок при заданной суммарной нагрузке ЭС для всех чистых стратегий максимизирующего.

Первое приближение значений плановых нагрузок станций выбирается модулем ALGLAN из числа допустимых значений вектора \bar{P} .

Модулем MYLEK определяется стратегия z^k , при которой ущерб является максимальным.

На основе результатов вычисления модуля MYLEK пересчитывается модулем KORRIG по формуле (1.9) новое приближение смешанной стратегии максимизирующего и вычисляется оптимальный режим ЭС (новые плановые нагрузки станций) модулем НОРТИМ.

Расчет модулями MYLEK, KORRIG и НОРТИМ повторяется, пока не достигается необходимая точность решения.

Результаты оптимизации (плановые нагрузки станций, плановый ОП ЭС, значение максимального ущерба) выводятся в табличном виде на дисплей и записываются в БД. Вывод результатов осуществляется модулем EPILOG.

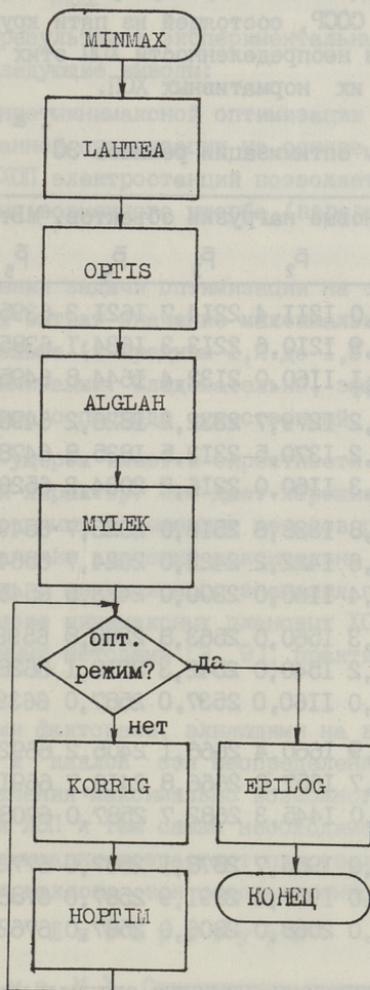


Рис. 1. Общая блок-схема программы MINMAX.

4. Результаты экспериментального исследования и выводы

Приведем здесь некоторые результаты оптимизации режима подсистемы ЕЭС СССР, состоящей из пяти крупных энергообъектов. Ширина зон неопределенности ХОП этих объектов принималась $\pm 10\%$ от их нормативных ХОП.

Т а б л и ц а I
Результаты оптимизации режимов ЭС

МВт	Метод	Плановые нагрузки объектов, МВт					R_{\max} г у.т./ч
		\bar{P}_1	\bar{P}_2	\bar{P}_3	\bar{P}_4	\bar{P}_5	
14000	A	2557,0	1211,4	2214,7	1621,3	6395,6	45,34
	B	2555,9	1210,6	2213,3	1634,1	6385,8	45,74
	C	2567,1	1160,0	2132,4	1644,8	6495,6	55,14
14500	A	2566,2	1279,7	2332,2	1826,2	6495,7	60,85
	B	2564,2	1370,5	2313,5	1835,8	6478,5	62,17
	C	2569,3	1160,0	2216,2	2034,2	6520,3	77,95
15000	A	2571,8	1338,6	2516,0	2023,7	6549,9	64,85
	B	2567,6	1422,2	2422,0	2024,7	6564,0	66,90
	C	2571,4	1160,0	2300,0	2423,5	6545,1	95,73
15500	A	2569,3	1560,0	2563,8	2208,8	6598,1	62,52
	B	2571,2	1540,0	2542,3	2218,1	6628,4	62,96
	C	2577,0	1160,0	2537,0	2587,0	6639,0	88,88
16000	A	2575,9	1660,4	2666,1	2405,2	6692,5	47,96
	B	2574,7	1657,0	2666,8	2410,7	6691,0	48,00
	C	2577,0	1445,3	2682,7	2587,0	6708,0	60,28
16800	A	2577,0	1985,7	2878,1	2587,0	6772,2	14,20
	B	2577,0	1957,4	2891,9	2587,0	6786,5	15,80
	C	2577,0	2068,0	2806,0	2587,0	6762,0	21,04

В таблице I приведены плановые оптимальные нагрузки энергообъектов при прямом решении минимаксной задачи (метод A), при использовании минимаксных плановых ХОП, рассчитанных методом независимой минимизации ущерба (метод B) [2] и при использовании средних ХОП зон неопределенности (метод C) при нескольких значениях суммарной нагрузки ЭС. Для каждо-

го распределения нагрузки приведено также значение максимально возможного ущерба (перерасхода топлива) из-за неопределенности ХОП R_{\max} .

На основе результатов экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Применение минимаксной оптимизации режима ЭС вместо детерминированной оптимизации на основе границ зон неопределенности ХОП электростанций позволяет уменьшить значение максимально возможного ущерба (перерасхода топлива) в ЭС до 5 раз.

2. При решении задачи оптимизации на основе критерия минимума средних затрат значение максимально возможного ущерба всегда больше (в среднем 1,2 до 1,5 раза), чем при минимаксной оптимизации. Следовательно, эффект от использования минимаксного подхода существенный.

3. Функция ущерба имеет в окрестности оптимальной точки очень пологий характер. Это дает хорошие предпосылки для использования непрямых упрощенных методов решения минимаксных задач. Отклонение значений максимально возможного ущерба от действительно минимаксного значения при оптимизации режима ЭС на основе минимаксных плановых ХОП, рассчитанных разными упрощенными методами [2, 9], практически не превышают 10 %.

4. Основными факторами, влияющими на величину ущерба, являются ширина и наклон зон неопределенности ХОП электростанций. Значения максимально возможного ущерба из-за неопределенности ХОП и тем самым необходимость применения минимаксной оптимизации возрастают при увеличении ширины и при уменьшении наклона зон неопределенности ХОП.

Л и т е р а т у р а

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

2. В а л д м а М.Х., Л и й к О.Н. Оптимизация режима энергетической системы с учетом неопределенности характеристик относительных приростов тепловых электростанций // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1984. - № 580. - С. 23-38.

3. В а л д м а М.Х., В и й р а Т.А. О минимаксно-оптимальном режиме электроэнергетической системы // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1971. - № 305. - С. 17-23.
4. В а л д м а М.Х., В и й р а Т.А. Об оптимизации режима электроэнергетической системы по минимаксным критериям // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1972.- № 3. - С. 24-34.
5. О влиянии и учете неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации суточного режима энергосистемы / В.В. Абрамов, Р.С. Атлас, Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1970. - № 6. - С. 24-33.
6. К р у м м Л.А. Методы решения многоэтапных стохастических задач комплексной оптимизации режимов сложных электроэнергетических систем / Сибирский энергет. ин-т СО АН СССР. Иркутск, 1974. - 150 с. Рукопись деп. в ВИНТИ 17 дек. 1975 г., № 3668-75 Деп.
7. Л е л у м е э с Х.Э. Учет неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации режимов // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1983. - № 549. - С. 31-40.
8. Л е л у м е э с Х.Э., Т е р н о О.Р. Оптимизация распределения активной нагрузки в энергосистеме по критерию минимаксного ущерба // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1971. - № 305. - С. 25-31.
9. Л и й к О.Н. О результатах анализа методов минимаксной оптимизации режимов энергетических систем // Тр. Таллинск. политехн. ин-та, - 1985. - № 610. - С. 27-32.
10. Л ь ю с Р.Д., Р а й ф а Х. Игры и решения. Введение и критический обзор.-М.: Изд. иностр. лит., 1961.- 642 с.

Power System State Optimization under the
Uncertainty of Incremental Cost Curves of Power
Plants

Abstract

The direct method and the computer program of power system state minimax optimization under the uncertainty of incremental cost curves of power plants are described in the paper. A few results concerning the efficiency analysis of minimax state optimization and the comparison of the direct and the indirect minimax methods are presented here as well.

A. Kaju, O. Liik

Energiasüsteemi hetkerežiimi optimeerimine,
arvestades elektrijaamade suhteliste juurde-
kasvude karakteristikute maaramatust

Kokkuvõte

Kirjeldatakse energiasüsteemi hetkerežiimi minimaks-optimeerimise otsesest meetodist ja vastavat arvutiprogrammi, kus arvestatakse elektrijaamade suhteliste juurdekasvude karakteristikute maaramatust. Ära on toodud mõningad energiasüsteemi režiimi minimaks-optimeerimise efektiivsuse analüüsi ning otsese ja kaudsete minimaksmeetodite võrdluse tulemused.

М.Х. Валдма, Л.Н. Горох, М.Э. Кээл,
А.Л. Лейсалу, О.Н. Лийк,
К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя

МЕТОДИКА И КОМПЛЕКС ПРОГРАММ ОПТИМИЗАЦИИ
ВНУТРИСТАНЦИОННЫХ РЕЖИМОВ И РАСЧЕТА ВХОД-ВЫХОД
ХАРАКТЕРИСТИК ТЭЦ С УЧЕТОМ ВЕРОЯТНОСТНОЙ
ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

I. Введение

На современном этапе развития исключительно большое значение приобрела проблема оптимального управления режимами энергопредприятий (ЭП) и энергетических систем (ЭС). Задача заключается в том, чтобы в каждый момент времени обеспечить работу всех ЭП и ЭС в целом в оптимальном режиме. При этом критерием оптимальности режима является минимум суммарного расхода топлива или минимум суммарных затрат на топливо. В связи с этим возникают сложные оптимизационные задачи. Среди них одной из важнейших является задача оптимизации распределения нагрузок внутри тепловых электростанций (ТЭС). Последние могут быть конденсационные электростанции (КЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

Исследование задач оптимизации распределения нагрузок внутри ТЭС началось уже около 70 лет назад.

Первые работы, посвященные вопросам оптимизации режимов энергообъектов, появились в 1919 г. [48 и др.]. В них рассматривались принципы оптимального распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами в детерминированных условиях. В 1922 г. Г. Дависон [49] показал, что если агрегаты имеют линейные расходные характеристики (РХ), то их целесообразно загружать в порядке возрастания угловых коэффициентов РХ. В 1924-1925 гг. Х. Доббелер [50] и

И. Хак [51], применяя метод множителей Лагранжа, выводили условия равенства относительных приростов (ОП) для совместной оптимизации распределения активных и реактивных мощностей между генераторами. Затем Н.А. Сахаров [40] и Е.А. Иванов [21] разработали условия равенства ОП для оптимизации распределения активных мощностей между агрегатами.

В 1930-х годах были разработаны условия оптимальности режима ТЭС с учетом собственных нужд (СН) (М. Стейнберг, Т. Смит [53]). Также предлагались методы корректирования характеристик оборудования и расчета эквивалентных характеристик ТЭС. Новое издание книги М. Стейнберга и Т. Смита вышло в 1943 г. [54].

В послевоенные годы методы оптимизации режимов ТЭС стали быстро развиваться в СССР. Вышли в свет обобщающие труды по теории и методам оптимизации режимов ТЭС - В.В. Болотова [7], В.М. Горнштейна [12], А.С. Горшкова [27] и др. Особенно большое практическое значение имела монография В.М. Горнштейна [12], где излагались математические основы метода ОП, методы расчета оптимальных режимов КЭС и ТЭС, методы корректирования характеристик оборудования и построения эквивалентных характеристик ТЭС.

В 40-х и 50-х годах проводились работы по разработке расчетных устройств аналогового типа для экономического распределения активных нагрузок внутри ТЭС и между электростанциями в ЭС [35, 42, 43]. Однако возможности этих средств не являлись достаточными для решения усложнявшихся задач управления режимами энергообъектов. Поэтому в конце 50-х - начале 60-х годов стали большое внимание уделять вопросам применения ЦВМ.

Первые программы расчета характеристики ТЭС с помощью ЦВМ были разработаны уже в первой половине 60-х годов [1, 25, 36, 38, 46]. В то же время продолжалось совершенствование методики оптимизации режимов ТЭС [5, 6, 8, 13, 18, 23, 44, 47, 48 и др.]. Для расчета оптимальных режимов ТЭС начинали все больше использовать различные прямые методы оптимизации (градиентные методы, метод динамического программирования и др.).

В 70-х годах широко развернулись работы по дальнейшему расширению использования ЦВМ в энергетике. Наряду с планированием режимов ЦВМ все больше стали применяться в системах оперативного и автоматического управления. Началась разработка ОАСУ "Энергия", в том числе создание АСУ ТЭС [2, 16, 17, 42].

В те же годы начались разработка и внедрение крупных комплексов программ ЦВМ для расчета и оптимизации режимов ЭС. К настоящему времени в СССР создан ряд комплексов программ для оптимизации режимов ТЭС.

1. Программа К-1 (ИНЭУМ) для расчета характеристик относительных приростов расхода топлива КЭС и ТЭЦ на основе детерминированной исходной информации без оптимизации распределения тепловых нагрузок на ТЭЦ [25].

2. Комплекс А-3/69 (ВНИИЭ - ВЦ ГТУ) - для расчета оптимального режима и характеристик относительных приростов (ХОП) КЭС и ТЭЦ любого типа с оптимизацией распределения электрических и тепловых нагрузок на основе детерминированной исходной информации (для ЦВМ второго поколения) [14].

3. Комплекс К-3 (ИНЭУМ) - для расчета и коррекции энергетических характеристик КЭС и ТЭЦ на основе детерминированной исходной информации без оптимизации распределения тепловых нагрузок на ТЭЦ (для ЦВМ третьего поколения) [41].

4. Комплекс АК/75 (ВНИИЭ - ВЦ ГТУ) - для расчета оптимальных режимов и эквивалентных характеристик КЭС, имеющей несколько общих, не связанных между собой коллекторов острого пара. Аналог программы А-3К для ЦВМ третьего поколения [31].

5. Комплекс АТ/75 (ВНИИЭ - ВЦ ГТУ) - для расчета эквивалентных характеристик и оптимального режима ТЭЦ с тепловой схемой любой сложности. Аналог программы А-3/69 для ЦВМ третьего поколения [31]. На базе программы АТ-75 создан комплекс программ Урал-АТ [4, 9].

6. Программа НОРМА-75 (Донтехэнерго) - для оптимизации распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами ТЭЦ на основе детерминированной исходной информации (для ЦВМ второго поколения). Программа позволяет определить нормативные удельные расходы топлива на ТЭЦ [19, 20].

7. Комплексная программа ОПТИМ-76 (Донтехэнерго) - для оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами ТЭЦ на основе детерминированной исходной информации (для ЭВМ второго поколения) [19, 20].

8. Система программ ОПТЭС-1/76 (Таллинский ПИ) - для решения следующих задач: расчет и корректирование вход-выход характеристик агрегатов, расчет эквивалентных характеристик станции, расчет оптимальных суточных графиков агрегатов, выбор оптимального состава работающих агрегатов и прогнозирование вход-выход характеристик ТЭС на длительный период времени. Исходная информация может быть представлена в детерминированной или вероятностной формах (для ЦВМ второго поколения) [37].

9. Система программ ОПТЭС-2 (Таллинский ПИ) - для решения следующих задач: расчет и корректирование вход-выход характеристик агрегатов, расчет эквивалентных характеристик станции, расчет оптимальных суточных графиков агрегатов при заданном графике нагрузок или относительных приростов КЭС, оценка экономичности фактических режимов КЭС. Исходная информация может быть представлена в детерминированной или вероятностной формах (для ЦВМ третьего поколения) [22].

Существуют также некоторые другие методы и программы решения указанных задач [1, 3, 5, 6, 33, 34, 39, 47]. Из вышеотмеченных программ наибольшее широкое применение на практике нашли программы серии А, разработанные во ВНИИЭ - ВЦ ГТУ [31]. Однако совершенствование программ оптимизации режимов ТЭС продолжается. Особенно актуальной задачей является разработка более совершенных методов оптимизации режимов ТЭЦ.

В настоящей статье описываются методика и комплекс программ ОПТЭС-4 для оптимизации внутростанционных режимов и расчета вход-выход характеристик ТЭЦ с учетом детерминированной и вероятностной исходной информации, разработанные на кафедре электрических систем Таллинского политехнического института.

2. Назначение комплекса

Рассматриваемый комплекс ОПТЭС-4 позволяет оптимизировать распределение тепловых нагрузок, а также активных и реактивных электрических нагрузок внутри ТЭЦ в заданном периоде времени и вычислять ее эквивалентные вход-выход характеристики (ВВХ). С помощью комплекса можно вычислять также нормативные характеристики котлов, корректировать нормативные характеристики оборудования и оценивать экономичность режима ТЭЦ. Он предназначен для ТЭЦ со сложной технологической схемой с поперечными связями. Станция может иметь электрическую нагрузку и до 4 видов тепловых нагрузок. На ТЭЦ могут быть до 6 тепловых магистралей. Из них 2 магистрали пара различных давлений котельной и 4 магистрали для питания тепловых нагрузок - 2 магистрали промышленного пара, паровая и водяная теплофикационные магистрали. Между магистралями могут быть редуциционно-охлаждающие установки (РОУ) и турбины с противодавлением. Наряду с обычными энергетическими паровыми котлами могут быть и содорегенерационные котлы целлюлозно-бумажной промышленности. Кроме паровых котлов на ТЭЦ могут работать пиковые водогрейные котлы. Все котлы могут работать на разных видах топлива или на смеси двух видов топлив. Паровые турбины могут быть теплофикационными с одним или двумя регулируемыми отборами пара, конденсационными и турбинами с противодавлением, в том числе и с одним регулируемым отбором. Система охлаждения конденсаторов пара разомкнутая. На ТЭЦ могут работать бойлеры. Тип каждого котла и турбоагрегата, бойлера и РОУ может быть различным.

Оптимальное распределение тепловых нагрузок и активных электрических нагрузок определяется в виде диаграмм (таблиц) оптимальных режимов (ДОР) или в виде оптимальных графиков нагрузок оборудования ТЭЦ. Распределение реактивных мощностей можно оптимизировать для средних или типовых режимов. Также можно вычислять оптимальные уставки автоматических регуляторов возбуждения.

Для ТЭЦ можно вычислять следующие ВВХ: ХОП расхода топлива (или затрат на топливо), РХ, характеристики удельных расходов (затрат) (ХУР) и характеристики собственных нужд (ХСН).

Данный комплекс предназначен для оптимизации режимов ТЭЦ в краткосрочном цикле управления, т.е. для расчета оптимальных режимов и ВВХ на предстоящие смены или сутки. Однако он может быть использован также для оптимизации типовых режимов и при долгосрочном планировании режимов ТЭЦ. Также можно комплекс и его части использовать для анализа режимов в научно-исследовательской работе. Он может быть применен в составе автоматизированной системы диспетчерского управления или отдельно.

3. Методические особенности

Комплекс ОПТЭС-4 позволяет решить следующие задачи.

1. Расчет диаграмм оптимальных режимов ТЭЦ.
2. Расчет и корректирование ВВХ котлоагрегатов.
3. Корректирование ВВХ турбоагрегатов.
4. Корректирование ВВХ РОУ и бойлеров.
5. Оценка оптимальности внутростанционных режимов ТЭЦ.
6. Расчет оптимальных графиков нагрузок агрегатов ТЭЦ.
7. Расчет ВВХ ТЭЦ.
8. Расчет формул потерь генераторов.
9. Оптимизация распределения реактивных мощностей внутри ТЭЦ.
10. Ввод данных ТЭЦ в базу данных.
11. Вывод данных ТЭЦ из базы данных.

Задачи 10 и 11 являются сервисными задачами банка данных. Взаимосвязь решаемых задач осуществляется через банк данных. Методика решения каждой задачи, а также состав решаемых задач варьируемы. Конкретный вариант методики определяется выбором соответствующего числового кода.

Для решения задач комплекса ОПТЭС-4 требуется следующая исходная информация:

- 1) технологическая схема ТЭЦ,
- 2) состав работающего оборудования,

3) нормативные характеристики основного оборудования и агрегатов собственных нужд,

4) информация для корректирования нормативных характеристик,

5) детерминированная или вероятностная информация об отклонениях параметров, влияющих на характеристики оборудования,

6) вероятностная информация об отклонениях нагрузок оборудования,

7) данные для определения формул потерь генераторов.

При этом для котлов должны быть заданы нормативные характеристики потерь тепла или нормативные ХОП расхода топлива, для турбоагрегатов нормативные диаграммы режимов (ДР), для РОУ, бойлеров и агрегатов СН нормативные РХ.

Главной задачей в комплексе ОПТЭС-4 является задача оптимизации распределения тепловых и активных электрических нагрузок и расчет ДОР ТЭЦ (задача I). В качестве критерия оптимизации в детерминированных условиях принят минимум суммарного расхода условного топлива или минимум суммарных затрат на топливо, а в вероятностных условиях - минимум математического ожидания суммарного расхода топлива или минимум математического ожидания затрат на топливо.

При расчете оптимального режима ТЭЦ можно учитывать следующие факторы:

- 1) электрические и тепловые СН,
- 2) ограничения по пропускным способностям паропроводов,
- 3) ограничения по расходу отдельных видов топлива,
- 4) наличие потерь из-за дросселирования пара в регулирующих клапанах турбин,
- 5) вероятностную информацию об отклонениях тепловых и электрических нагрузок оборудования,
- 6) детерминированную и вероятностную информацию об изменениях параметров режима ТЭЦ (температура и давление свежего пара, температура питательной воды и др.) и показателей качества топлива.

Учет вероятностной информации о случайных факторах проводится методом плановых характеристик [IО, II].

Для определения оптимального режима ТЭЦ и построения ее ВВХ сначала определяется ДОР ТЭЦ (задача 1). ДОР представляет собой таблицу, где приведены оптимальные нагрузки оборудования и соответствующие показатели режима в зависимости от суммарной активной нагрузки ТЭЦ. ДОР определяется при всех характерных нагрузках станции. При этом характерными считаются минимальные и максимальные допустимые значения нагрузки ТЭЦ, а также те значения, при которых турбоагрегаты работают с наиболее выгодными с точки зрения потерь дросселирования пара нагрузками или при которых ВВХ ТЭЦ имеют ступени или точки изгиба. Заданными считаются состав и характеристики оборудования, схема ТЭЦ и тепловые нагрузки станции. Заранее можно вычислять и сохранять в базе данных (БД) до 24 вариантов ДОР ТЭЦ.

Расчет оптимального распределения нагрузки проводится на основе условий оптимальности. При этом предполагается, что РХ котлоагрегатов, РОУ, бойлеров и агрегатов СН, а также стилизованные ДР турбоагрегатов являются выпуклыми вниз функциями. Такой подход позволяет гораздо проще решить проблему оптимизации режимов ТЭЦ, чем прямые численные методы оптимизации.

Расчет ДОР ТЭЦ выполняется по методике, изложенной в [20]. Алгоритм и программа расчета ДОР описаны в [28]. Методика расчета режимных параметров турбоагрегатов, использованная при расчете ДОР, изложена в [24].

Задача 2 позволяет на основе нормативных характеристик потерь тепла вычислять и корректировать следующие ВВХ котлов: ХОП, РХ, ХУР, ХСН. Корректирование характеристик проводится по унифицированным формулам. Поэтому с помощью данной программы можно корректировать характеристики оборудования по отклонениям любых параметров, от которых они зависят. Характеристики котлов можно корректировать также на основе вероятностной информации об отклонениях этих параметров, на основе вероятностной информации об отклонениях нагрузок котлов и по смеси топлива. Методика и алгоритм расчета и корректирования ВВХ котлоагрегатов изложены в [29].

Задача 3 предназначена для корректирования диаграмм режимов турбоагрегатов, а задача 4 — для корректирования

РХ РОУ и бойлеров. Коррекция указанных характеристик возможна по отклонениям любых параметров, от которых они зависят, по вероятностным характеристикам отклонений этих параметров и по вероятностным характеристикам отклонений нагрузок. Соответствующие методика и алгоритмы описаны в [32].

Задача 5 введена в комплекс ОПТЭС-4 для оценивания экономичности заданного режима ТЭЦ по сравнению с оптимальным режимом. При этом оптимальный режим ТЭЦ определяется на основе ДОР. Поэтому до решения задачи 5, должна быть решена задача 1. Экономичность режима оценивается по разнице расхода топлива данного и оптимального режимов при одних и тех же внешних условиях.

Задача 6 заключается в определении оптимальных графиков нагрузок (ОГН) оборудования для ведения режима ТЭЦ в заданном периоде времени с учетом изменения состава работающего оборудования и тепловых нагрузок ТЭЦ. Расчет проводится на основе заранее вычисленных ДОР. ОГН оборудования можно вычислить для каждой смены, на сутки или на более длительный период времени. При этом учитываются ограничения по расходу некоторых видов топлива.

Задача 7 предназначена для расчета основных ВВХ ТЭЦ: ХОП, РХ, ХУР и ХСН. Она позволяет вычислить т.н. длинные характеристики, которые содержат все характерные точки действительных характеристик и короткие (аппроксимированные кусочно-линейными отрезками) характеристики.

Следующие две задачи предназначены для оптимизации распределения реактивных мощностей внутри ТЭЦ. Распределение реактивных мощностей между генераторами оказывает определенное влияние на расход топлива [27].

Задача 8 предназначена для расчета формул потерь активной мощности генераторов, которые необходимы для оптимизации реактивных мощностей [26]. Формулы потерь можно корректировать на основе вероятностной информации об отклонениях активных и реактивных нагрузок и напряжения генераторов.

Задача 9 позволяет найти формулы оптимального регулирования распределения реактивной нагрузки между турбогенераторами с учетом оптимального распределения активных на-

грузок генераторов, относительных приростов расхода топлива каждого агрегата и среднего напряжения генераторов. Целью оптимизации является минимизация расхода топлива на ТЭЦ [27]. Экономический эффект от оптимизации реактивных мощностей зависит от формул потерь генераторов, секционирования ТЭЦ в тепловой части, а также от разнотипности агрегатов ТЭЦ.

4. Общая структура комплекса программ

Комплекс ОПТЭС-4 имеет модульную структуру. При его разработке применялись принципы структурного программирования [45].

Комплекс ОПТЭС-4 состоит из головного модуля OPTES4 и II крупных модулей OPTE41, OPTE42, OPTE43, OPTE44, OPTE45, OPTE46, OPTE47, OPTE48, OPTE49, INF410, INF411. Каждый крупный модуль решает одну задачу комплекса. При этом они вводят необходимые исходные данные и выводят результаты расчета. Модули INF разработаны для ввода информации в БД и вывода информации из БД. Первая цифра (4) обозначает номер комплекса, вторые цифры (I-II) - номера задач, которую данный модуль решает.

Головной модуль OPTES4 вводит (с перфокарт или с дисплея): 1) номер энергоузла, 2) номер ТЭЦ, 3) число, месяц, год решения задачи, 4) код задачи. Затем вызывает модуль решения соответствующей задачи и передает управление ему. При помощи модуля OPTES4 можно решить несколько задач подряд. Блок-схема модуля OPTES4 изображена на рис. I.

Управление методикой решения задач осуществляется цифровым кодом, представляющим собой массив из 10 чисел.

K1 K2 K3 K4 K5 K6 K7 K8 K9 K10

где K1 - номер комплекса, K1 = 4;
K2 - номер задачи, K2 = I, ..., II;
K3 - код ввода исходных данных:

K3 = 0 - ввод данных без контроля,

K3 = 1 - ввод данных с контролем,

K3 = 2 - ввод данных с контролем и печатью;

K4 - код вывода результатов:

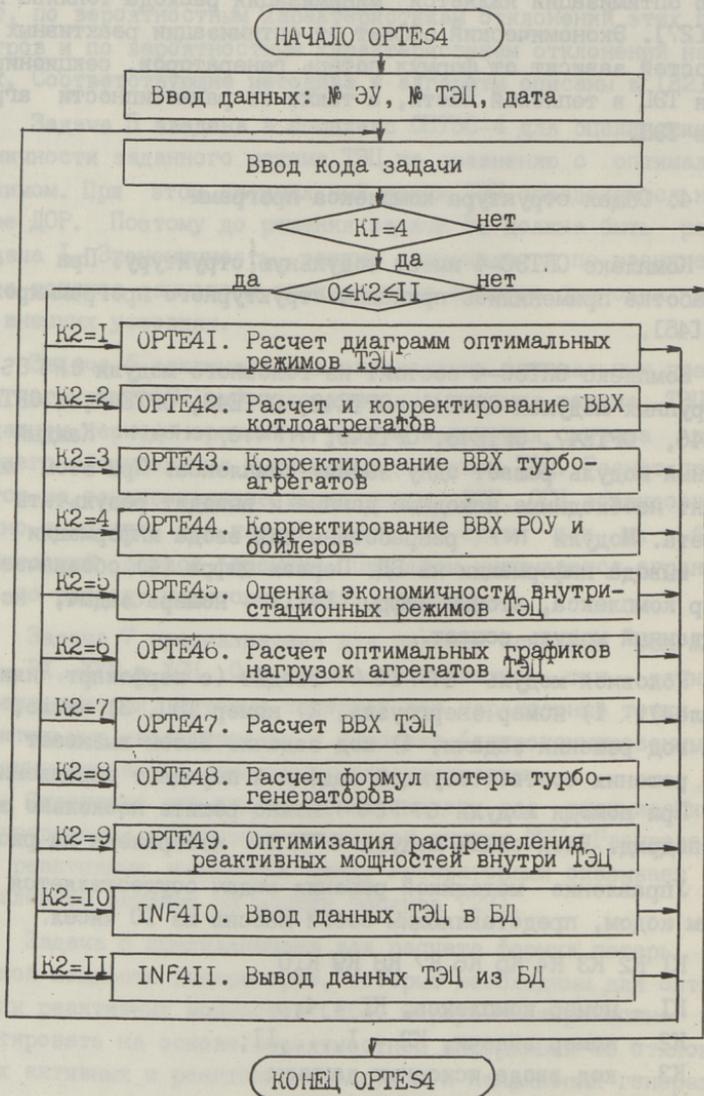


Рис. 1. Блок-схема головного модуля OPTES4.

- K4 = 0 - запись результатов в БД без печати,
- K4 = 1 - запись результатов в БД с их печатью,
- K4 = 2 - то же, с дополнительной печатью технологической схемы ТЭЦ.

Коды K5, ..., K10 являются специфическими для каждой задачи.

Комплекс ОПТЭС-4 имеет следующие количественные ограничения:

- число котлов	20
- число турбоагрегатов	10
- число РОУ	10
- число бойлеров	10
- число различных видов топлива	7
- число компонентов смеси топлива, сжигаемых в одном котле	3
в том числе одновременно	2

Программа составлена на алгоритмическом языке ФОРТРАН4 ОС ЕС. Требуемая емкость свободной оперативной памяти не менее 280 Кбайт.

5. Банк данных

Банк данных предназначен для хранения исходных данных и результатов расчета решаемых задач. Он состоит из БД и системы управления БД.

База данных занимает на магнитных дисках один файл прямого доступа на каждый энергоузел (подсистема ЭС для энергоснабжения крупного целлюлозно-бумажного комбината, содержащая до 4 ТЭЦ, связанных между собой электрическими и тепловыми сетями и имеющая электрические линии связи с энергосистемой). Файл состоит из инфоблоков и записей.

В первой записи указанного файла сохраняется каталог инфоблоков, в остальных - инфоблоки. Последняя запись в файле предназначена для хранения служебной информации. Длина записи 300 слов, т.е. 1200 байтов. В зависимости от длины инфоблока он может занимать одну или более записей. Каждому инфоблоку в БД соответствует в каталоге одна строка.

Каждый инфоблок представляет собой совокупность последовательно расположенных одно-, двух- и трехмерных массивов. В первой записи каждого инфоблока 20 первых слов предназначены для сохранения текстовой информации данного блока (название ТЭЦ), а 10 следующих - для резерва.

Система управления базой данных охватывает ряд разработанных для нее специальных программ и подпрограмм.

Ввод данных ТЭЦ в БД производится модулем INF410, вывод данных ТЭЦ из БД - модулем INF411.

Л и т е р а т у р а

1. А б р а м е н к о В.Н., Г о л о б о р о д ь к о В.С. Программирование для ЦВМ расчетов характеристик относительных приростов электростанций // Тр. ин-та электродинамики АН УССР. - 1962. - Вып. 19. - С. 16-26.

2. Автоматизация управления электрообъединениями / В.В. Гончуков, В.М. Горштейн, Л.А. Крумм и др. Под ред. С.А. Савалова. - М.: Энергия, 1979. - 432 с.

3. А м и н о в Р.З., А м и н о в В.З. Градиентный метод распределения нагрузок на ТЭЦ с использованием множителей Лагранжа // Изв. вузов. Энергетика. - 1979. - № 2. - С. 106-109.

4. А р з а м а с ц е в Д.А., Л е т у н В.М. Построение характеристик ТЭС со сложной тепловой схемой // В кн.: Применение математических методов и вычислительной техники в задачах функционирования и развития энергосистем. - Свердловск, 1984. - С. 13-17.

5. А х у н д о в Э.Б., В и р к о в с к и й Н.П., Ш е р б и ч В.И. Методика оптимального распределения нагрузок на ТЭЦ // Теплоэнергетика. - 1968. - № 10. - С. 34-37.

6. Б и р и ц к и й Н.И., Н е м у р а А.А. Динамическая оптимизация распределения нагрузки электростанции // В кн.: Электроэнергетика и автоматика. - Кишинев; Штиинца, 1972. - Вып. 14. - С. 81-86.

7. Б о л о т о в В.В. Теоретические основы выбора экономического режима сложной электроэнергетической системы. - М.: Изд. АН СССР, 1947. - 272 с.

8. Б о р и с о в Т.А. Определение оптимальных характеристик электрических станций. Автореф. дис. ... канд. техн. наук.-Л., 1966.-24 с.

9. В а г и н а М.М., Л е т у н В.М. Опыт эксплуатации программы оптимизации режима работы ТЭС "Урал-АТ" и перспективы ее использования // В кн.: Тезисы докладов на совещании "Оптимизация режимов ТЭС в энергосистемах для снижения расходов топлива".- М., 1983.-С. 33-34.

10. В а л д м а М.Х. Об учете случайных факторов в характеристиках электростанций // Тр. Таллинск. политехн. ин-та.-1969.- № 275.-С. 7-13.

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

12. Г о р н ш т е й н В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями.-М.-Л.: Госэнергоиздат, 1949.- 256 с.

13. Г о р н ш т е й н В.М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами ТЭЦ // Электрические станции.-1962.- № 8.-С. 2-7.

14. Г о р н ш т е й н В.М., П о н о м а р е в А.В. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой электростанции // Тр. ВНИИЭ.-1972.-Вып. 40.-С. 31-51.

15. Г о р ш к о в А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций.-М.: Госэнергоиздат, 1949.- 160 с.

16. Д у э М.А. Автоматическое управление блочными энергоустановками с применением вычислительных машин.- Киев: Техника, 1969.- 242 с.

17. Е р м а к о в В.С., М и н к о в В.А., М и р к и н М.А. Автоматизированные системы экономического управления тепловыми электростанциями.- М.: Энергия, 1970.- 247 с.

18. З л а т о п о л ь с к и й А.Н. О наивыгоднейшем распределении тепловой нагрузки ТЭЦ между отдельными турбоагрегатами // Электрические станции.-1961.- № II.-С. 23-28.

19. Зусманович Л.Б., Флос С.Л. Оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок между турбоагрегатами тепловых электростанций с помощью ЭВМ // В кн.: Тезисы докладов на совещании по теме "Оптимизация режимов работы энергосистем". - М., 1977. - С. II5 - II7.

20. Зусманович Л.Б., Флос С.Л., Галкина Н.И., Дорохина В.И. Оптимальное распределение нагрузок между агрегатами ТЭЦ методом динамического программирования // В кн.: Тезисы докладов семинара "Оптимизация энергетических режимов электростанций и энергосистем". - Фрунзе, 1982. - С. 68-69.

21. Иванов Е.А. К вопросу о наиболее выгодном распределении нагрузки между параллельно работающими агрегатами // Электричество. - 1980. - № 13. - С. 550-554.

22. Комплексная методика и программа оптимизации режимов конденсационных электростанций ОПТЭС-2 / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1983. - № 549. - С. 19-30.

23. Крумм Л.А., Пунгас А.А., Грушева А.А. К оптимизации режима ТЭС градиентным методом // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1967. - № 6. - С. 9-20.

24. Кээл М.Э., Лейсалу А.Л. Расчет режимных параметров турбоагрегатов при оптимизации режимов ТЭЦ // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1985. - № 610. - С. 45-51.

25. Лазебник А.И., Лебедев О.И., Шакоков В.С. Метод, алгоритм и программа "КИ" вычисления энергетических характеристик теплофикационных ТЭС со сложными тепловыми связями // В кн.: Применение вычислительной техники в электроэнергетике. Матер. конф. Сб. I. - М., 1964. - С. 27-40.

26. Лейсалу А.Л. Определение формул потерь активной мощности генераторов // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1983. - № 549. - С. 41-49.

27. Лейсалу А.Л. Оптимальное распределение реактивных нагрузок тепловых электростанций // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1984. - № 580. - С. 45-51.

28. Лейсалу А.Л., Таммоя Х.Э.-И. Алгоритм и программа расчета диаграмм оптимальных режимов ТЭЦ // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. -1985. - № 610. - С. 33-43.
29. Лийк О.Н., Мёллер К.Ю. Расчет и корректирование вход-выход характеристик котлоагрегатов // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. -1985. - № 610. - С. 53-65.
30. Методика комплексной оптимизации режимов теплоэлектроцентралей с учетом вероятностной информации / М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. -1984. - № 580. - С. 3-21.
31. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др. - М.: Энергия, 1981. - 336 с.
32. Мёллер К.Ю., Таммоя Х.Э.-И. Корректирование вход-выход характеристик котлоагрегатов, РОУ и бойлеров // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. -1985. - № 610. - С. 65-75.
33. Микulich Г.В., Архангельская Т.А. Универсальная математическая модель ТЭЦ // Тезисы докладов семинара "Оптимизация энергетических режимов электростанций и энергосистем". - Фрунзе, 1982. - С. 71-73.
34. Оперативное распределение нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ / Р.З. Амиков и др. // Изв. вузов. Энергетика. - 1983. - № 6. - С. 85-88.
35. Оптимизация режимов энергетических систем / Под ред. В.М. Синькова. - Киев: Вища школа, 1976. - 308 с.
36. Программа оптимизации режима объединенной энергосистемы / М.Х. Валдма, О.И. Гроссман, О.Р. Терно, Э.А. Тийгимяги // Тр. Таллинск. политехн. ин-та, серия А. -1965. - № 225. - С. 15-20.
37. Программа оптимизации режима и расчета вход-выход характеристик тепловой электростанции с учетом случайных колебаний параметров режима / М.Х. Валдма и др. // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. -1976. - № 403. - С. 11-15.
38. Расчет с помощью цифровой вычислительной машины оптимального распределения активных нагрузок между электростанциями и энергосистемами / В.М. Горнштейн и др.

// В кн.: Применение вычислительной техники в электроэнергетике.-М., 1964.-Сб. I.-С. 16-26.

39. Рузанков В.Н. Методика распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами мощных отопительных ТЭЦ. // Теплоэнергетика.-1973.-№ 6.-С. 80-82.

40. Сахаров Н.А. Метод наивыгоднейшего распределения нагрузки между несколькими параллельно работающими генераторами // Электричество.-1927.-№ 5.-С. 167-168.

41. Скрипников А.В., Сизиков Н.В., Афиногенова Л.Н. Элементы метода и алгоритмических характеристик, тепловых электростанций // Тр. ИНЭУМ.-1972.-Вып. 9.-С. 60-64.

42. Савалов С.А. Режимы Единой энергетической системы.-М.: Энергоатомиздат, 1983.-384 с.

43. Усов С.В., Павлов Т.М., Кантан В.В. Решение задачи наивыгоднейшего распределения активных нагрузок на аналоговых вычислительных машинах // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.-1963.-№ 6.-С. 667-674.

44. Фолькман К.Ф. Влияние эксплуатационных факторов на экономические характеристики турбоагрегатов и методы их учета при разработке системы автоматической оптимизации режима ТЭЦ // В кн.: Автоматизация энергетики.-Киев. Ин-т техн. информации.-1969.-С. 148-156.

45. Хьюз Дж., Мистом Дж. Структурный подход к программированию.-М.: Мир, 1980.-280 с.

46. Шаханов В.С., Лазебник А.И., Лебедева О.И. Программа вычисления энергетических характеристик теплофикационных и конденсационных электростанций при оптимальном распределении нагрузки между агрегатами к серийным ЦВМ "Урал-2".-М., 1965.

47. Шахвердян С.В., Бабаян Д.М. Алгоритм оптимизации режима работы ТЭЦ в энергосистеме // Изв. АН Арм.ССР. Сер. техн. наук.-1968.-№ 5.-С. 20-26.

48. B r e c h t G. Verteilung der wattlosen Arbeit bei der Parallelschaltung von Kraftwerken // Elektrotechnische Zeitschrift, 1919. 40. Nr. 12. S. 125-127.

49. D a v i s o n G.R. Dividing load between units // Electr. World, 1922. 80. N 23. P. 1385-1387.

50. D o b b e l e r C. Die wirtschaftlichste Verteilung der Wirk- und Blindströme auf mehrere parallel arbeitende Maschinen oder Kraftwerke // Elektrotechnik und Maschinenbau, 1924. Nr. 52. S. 749-754.

51. H a k J. Die wirtschaftlichste Belastungsverteilung auf mehrere parallel arbeitende Werke // Elektrotechnik und Maschinenbau, 1925. Nr. 14. S. 253-256.

52. R i n g l e e R.J., W i l l i a m s D.D. Economic system operation considering valve throttling losses. Part 2. Distribution of system loads by the methods of dynamic programming // AIEE PAS, 1963. N 64. P. 615-622.

53. S t e i n b e r g M.J., S m i t h T.H. Economic loading of steam power plants and electric systems. New York: McGraw-Hill Book Company, 1935.

54. S t e i n b e r g M.J., S m i t h T.H. Economic of power plants and electric systems. New York: John Wiley and Sons, 1943. P. 203.

M. Valdma, L. Gorohh, M. Keel,
A. Leisalu, O. Liik, K. Möller,
H. Tammoja

A Method and a Program for Optimum Load Planning
and for Calculation Input-Output Characteristics
for the Thermal Power Station Considering the
Probabilistic Information

Abstract

A bibliography survey of the optimum load planning of thermal power stations is presented here. The aim of the complex and its function are also described. 9 controller and 2 service problems are characterized. These problems are for the complex (active, reactive and thermal) optimum planning of power stations' regimes.

M. Valdma, L. Gorohh, M. Keel,
A. Leisalu, O. Liik, K. Möller,
H. Tammoja

Termofikatsiooni jaamade jaamasiseste režiimide
optimeerimise ja jaama sisend-väljundkarakteris-
tikute arvutamise töönaosuslikku lähteinfot
arvestav meetodika ja kompleksprogramm

Kokkuvõte

Esitatakse ülevaade kirjandusest termofikatsiooni-
elektrijaamade režiimide optimeerimise kohta, kirjeldatak-
se kompleksi otstarvet ja funktsioneerimist, iseloomusta-
takse kompleksi 9 dispetšijuhitumise ja 2 teenindusülesannet,
mis on ette nähtud jaama režiimi kompleksseks optimeerimi-
seks (aktiiv-, reaktiiv- ning soojusvõimsuste osas).

А.Л. Лейсалу

РЕЗУЛЬТАТЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЭС

Для учета при оптимизации режимов тепловых электростанций (ТЭС) и энергосистемы случайного характера режимных параметров ТЭС необходимо определить их детерминированные и вероятностные закономерности изменения [1,2]. Выявление этих закономерностей осуществляется путем проведения статистического анализа нескольких реализаций исследуемых параметров. В данной статье приводятся результаты статистического анализа следующих параметров Эстонской ГРЭС:

1) суточные графики активной нагрузки 1-го и 2-го энергоблока (соответственно $\tilde{P}_1(t)$ и $\tilde{P}_2(t)$) и суммарной активной нагрузки станции ($\tilde{P}_c(t)$);

2) суточные графики реактивной нагрузки 1-го и 2-го турбогенератора (соответственно $\tilde{Q}_1(t)$ и $\tilde{Q}_2(t)$) и суммарной реактивной нагрузки станции ($\tilde{Q}_c(t)$);

3) суточный график напряжения станции ($\tilde{U}_c(t)$).

Здесь t - время и знак \sim обозначает случайный характер изменений параметра.

Каждый суточный график изменения параметра может рассматриваться как временной ряд, состоящий из следующих компонентов:

$$\tilde{X}(t) = X^T(t) + X^N(t) + \tilde{X}^C(t), \quad t = 0, \dots, n-1, \quad (I)$$

где $\tilde{X}(t)$ - реализация параметра;

$X^T(t), X^N(t), \tilde{X}^C(t)$ - тренд, периодический компонент и случайный компонент изменения параметра;

n - число элементов временного ряда.

Для оценки качества управления представляет интерес статистический анализ отклонений параметров от их заплани-

рованных значений. Отклонения некоторого параметра X можно выразить:

$$\Delta \tilde{X}(t) = \tilde{X}(t) - \bar{X}(t), \quad t = 0, \dots, n-1, \quad (2)$$

где $\tilde{X}(t), \bar{X}(t)$ - временные ряды отклонений и планируемых значений параметра.

В данной статье также приводятся результаты статистического анализа суточных графиков отклонений активной нагрузки ($\Delta \bar{P}_c(t)$) и напряжения ($\Delta \bar{U}_c(t)$) Эстонской ГРЭС.

Все исходные данные были получены из суточных ведомостей Эстонской ГРЭС. К анализу подвергались суточные графики июня (720 значений каждый) и декабря (744 значений каждый) 1982 года. Анализ осуществлялся с помощью программы STATAN-6, используя простую аддитивную модель [3].

Общую тенденцию изменения анализируемого параметра характеризует его линейный тренд. Для рассматриваемых параметров коэффициенты линейного тренда приведены в таблице I. Как видно, в большинстве случаев тренд имеет небольшой отрицательный наклон.

Т а б л и ц а I

Коэффициенты линейного тренда

Параметр	Июнь		Декабрь	
	a_0	a_1	a_0	a_1
$P_c^T(t)$	1091,0	-0,154	1215,2	-0,049
$P_1^T(t)$	181,9	-0,059	179,6	-0,048
$P_2^T(t)$	126,7	0,081	183,3	-0,034
$Q_c^T(t)$	36,7	-0,062	296,5	-0,141
$Q_1^T(t)$	5,1	-0,008	41,4	-0,019
$Q_2^T(t)$	7,5	-0,013	40,9	-0,018
$U_c^T(t)$	355,0	0,002	355,1	0,000

Здесь $X^T(t) = a_0 + a_1 t$.

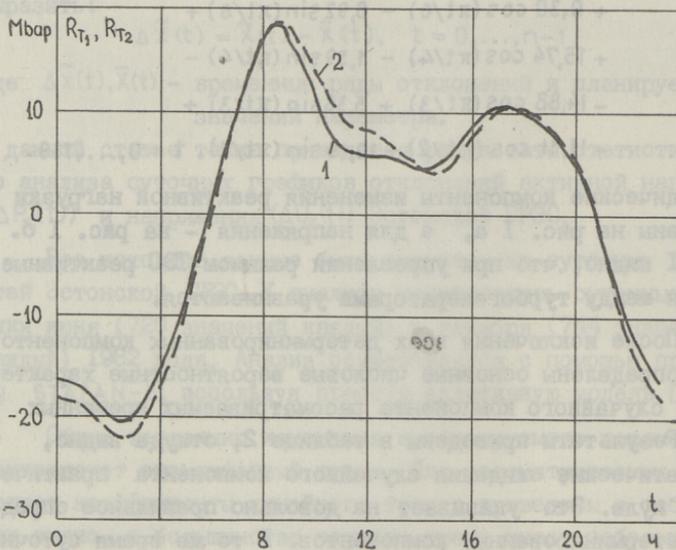
Периодический компонент оставшегося временного ряда определялся в виде тригонометрического полинома, содержащего гармоники с периодами 24, 12, 9, 6 и 4 часов. Например, периодический компонент реактивной нагрузки ТЭС июня выражается

$$\begin{aligned}
 Q_C^{\Pi}(t) = & -71,74 \cos(\pi t/12) - 5,88 \sin(\pi t/12) + \\
 & + 0,30 \cos(\pi t/6) - 8,92 \sin(\pi t/6) + \\
 & + 15,74 \cos(\pi t/4) - 1,59 \sin(\pi t/4) - \\
 & - 14,88 \cos(\pi t/3) + 5,36 \sin(\pi t/3) + \\
 & + 11,11 \cos(\pi t/2) + 10,19 \sin(\pi t/2), \quad t = 0, \dots, 739. \quad (3)
 \end{aligned}$$

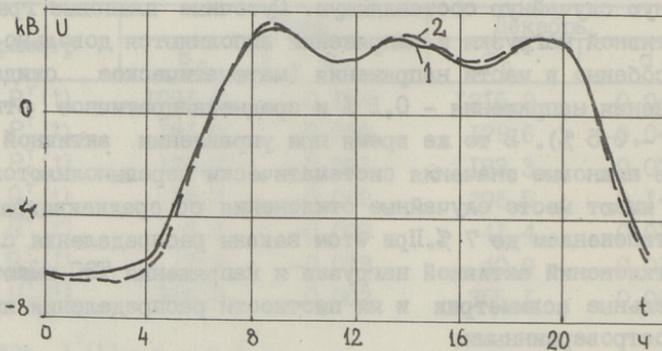
Периодические компоненты изменения реактивной нагрузки изображены на рис. 1 а, а для напряжения - на рис. 1 б. Из рис. 1 видно, что при управлении режимом ТЭС реактивные нагрузки между турбогенераторами уравниваются.

После исключения всех детерминированных компонентов были определены основные числовые вероятностные характеристики случайного компонента рассматриваемых временных рядов. Результаты приведены в таблице 2, откуда видно, что математические ожидания случайного компонента практически равны нулю. Это указывает на довольно правильное определение детерминированных компонентов. В то же время суточные графики активных и реактивных нагрузок имеют значительные случайные компоненты (среднеквадратичные отклонения в пределах от 8 до 25 %). Суточные графики напряжения имеют скромную случайную составляющую. Суточные плановые графики активной нагрузки и напряжения выполняются довольно точно, особенно в части напряжения (математическое ожидание отклонения напряжения - 0,1 % и среднеквадратичное отклонение - 0,5 %). В то же время при управлении активной мощностью плановые значения систематически перевыполняются, а также имеют место случайные отклонения со среднеквадратичным отклонением до 7 %. При этом законы распределения случайных отклонений активной нагрузки и напряжения ТЭС имеют положительные асимметрии и их плотности распределения являются островершинными.

Некоторые гистограммы случайных компонентов изображены на рис. 2. В общем случае законы распределения случайных компонентов рассматриваемых параметров можно сглаживать законом распределения Грама-Шарле. Гистограммы распределения отклонений активной нагрузки и напряжения ТЭС изображены на рис. 2 д, е. Скачкообразные изменения вероятностей отклонений напряжения в гистограмме вызваны малой различностью приборов измерения напряжения на ТЭС.



а)



б)

Рис. 1. Периодические компоненты а) реактивной нагрузки первого (1) и второго (2) энергоблоков Эстонской ГРЭС за декабрь; б) напряжения станции за июнь (1) и декабрь (2).

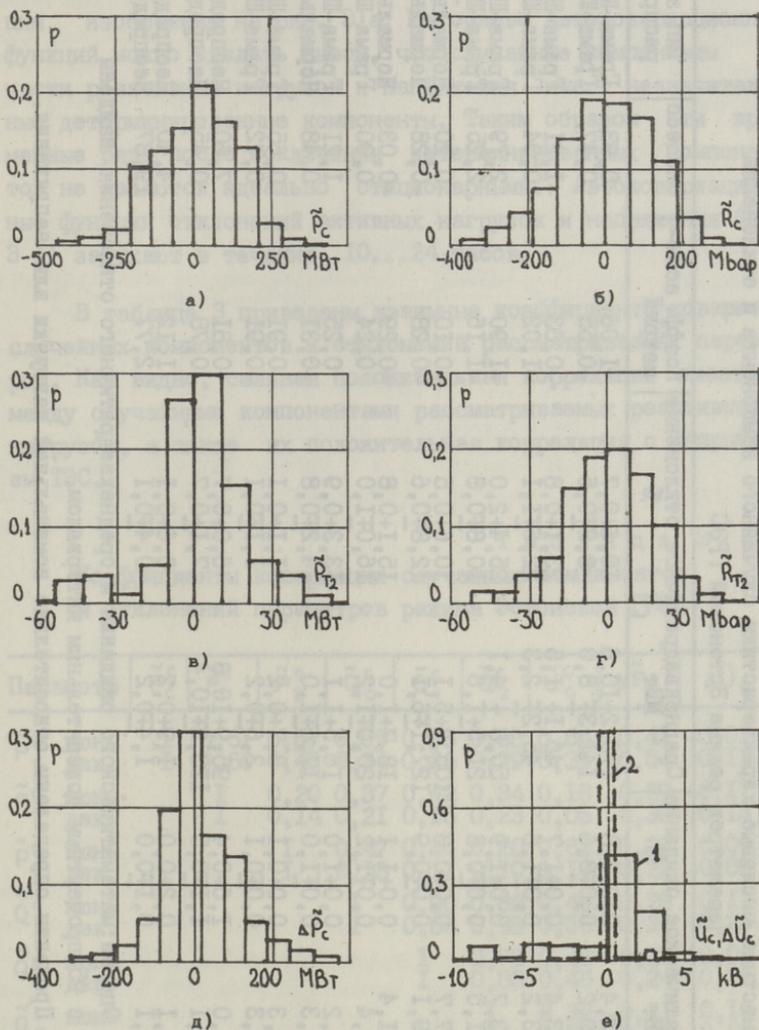


Рис. 2. Гистограммы распределения
 - случайных компонентов активной (а) и реактивной (б)
 нагрузки, напряжения (е,1) Эстонской ГРЭС, активной (в)
 и реактивной (г) нагрузки 2-го энергоблока за декабрь;
 - отклонений активной нагрузки (д) и напряжения (е,2)
 Эстонской ГРЭС за декабрь.

Т а б л и ц а 2

Вероятностные числовые характеристики случайного компонента и отклонений параметров режима Эстонской ГРЭС

Параметр	Математическое ожидание МВт	%	Среднеквадратичное отклонение МВт	%	Коефф. асим- метрии	Экспесс	Тип закона распределения
\tilde{P}_c июнь	0,0+12,4	0,0+0,8	170,2+10,6	10,6+0,7	-1,06	0,93	Грама-Шарле
\tilde{P}_c дек.	0,0+10,2	0,0+0,6	141,3+8,0	8,9+0,5	-0,55	0,47	Грама-Шарле
\tilde{P}_1 июнь	0,0+3,4	0,0+1,7	46,1+1,5	23,1+0,8	-0,63	-1,21	Грама-Шарле
\tilde{P}_1 дек.	0,0+3,2	0,0+1,6	45,2+2,3	22,6+1,1	-1,02	-0,04	Грама-Шарле
\tilde{P}_2 июнь	0,0+3,7	0,0+1,9	50,8+4,1	25,4+2,0	-1,90	2,79	Грама-Шарле
\tilde{P}_2 дек.	0,0+1,5	0,0+0,8	21,5+1,6	10,9+0,8	-1,16	2,25	Грама-Шарле
\tilde{Q}_c июнь	0,0+7,7	0,0+0,8	105,2+5,1	10,6+0,5	-0,10	-0,20	Нормальный
\tilde{Q}_c дек.	0,0+9,1	0,0+0,9	127,1+6,1	12,8+0,6	-0,28	-0,28	Нормальный
\tilde{Q}_1 июнь	0,0+1,4	0,0+1,1	18,7+1,0	15,1+0,8	-0,29	-0,03	Нормальный
\tilde{Q}_1 дек.	0,0+1,1	0,0+1,2	20,0+1,2	16,0+1,0	-0,24	0,90	Нормальный
\tilde{Q}_2 июнь	0,0+1,2	0,0+1,0	16,5+1,1	13,3+0,9	0,25	1,21	Грама-Шарле
\tilde{Q}_2 дек.	0,0+1,3	0,0+1,0	17,6+1,0	14,2+0,8	-0,31	0,48	Нормальный
\tilde{U}_c июнь	0,0+0,3	0,0+0,1	3,7+0,2	1,1+0,1	-0,91	0,65	Грама-Шарле
\tilde{U}_c дек.	0,0+0,3	0,0+0,1	3,6+0,2	1,1+0,1	-0,91	0,72	Грама-Шарле
$\Delta \tilde{P}_c$ июнь	25,8+7,0	1,6+0,4	95,9+10,8	6,0+0,7	0,81	7,60	Неопределенный
$\Delta \tilde{P}_c$ дек.	17,0+8,1	1,1+0,5	113,2+10,4	7,1+0,7	0,78	0,45	Неопределенный
$\Delta \tilde{U}_c$ июнь	0,6+0,1	0,2+0,0	1,9+0,2	0,6+0,1	1,12	4,40	Неопределенный
$\Delta \tilde{U}_c$ дек.	0,2+0,1	0,1+0,0	1,4+0,2	0,4+0,1	2,77	19,87	Неопределенный

Примечания: 1. Оценки математического ожидания и среднеквадратичного отклонения найдены с 95-процентным доверительным интервалом.

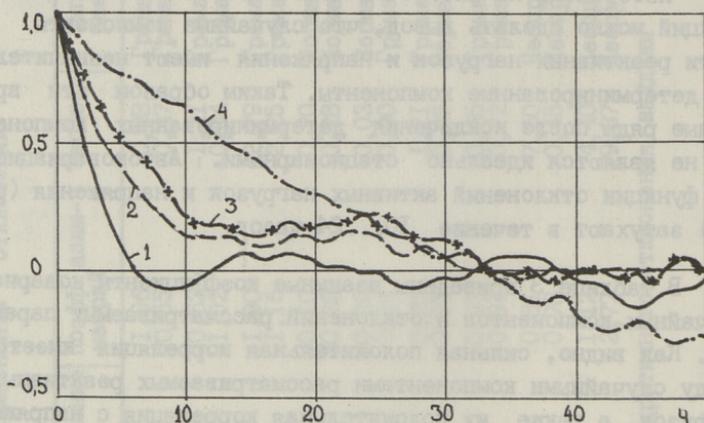
2. Проценты определены относительно номинальной нагрузки или напряжения.

Автоковариационные функции случайных компонентов рассматриваемых параметров затухают практически в течение 25... 60 часов. Для примера некоторые автоковариационные функции изображены на рис. 3 а. На основе автоковариационных функций можно сделать вывод, что случайные компоненты в части реактивных нагрузок и напряжения имеют незначительные детерминированные компоненты. Таким образом эти временные ряды после исключения детерминированных компонентов не являются идеально стационарными. Автоковариационные функции отклонений активных нагрузок и напряжения (рис. 3 б) затухают в течение 10...24 часов.

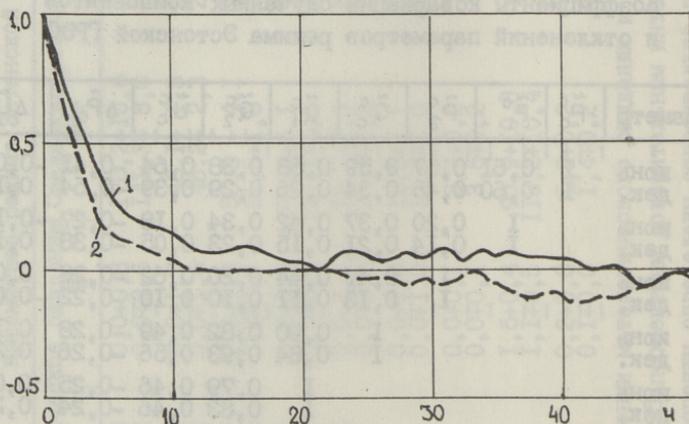
В таблице 3 приведены взаимные коэффициенты ковариации случайных компонентов и отклонений рассматриваемых параметров. Как видно, сильная положительная корреляция имеется между случайными компонентами рассматриваемых реактивных нагрузок, а также их положительная корреляция с напряжением ТЭС.

Т а б л и ц а 3
Коэффициенты ковариации случайных компонентов
и отклонений параметров режима Эстонской ГРЭС

Параметр	\tilde{P}_c^c	\tilde{P}_1^c	\tilde{P}_2^c	\tilde{Q}_c^c	\tilde{Q}_1^c	\tilde{Q}_2^c	\tilde{U}_c^c	$\Delta \tilde{P}_c$	$\Delta \tilde{U}_c$
\tilde{P}_c^c июнь	I	0,61	0,67	0,59	0,58	0,38	0,64	-0,41	-0,01
\tilde{P}_c^c дек.	I	0,60	0,45	0,34	0,26	0,29	0,39	-0,54	0,12
\tilde{P}_1^c июнь		I	0,20	0,37	0,42	0,34	0,18	-0,27	-0,17
\tilde{P}_1^c дек.		I	0,14	0,21	0,15	0,23	0,05	-0,38	0,13
\tilde{P}_2^c июнь			I	0,47	0,44	0,20	0,62	-0,28	0,09
\tilde{P}_2^c дек.			I	0,13	0,11	0,10	0,10	-0,22	-0,00
\tilde{Q}_c^c июнь				I	0,90	0,82	0,49	-0,28	0,12
\tilde{Q}_c^c дек.				I	0,84	0,93	0,56	-0,26	0,23
\tilde{Q}_1^c июнь					I	0,79	0,46	-0,25	0,08
\tilde{Q}_1^c дек.					I	0,83	0,46	-0,24	0,21
\tilde{Q}_2^c июнь						I	0,32	-0,21	0,10
\tilde{Q}_2^c дек.						I	0,53	-0,25	0,23
\tilde{U}_c^c июнь							I	-0,16	0,43
\tilde{U}_c^c дек.							I	-0,11	0,40
$\Delta \tilde{P}_c$ июнь								I	0,00
$\Delta \tilde{P}_c$ дек.								I	-0,09
$\Delta \tilde{U}_c$ июнь									I
$\Delta \tilde{U}_c$ дек.									I



а)



б)

Рис. 3. Функции автоковариации а) активной (1) и реактивной нагрузки (2) нагрузок 2-го энергоблока, реактивной нагрузки (3) и напряжения (4) Эстонской ГРЭС за декабрь; б) отклонений активной нагрузки (1) и напряжения (2) Эстонской ГРЭС за декабрь.

Как и следовало ожидать, случайные компоненты активной нагрузки станции и ее блоков являются сильно коррелированными величинами. Слабая корреляционная зависимость имеется между напряжением, активной и реактивной нагрузками станций. В то же время отклонения напряжения и активные и реактивные нагрузки станций и блоков являются явно некоррелированными.

Л и т е р а т у р а

1. Таммоя Х.Э.-И. Некоторые результаты статистического анализа параметров режима тепловых электростанций // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1976. - № 403, - С. 49-56.

2. В и й л у п Л.К. Вероятностные характеристики параметров режима тепловых электростанций // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1978. - №453. - С. 73-80.

3. Методика и программа статистического анализа режимов энергетических систем / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, Х.Э. Лелумеэс и др. // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1982. - № 529. - С. 63-77.

A. Leisalu

Statistical Analysis of the Regime Parameters of a Thermal Plant

Abstract

The results of a statistical analysis of active and reactive load of the Estonian Thermal Plant and its 1st and 2nd units and also of the plant's voltage are presented in this paper. It has been ascertained that the load changes have a random character. Reactive loads of the thermal plant and its units are strongly correlated. The functions of autocovariation of the described processes subsided in 25...60 hours.

SEJ režiimiparameetrite statistilise
analüüsi tulemused

Kokkuvõte

Artiklis tuuakse Eesti Soojuselektrijaama ja tema 1. ja 2. ploki aktiiv- ja reaktiivkoormuste, samuti jaama pinge statistilise analüüsi tulemused. Selgus, et koormuste muutustel on juhuslik iseloom. Jaama ja tema plokkide reaktiivkoormused on tugevasti korreleeritud. Protesside autokovariatsioonifunktsioonid sumbuvad 25...60 tunniga.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА
ИЗМЕНЕНИЯ МОЩНОСТИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД
КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

I. Постановка задачи

В условиях контроля и ограничения потребления электроэнергии актуальными остаются вопросы дальнейшего усовершенствования методов анализа и прогнозирования суммарной нагрузки энергосистемы (ЭС). Определенного внимания требует при этом анализ собственных нужд (СН) конденсационных электростанций (КЭС), как составной части суммарной нагрузки ЭС.

Доля СН в суммарной нагрузке ЭС может быть весьма значительной. Так Эстонская энергосистема включает крупные КЭС, работающие на низкокачественных топливах - эстонских сланцах. Удельное значение мощности СН таких КЭС достигает 10 % и более от суммарной их генерации. Поскольку значительное количество электроэнергии, выработанной этими станциями, передается в другие ЭС, доля СН в суммарной нагрузке Эстонской ЭС может достигать 20...25 %. В частности, тем и обусловлен интерес к более подробному анализу изменения СН.

Увеличение точности и достоверности прогноза СН может быть достигнуто путем детального моделирования процесса изменения СН с учетом основных влияющих факторов (прежде всего суммарной генерации КЭС). При выборе вида модели необходимо принимать во внимание, наряду с адекватностью модели, также практические аспекты, как наличие требуемых данных в реальных условиях планирования режима ЭС.

2. Факторы, влияющие на СН КЭС

Изучая основные тенденции изменения СН двух крупных электростанций - Эстонской и Прибалтийской ГРЭС, можно заметить, что удельное значение СН изменяется в широких пределах даже при нормальных режимах работы КЭС. Так для Эстонской ГРЭС это значение находится в пределах от 7 до 12 %, а для Прибалтийской ГРЭС - от 9 до 14 %.

Изменение СН во времени обусловлено различными факторами, основными из которых следует считать генерирующую мощность КЭС. В качестве иллюстрации на рис. 1 приведена опытная характеристика, выражающая зависимость удельного значения СН от мощности энергоблока. Можно установить, что примерно пропорционально мощности КЭС изменяется 50...70 % от СН. В основном, эта часть СН складывается из электрических нагрузок следующих механизмов: питательных насосов котлов, дутьевых вентиляторов, дымососов и механизмов системы топливоприготовления (мельницы, питатели пыли).

Практическое определение характеристик СН для всей станции на более длительный период эксплуатации затруднительно. Сложности возникают из-за различия типов установленных агрегатов, а также ввиду изменения состава оборудования и их технического состояния. Частое изменение состава агрегатов вызвано напряженностью графиков нагрузки станции и выполнением ремонтов. Спецификой котлоагрегатов, работающих на сланцевом топливе, является быстрое загрязнение поверхностей нагрева и газопроводов. Характерно, что в зависимости от времени, прошедшего с последнего ремонта, потребление механизмов собственных нужд котлоагрегатов может отличаться даже в 2...3 раза.

На удельное значение СН оказывает сильное влияние неравномерность графика нагрузки. Так нецелесообразность кратковременного останова оборудования, в провалах графика, значительно увеличивает удельное значение СН. Необходимо также отметить, что во время текущих и аварийных ремонтов котлоагрегатов работают такие мощные механизмы как дутьевые вентиляторы, дымососы и др., увеличивающие также удельное значение СН станции.

Определенное влияние на СН оказывают также метеорологические условия, качество топлива, работа оперативного персонала и др. Значение этих факторов, однако, менее заметно.

3. Математические модели СН

В основу описания процесса изменения СН мы примем математическую модель, разработанную для анализа и прогнозирования нагрузок ЭС [1]. В общем виде эта модель записывается как

$$P(t) = S(t) + R(t) \theta(t), \quad (I)$$

где $P(t)$ - нагрузка;

$S(t)$ и $R(t)$ - детерминистические функции, представляющие соответственно математическое и среднеквадратичное отклонение нагрузки;

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

Функции $S(t)$ и $R(t)$ выражают в модели (I) основные закономерности изменения нагрузки во времени: тренд, сезонные, недельные и суточные ритмичности, особые дни. Посредством процесса $\theta(t)$ моделируются стохастические свойства нагрузки (включая авто- и взаимные корреляции), а также ее зависимость от метеорологических факторов.

Модель (I) может быть непосредственно принята для описания собственных нужд КЭС, если последние рассматривать как случайный процесс, подобный нагрузкам ЭС. Понятно, однако, что в силу зависимости СН от различных управляемых факторов, такая модель окажется неэффективной. Тем не менее мы примем модель (I) как один из возможных вариантов описания СН в виде

$$P_T(t) = \mathcal{L}[P_T(t)], \quad (2)$$

где $P_T(t)$ - мощность собственных нужд КЭС;

\mathcal{L} - оператор моделирования.

Из числа факторов, влияющих на СН, наиболее значительным следует считать генерирующую мощность станции. При известных значениях последней целесообразно рассматривать изменение во времени удельных СН, т.е. отношение СН к генерирующей мощности. Модель СН примет тогда вид

$$P_T(t) = \mathcal{L}[\Phi_T(t)] P_G(t), \quad (3)$$

где $\Phi_T(t)$ - удельное значение собственных нужд;
 $P_G(t)$ - генерирующая мощность станции.

Выше отмечено, что примерно пропорционально генерирующей мощности изменяется около 50...70 % от СН. В соответствии в тем выделим из СН составляющую, независимую от генерирующей мощности. Поскольку изменяющимися во времени можем теперь рассматривать как указанную независимую составляющую, так и удельное значение СН, получим следующие два варианта модели

$$P_T(t) = \mathcal{L}[P_{T0}(t)] + \Phi_{TG} P_G(t), \quad (4)$$

$$P_T(t) = P_{T0} + \mathcal{L}[\Phi_{TG}(t)] P_G(t), \quad (5)$$

где P_{T0} - независимая составляющая СН;
 $\Phi_{TG} P_G(t)$ - функция, описывающая зависимость СН от $P_G(t)$.

В порядке дальнейшего уточнения модели можем учитывать наряду с генерирующей мощностью также располагаемую мощность, поскольку в последней также отражается техническое состояние текущего состава агрегатов КЭС. Модель СН записывается тогда как

$$P_T(t) = \mathcal{L}[P_{T0}(t)] + \Phi_{TG} P_G(t) + \Phi_{TK} P_K(t), \quad (6)$$

где $P_K(t)$ - располагаемая мощность станции;
 $\Phi_{TK} P_K(t)$ - функция, описывающая зависимость СН от $P_K(t)$.

Зависимость СН от генерирующей мощности наиболее точно выражается соответствующими характеристиками (рис. 1). Как отмечено, определение таких характеристик для станции в целом весьма затруднительно ввиду изменения во времени как состава агрегатов, так и их характеристик. Возможно, однако, составление эквивалентной характеристики СН (рис. 2). Поскольку особой точности при прогнозировании СН не требуется, мы аппроксимируем указанную характеристику функцией вида

$$\Phi_1(P_G) = \varphi_0 + \varphi_1 \exp[-\varphi_2(P_G - P_{G0})], \quad (7)$$

где $\varphi_0, \varphi_1, \varphi_2, P_{G0}$ - коэффициенты.

Если характеристика $\Phi_T(P_G)$ достаточно точно отражает изменения СН, то модель может быть принята в виде

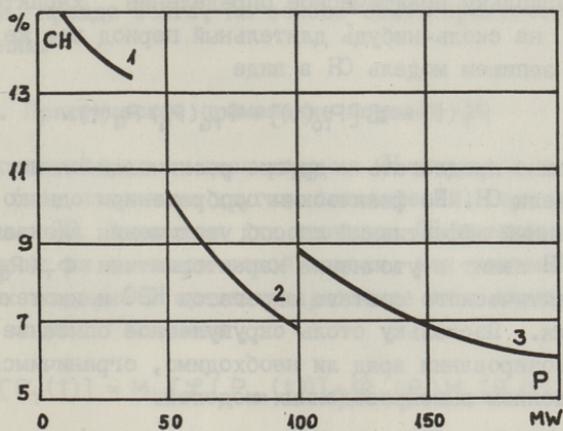


Рис. 1. Зависимость удельного значения СН от нагрузки энергоблока: 1 - растопочный режим на мазуте, 2 - однокотельный режим, 3 - двухкотельный режим.

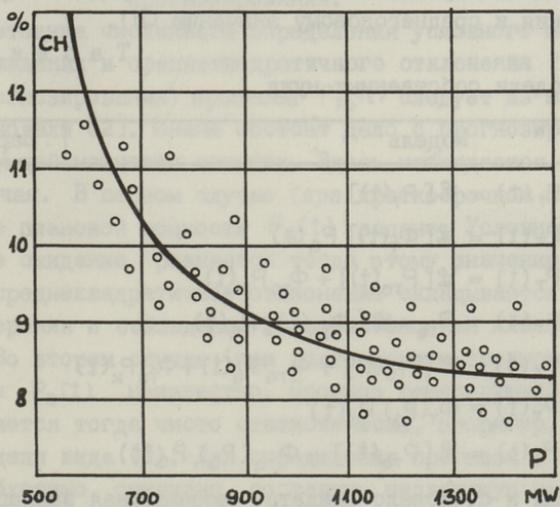


Рис. 2. Зависимость удельного значения СН от нагрузки ТЭС, определенная на основе статистических данных.

$$P_T(t) = \Phi_T(P_G) P_G(t). \quad (8)$$

Поскольку практическое определение характеристики $\Phi_T(P_G)$ на сколь-нибудь длительный период все же неосуществимо, запишем модель СН в виде

$$P_T(t) = \mathfrak{L}[P_{T_0}(t)] + \Phi_{TG}(P_G) P_G(t). \quad (9)$$

Можно предлагать и другие различающиеся по внешнему виду модели СН. По физическим соображениям однако ясно, что единственный эффективный способ увеличения адекватности модели СН лежит в уточнении характеристики $\Phi_T(P_G)$ путем учета фактического состава агрегатов КЭС и их технического состояния. Поскольку столь скрупулезное описание СН при их прогнозировании вряд ли необходимо, ограничимся здесь рассмотрением вышеприведенных моделей.

4. Сравнение моделей СН

Сравнение приведенных моделей СН выполнялось по данным указанных выше двух крупных КЭС за три года (4 значения в сутки). Из полученных результатов в таблице I приведена средняя вариация (т.е. отношение среднеквадратичного отклонения к среднегодовому значению СН).

Т а б л и ц а I

Модели собственных нужд

№	Модель	Вариация, %
1	$P_T(t) = \mathfrak{L}[P_T(t)]$	10,1
2	$P_T(t) = \mathfrak{L}[\Phi_T(t)] P_G(t)$	5,6
3	$P_T(t) = \mathfrak{L}[P_{T_0}(t)] + \Phi_{TG} P_G(t)$	3,8
4	$P_T(t) = P_{T_0} + \mathfrak{L}[\Phi_{TG}(t)] P_G(t)$	4,1
5	$P_T(t) = \mathfrak{L}[P_{T_0}(t)] + \Phi_{TG} P_G(t) + \Phi_{TK} P_K(t)$	3,4
6	$P_T(t) = \Phi_T(P_G) P_G(t)$	4,9
7	$P_T(t) = \mathfrak{L}[P_{T_0}(t)] + \Phi_{TG}(P_G) P_G(t)$	3,1

Как и следовало ожидать, минимальная вариация соответствует модели (7), а максимальная — модели (1). Несмотря на весьма солидный объем обработанных данных (около 10000 чисел), подобные статистические показатели не дают

основу для принятия или отказа от какой-нибудь модели. Окончательный выбор модели делается по структурным соображениям и, прежде всего, на основе опыта практического их применения.

5. Практическое применение моделей СН

Основной целью моделирования СН является их прогнозирование (или получение других показателей) при планировании режима ЭС. Выражения для прогноза СН вытекают непосредственно из математической модели, как условное математическое ожидание и среднее квадратичное отклонение. Например, для модели (7) имеем

$$M_{\tau} [P_{\tau}(t)] = M_{\tau} [\mathcal{L} [P_{\tau_0}(t)]] + \Phi_{\tau_G}(P_G) M_{\tau} [P_G(t)], \quad (I0)$$

$$\sigma_{\tau} [P_{\tau}(t)] = \sigma_{\tau} [\mathcal{L} [P_{\tau_0}(t)]] + \Phi_{\tau_G}(P_G) \sigma_{\tau} [P_G(t)], \quad (II)$$

где M_{τ} и σ_{τ} - операторы определения условного математического ожидания и среднее квадратичное отклонения с упреждением τ -оператора прогнозирования.

Методика численного определения условного математического ожидания и среднее квадратичное отклонения (т.е. методика прогнозирования) процесса $P_{\tau_0}(t)$ следует из математической модели [2]. Иначе обстоит дело с прогнозированием генерирующей мощности станции. Здесь наблюдается два крайних случая. В первом случае (при краткосрочном прогнозе) значение плановой мощности $P_G(t)$ задано. Условное математическое ожидание равняется тогда этому значению, а условное среднее квадратичное отклонение складывается из ошибок измерения и соблюдения электростанциями плановой мощности. Во втором случае (при долгосрочном прогнозировании) значение $P_G(t)$ неизвестно. Прогноз генерирующей мощности определяется тогда чисто статистически, например, при помощи модели вида (I). Для определения прогноза в общем случае необходимо, очевидно, составить надлежащую математическую модель генерирующей мощности.

6. Заключение

Эффективное прогнозирование и определение других показателей собственных нужд КЭС при планировании режима ЭС может быть осуществлено на основе математической модели, описывающей основные закономерности изменения ΣH во времени и их зависимость от генерирующей мощности КЭС. Точность моделирования собственных нужд определяется, в конечном счете, возможностью учета фактических характеристик ΣH отдельных агрегатов КЭС.

Для практического прогнозирования собственных нужд требуется создание надлежащей математической модели генерирующей мощности КЭС.

Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В. Факторизованная модель нагрузки энергетической системы // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1985. - № 610. - С. 85-96.

2. М е л ь д о р ф М.В., Т я х т Т.К. Интерполирование и экстраполирование нормированного процесса изменения нагрузок энергетической системы // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. - 1982. - № 529. - С. 107-112.

A. Sild

Mathematical Simulation of Auxiliary Power Consumption of Thermal Power Plants

Abstract

Mathematical simulation of auxiliary power consumption of thermal plants for forecasting state planning of power systems is considered here. Seven types of models and the experimental results of their comparison based on the data of two large thermal plants are presented in the paper as well.

Kondensatsioonielektriijaamade omatarbevoimsuse
matemaatiline modelleerimine

Kokkuvõte

Vaadeldakse soojuselektriijaamade omatarbevoimsuse matemaatilise modelleerimise aluseid prognoosimisülesannete lahendamiseks energiasüsteemide režiimide planeerimisel. Esitatud on seitse matemaatilise mudeli tüüpi ja nende võrdluse tulemused kahe suure soojuselektriijaama andmete alusel.

П.Х. Раэсаар, А.Х. Сильд

АЛГОРИТМЫ ТОПОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Большинство режимных расчетов электрических сетей связано с более или менее обширным топологическим анализом сети (проверка связности схемы, выделение дерева сети, выбор путей от узлов до балансирующего узла, составление системы независимых контуров и т.п.). В отечественной литературе соответствующие вопросы затрагивались сравнительно мало. Тем не менее выбор рациональных методов топологической обработки схемы сети имеет большое значение при разработке эффективных программ расчетов.

В данной статье рассматриваются некоторые информационные структуры и алгоритмы топологического анализа сетей на ЭВМ.

I. Информационные структуры

Как известно, в сетевых задачах конфигурация сети представляется направленным графом G в виде двух множеств: множества узлов^X $V(G)$ и ветвей $\mathcal{E}(G)$. Общепринятым является представление ветвей упорядоченными множествами V_n и V_k концевых узлов. Множества V , V_n и V_k содержат исчерпывающую информацию о графе сети. Однако для повышения эффективности топологической обработки, а в ряде случаев и последующих расчетов, целесообразно образовать т.н. узловые или ветвевые окрестности узлов. Узловой окрестностью $S_i(v_i)$ узла v_i называется множество узлов,

^X Вместо понятий теории графов "вершина", "ребро" и "цикл" используются здесь более принятые в электротехнической литературе понятия "узел", "ветвь" и "контур".

непосредственно связанных с узлом v_i . Аналогично ветвевой окрестности $K_i(v_i)$ называется множество ветвей, инцидентных узлам v_i . Окрестности целесообразно снабжать дополнительными признаками (знаками), указывающими, являются ли элементы узловых окрестностей начальными или конечными узлами ветвей, а элементы ветвевых окрестностей – входящими в узел или отходящими от него.

По существу наборы узловых окрестностей $S_i(v_i)$ и ветвевых окрестностей $K_i(v_i)$ ($i=1, \dots, n$, где n – количество узлов) представляют собой в сжатом виде первую матрицу инциденций [1].

В задачах, использующих вторую матрицу инциденции или матрицу коэффициентов токораспределения, целесообразно представлять эти матрицы аналогично. Вторая матрица инциденций может быть представлена следующими множествами:

$$B_i(k_i) \quad (i=1, \dots, k),$$

(где k – количество независимых контуров) – контурное множество ветвей, т.е. множество ветвей, входящих в контур k_i ;

$$K_i(e_i) \quad (i=1, \dots, m),$$

(где m – количество ветвей) контурная окрестность ветви, т.е. множество контуров, содержащих ветвь e_i .

Совпадение направления ветви с направлением обхода контура указывается дополнительным признаком.

Матрица коэффициентов токораспределения представляется множествами $Z_i(v_i)$ ветвей, находящихся на пути от узла v_i до балансирующего узла или множествами $P_i(e_i)$ узлов, связанных с балансирующим через ветвь e_i . Дополнительный признак указывает совпадение или несовпадение направления ветви с направлением обхода.

Использование указанных структур требует большего объема памяти, однако созданная ими избыточность информации резко повышает эффективность обработки.

Многие задачи топологического анализа связаны с выделением дерева сети. Дерево может быть представлено в виде множества его ветвей. Более содержательным является представление его списком отцов^x узлов. Однако наиболее

^x Отцом узла называется предшествующий ему в дереве узел при движении от балансирующего узла.

содержательным является представление дерева графа в виде бинарного прошитого дерева [2]. Для представления произвольного дерева в бинарном виде следует соединить вместе горизонтальными связями сыновей каждой семьи^х и убрать вертикальные связи, оставив только ветвь, идущую от отца к его крайнему левому сыну. Повернув полученную диаграмму на 45° получается бинарное дерево. Структуры типа бинарных деревьев представляются на ЭВМ двумя списками связей: в одном указывается для каждого узла его левый сын, в другом - правый. Значение "ноль" соответствует отсутствию сына. Для более рационального использования объема памяти целесообразно т.н. прошивание дерева, т.е. замена нулевых связей т.н. нитями, идущими в другие части дерева и повышающими эффективность его прохождения. Поскольку образование правых нитей значительно проще и в большинстве приложений требуется прохождение бинарных деревьев только слева направо, то наиболее рационально представлять дерево сети в виде справа-прошитого бинарного дерева. Каждая правая нить указывает отца соответствующего узла в исходном графе. Для различия связей - нитей от естественных связей следует их снабжать знаком "-". Существует множество эффективных алгоритмов обработки бинарных деревьев [2].

2. Построение дерева сети

Ядром многих задач топологического анализа является выделение покрывающего дерева графа.

Простой алгоритм построения произвольного дерева рассмотрен в [3]. В [4] приведен эффективный алгоритм построения дерева кратчайших путей на невзвешенном графе. Алгоритмы выделения дерева наименьшего веса на взвешенном графе изложены в [3] (модификация алгоритма построения произвольного дерева, предполагающая предварительное упорядочение ветвей в порядке возрастания их весов) и в [5]. Модификация последнего - т.н. алгоритм Краскала, предпо-

^х Сыновья узла - узлы, непосредственно следующие за ним в дереве, семья - множество сыновей одного отца.

лагающий представительное упорядочение ветвей в лексикографическом порядке^x - приведена в [4].

Наиболее простыми с точки зрения количества элементарных вычислительных операций являются алгоритмы построения произвольного дерева. Практически такую же трудоемкость имеют алгоритмы построения дерева кратчайших путей на невзвешенном графе. И те, и другие имеют сложность $t = O(n)$ ^{xx}. Включая процедуры предварительного упорядочения, алгоритмы построения дерева наименьшего веса на взвешенном графе имеют сложность $t = O(n^2)$.

При построении системы независимых контуров имеет значение тип дерева (наименьшего веса, кратчайших путей или произвольное). С помощью дерева наименьшего веса можно достигать максимального преобладания диагональных элементов матрицы контурных сопротивлений над недиагональными, с помощью же дерева кратчайших путей ее минимальную заполненность.

С точки зрения приспособленности выходной информации к дальнейшей обработке наилучшим является алгоритм выделения дерева кратчайших путей, приведенный в [4]. В этот алгоритм легко вписывается определение списка отцов. Алгоритм легко модифицируется для получения дерева графа в виде бинарного дерева. Сравнительно удобной является выходная информация алгоритмов, приведенных в [3]. Наиболее удобными в этом аспекте являются алгоритм в [5] и его модификации.

Учитывая, что преобладание (правда, не максимальное) диагональных элементов матрицы контурных сопротивлений достигается при любом дереве, можно заключить, что наиболее эффективным следует признать алгоритм построения дерева кратчайших путей на невзвешенном графе, изложенный в [4], и его модификации. Приведем этот алгоритм, дополненный определением списка отцов узлов.

^x В лексикографическом порядке считается, что пара ij меньше пары kl , если $i < k$ либо $i = k$, но $j < l$.

^{xx} Символ $O(f(n))$ означает, что существует положительная постоянная M такая, что величина t , представляемая посредством $O(f(n))$, удовлетворяет условию $|t| \leq M \cdot |f(n)|$.

Алгоритм А1. Основная идея алгоритма заключается в построении ярусного графа. Дерево ищется на заданном не-направленном невзвешенном графе G . Заданными предполагаются также узловые окрестности узлов $S_i(v_i)$ и балансирующий узел v_σ , являющийся корнем дерева. Предполагается отсутствие параллельных ветвей. Используются следующие обозначения: C - множество узлов, лежащих в текущем ярусе, \mathcal{D} - множество узлов, лежащих в ярусах, предшествующих текущему, F - список отцов узлов, L - массив расстояний от узлов до балансирующего, ℓ - номер яруса.

ШАГ 1. Принимать $C = \{v_\sigma\}$; $\mathcal{D} = \emptyset$; $F(v_\sigma) = \emptyset$; $\ell = 0$;
 $L(v_\sigma) = 0$.

ШАГ 2. Принимать $\mathcal{D} = \mathcal{D} \cup C$; $C = (\cup_{v_i \in C} S_i(v_i)) \setminus \mathcal{D}$.

ШАГ 3. Принимать для всех $v_i \in C$: $F(v_i) = S_i(v_i) \cap \mathcal{D}$;
 $\ell = \ell + 1$; $L(v_i) = \ell$.

ШАГ 4. Проверять $C = \emptyset$? Если нет, то вернуться к шагу 2.

КОНЕЦ. Выдать массивы F , L и множество \mathcal{D} .

Алгоритм может быть дополнен определением ярусов ветвей (на основе ветвевых окрестностей), полезных в некоторых приложениях.

Модифицируя алгоритм А1, можно получить простой алгоритм проверки связности графа. Для этого следует исключить операции с массивами F и L , а к концу алгоритма добавлять проверку $V(G) \setminus \mathcal{D} = \emptyset$? При невыполнении этого условия результатом выполнения алгоритма является дерево связанной компоненты графа.

3. Определение системы путей

Для нахождения путей от всех узлов до балансирующего v_σ , т.е. для определения множеств $\mathcal{L}_i(v_i)$ ($i = 1, \dots, n$) предлагается следующий алгоритм.

Алгоритм А2. Заданы окрестности узлов $S_i(v_i)$ и $\mathcal{H}_i(v_i)$ ($i = 1, \dots, n$), список отцов узлов F , множество \mathcal{D} узлов, упорядоченных в порядке возрастания их ярусов F и \mathcal{D} являются выходом алгоритма А1) и балансирующий узел v_σ . Ис-

пользуются следующие обозначения: J - множество узлов, пути от которых уже наблюдаются, \mathcal{R} - множество узлов, пройденных на текущем пути.

ШАГ 1. Принять $j = n + 1, J = \emptyset, \mathcal{L}_i(v_i) = \emptyset$ для всех $v_i \in V(G)$.

ШАГ 2. Принять $j = j - 1; v_j = \mathcal{D}(j)$.

ШАГ 3. Проверить $v_j \in J$? Если да, вернуться к шагу 2.

ШАГ 4. Принять $\mathcal{R} = \{v_j\}; v_k = F(v_j)$.

ШАГ 5. $\alpha_i(v_i) = \mathcal{L}_i(v_i) \cup \{e(v_j, v_k)\}$ для всех $v_i \in \mathcal{R}$. При этом ветви включаются в $\mathcal{L}_i(v_i)$ со знаком "+", если v_j является ее начальным узлом. Для нахождения ветви $e(v_j, v_k)$ используются узловые окрестности; $\mathcal{R} = \mathcal{R} \cup \{v_k\}$.

ШАГ 6. Проверить $v_k = v_\sigma$? Если нет, то принять $v_j = v_k$ и вернуться к шагу 2.

ШАГ 7. Проверить $j = 1$? Если нет, то принять $J = J \cup \mathcal{R}$ и вернуться к шагу 2.

КОНЕЦ. Выдать множества ветвей $\mathcal{L}_i(v_i)$ ($i = 1, \dots, n$).

Если дерево построено в виде бинарного прошитого дерева, то на шаге 4 присваивание $v_k = F(v_j)$ следует заменять следующей простой процедурой (где \mathcal{Q} - прошитый список правых сыновей бинарного дерева):

ШАГ 1. Принять $p = v_j$.

ШАГ 2. Принять $q = \text{Abs}(\mathcal{Q}(p))$. Если $\mathcal{Q}(p) < 0$, то конец.

ШАГ 3. Принять $p = q$ и вернуться к шагу 2.

КОНЕЦ. Выдать $v_k = q$.

Множества $\mathcal{P}_i(e_i)$ (см. п. I) образуются путем простой обработки набора множеств $\mathcal{L}_i(v_i)$.

4. Построение системы независимых контуров

Для получения матрицы контурных сопротивлений с минимальной заполненностью можно воспользоваться следующим алгоритмом.

Алгоритм АЗ. Заданы дерево сети T и множество \mathcal{Z} узлов, упорядоченных в порядке возрастания ярусов. Через T_e обозначен текущий граф.

ШАГ 1. Принять $T_\ell = T$.

ШАГ 2. Последовательным просмотром ветвевых окрестностей узлов из \mathcal{D} выбирается ближайшая к балансирующему узлу хорда $e_\ell(v_i, v_j) \in \mathcal{E}(G) \setminus \mathcal{E}(T_\ell)$.

ШАГ 3. Выполняется алгоритм нахождения кратчайшего пути между узлами v_i и v_j на графе T_ℓ . Множество ветвей на найденном пути вместе с хордой является контурным множеством ветвей $\mathcal{B}_\ell(k_\ell)$.

ШАГ 4. Принять $\mathcal{E}(T_\ell) = \mathcal{E}(T_\ell) \cup \{e_\ell\}$.

ШАГ 5. Проверить $T_\ell = G$? Если нет, то вернуться к шагу 2.

КОНЕЦ. Выдается набор множеств $\mathcal{B}_\ell(k_\ell)$ ($\ell = 1, \dots, \kappa$).

Для нахождения кратчайшего пути между узлами v_i и v_j на замкнутом графе предлагается следующий алгоритм, основанный на алгоритме в [4] и являющийся сочетанием алгоритмов А1 и А2.

Алгоритм А4. Используются те же обозначения, что и в выше приведенных алгоритмах.

ШАГ 1. Принять $v_\sigma = v_i$ ($v_i = \vee_n(e_\ell(v_i, v_j))$); $\mathcal{B}_\ell(k_\ell) = \emptyset$.

ШАГ 2. Применить алгоритм А1 для построения дерева кратчайших путей на графе T_ℓ .

ШАГ 3. Принять $v_\kappa = F(v_j)$ (массив F является выходом шага 2).

ШАГ 4. Принять $\mathcal{B}_\ell(k_\ell) = \mathcal{B}_\ell(k_\ell) \cup \{e_\ell(v_j, v_\kappa)\}$.

Ветвь включается в $\mathcal{B}_\ell(k_\ell)$ со знаком "+", если $v_j = \vee_n(e_\ell)$ со знаком "-" в противном случае.

ШАГ 5. Проверить $v_\kappa = v_i$? Если нет, то принять $v_j = v_\kappa$ и вернуться к шагу 3.

КОНЕЦ. Выдать множество $\mathcal{B}_\ell(k_\ell)$.

Если выходом алгоритма А1 в шаге 2 является бинарное дерево, то шаг 3 заменяется приведенной в п. 2 процедурой нахождения отца.

Существенным недостатком алгоритма А3 является его сложность из-за необходимости многократного нахождения кратчайшего пути на замкнутом графе. Поэтому более эффективным, в общем случае, представляется следующий алгоритм, основан-

ный на менее трудоемком нахождении путей на дереве графа. Этот алгоритм не обеспечивает минимальную заполненность матрицы контурных сопротивлений, однако позволяет получить большее преобладание диагональных элементов.

Алгоритм А5. Задано дерево сети T . Через \mathcal{L} обозначено множество просмотренных хорд.

ШАГ 1. Принять $\mathcal{L} = \emptyset$.

ШАГ 2. Выбирается произвольная хорда.

$$e_\ell(v_i, v_j) \in \mathcal{E}(G) \setminus (\mathcal{E}(T) \cup \mathcal{L}).$$

ШАГ 3. Выполняется алгоритм нахождения пути между узлами v_i и v_j на дереве T . Множество ветвей на найденном пути вместе с хордой e_ℓ является контурным множеством $\mathcal{B}_\ell(k_\ell)$ ветвей; $\mathcal{L} = \mathcal{L} \cup \{e_\ell\}$.

ШАГ 4. Проверить $\mathcal{L} = \mathcal{E}(G) \setminus \mathcal{E}(T)$? Если нет, то вернуться к шагу 2.

КОНЕЦ. Выдается набор множеств $\mathcal{B}_\ell(k_\ell)$ ($\ell = 1, \dots, k$).

Для нахождения пути между узлами v_i и v_j на дереве схемы можно использовать алгоритм А2, приняв вместо балансирующего узла начальный узел v_i хорды e_ℓ . Однако более эффективным является модификация этого алгоритма, где путь ищется одновременно от обоих концов хорды. Признаком замыкания пути является один и тот же отец узлов, пройденных по обоим ветвям пути.

5. Составление контурных уравнений

Составление контурных уравнений сводится к составлению матриц контурных сопротивлений Z_k и контурных э.д.с. E_k .

Эффективный алгоритм составления матрицы Z_k , основанный на применении контурных окрестностей ветвей $\mathcal{L}_i(e_i)$, приведен в [6]. Однако для составления матрицы Z_k в упакованном виде более целесообразно использовать одновременно как множества $\mathcal{L}_i(e_i)$, так и контурные множества $\mathcal{B}_j(k_j)$. Предлагается следующий алгоритм, изложенный в упрощенном виде (поскольку действия упаковки зависят от схемы упаковки, то они не указаны).

Алгоритм А6. Заданными являются множества $\mathcal{B}_j(k_j)$ ($j = 1, \dots, k$), $\mathcal{L}_i(e_i)$ ($i = 1, \dots, m$) и сопротивления ветвей z_1, \dots, z_m .

ШАГ 1. Принять $z_{ij} = 0$ ($i, j = 1, \dots, k$); $i = 1$.

- ШАГ 2. Выбрать ветвь $e_h \in \mathcal{B}_i(k_i)$; $z_{ii} = z_{ii} + z_h$.
- ШАГ 3. Выбрать контур $k_j \in \mathcal{L}_h(e_h)$.
- ШАГ 4. Проверить $j = i$? Если да, то перейти к шагу 6.
- ШАГ 5. Принять $z_{jk} = z_{jk} + z_h \cdot \text{sign } k_j$.
- ШАГ 6. Проверить, просмотрены ли все контуры $k_i \in \mathcal{L}_h(e_h)$? Если нет, то вернуться к шагу 3.
- ШАГ 7. Проверить, просмотрены ли все ветви $e_h \in \mathcal{B}_i(k_i)$? Если нет, то вернуться к шагу 2.
- ШАГ 8. Проверить $i = k$? Если нет, то принять $i = i + 1$ и вернуться к шагу 2.
- КОНЕЦ. Выдать матрицу Z (в упакованном виде).

Для составления матрицы E_k необходимо составлять матрицу $NZ_B C_0$, где N - вторая матрица инцидентий, Z_B - матрица сопротивлений ветвей, C_0 - матрица коэффициентов токораспределения при предположении отсутствия токов в хордах графа.

Для составления матрицы

$$R = NZ_B C_0$$

предлагается следующий алгоритм.

Алгоритм А7. Заданы контурные множества $\mathcal{B}_j(k_j)$ ($j=1, \dots, k$), путевые множества $\mathcal{P}_i(e_i)$, ($i=1, \dots, m$), дерево сети T и сопротивления ветвей z_1, \dots, z_m .

- ШАГ 1. Принять $R_{j\ell} = 0$ ($j=1, \dots, k$; $\ell=1, \dots, n$); $j=1$.
- ШАГ 2. Выбрать ветвь $e_i \in \mathcal{B}_j(k_j)$.
- ШАГ 3. Проверить $e_i \in \mathcal{E}(T)$? Если нет, то вернуться к шагу 2.
- ШАГ 4. Для всех узлов $v_\ell \in \mathcal{P}_i(e_i)$ принять:
- $$R_{j\ell} = R_{j\ell} + z_i \text{sign } e_i \cdot \text{sign } v_\ell.$$
- ШАГ 5. Проверить, просмотрены ли все $e_i \in \mathcal{B}_j(k_j)$? Если нет, то вернуться к шагу 2.
- ШАГ 6. Проверить $j = k$? Если нет, то принять $j = j + 1$ и вернуться к шагу 2.
- КОНЕЦ. Выдать матрицу R .

Рассмотренные информационные структуры и алгоритмы позволяют осуществлять обширный и равносторонний топологический анализ электрических сетей и являются полезными

при разработке эффективных программ расчета и анализа их режимов.

Л и т е р а т у р а

1. М е л ь н и к о в Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей.-М.-Л.: Энергия, 1966. - 261 с.
2. К н у т Д. Искусство программирования для ЭВМ. Т. I. Основные алгоритмы.-М.: Мир, 1976. - 736 с.
3. М а й н и к а Э. Алгоритмы оптимизации на сетях и графах.-М.: Мир, 1981. - 324 с.
4. П л е с н е в и ч Г.С., С а м а р о в М.С. Алгоритмы в теории графов.-Ашхабад: Илым, 1981. - 314 с.
5. Ф и л л и п с Д., Г а р с и я - Д и а с А. Методы анализа сетей.-М.: Мир, 1984. - 496 с.
6. К у р г а н о в С.А. Формирование моделей электроэнергетических цепей и сетей по методу независимых токов путем последовательного учета компонентов // Изв. вузов СССР. Энергетика.-1984. - № 10. - С. 55-58.

P. Raesaar, A. Sild

Algorithms for Topological Analysis of Electrical Networks

Abstract

Algorithms for electrical network connectivity check, finding of the network graph tree and paths, composing of loops and loop equations are presented in the paper. Some information structures for load-flow analysis are tackled as well.

P. Raesaar, A. Sild

Elektrivõrgu topoloogilise analüüsi algoritme

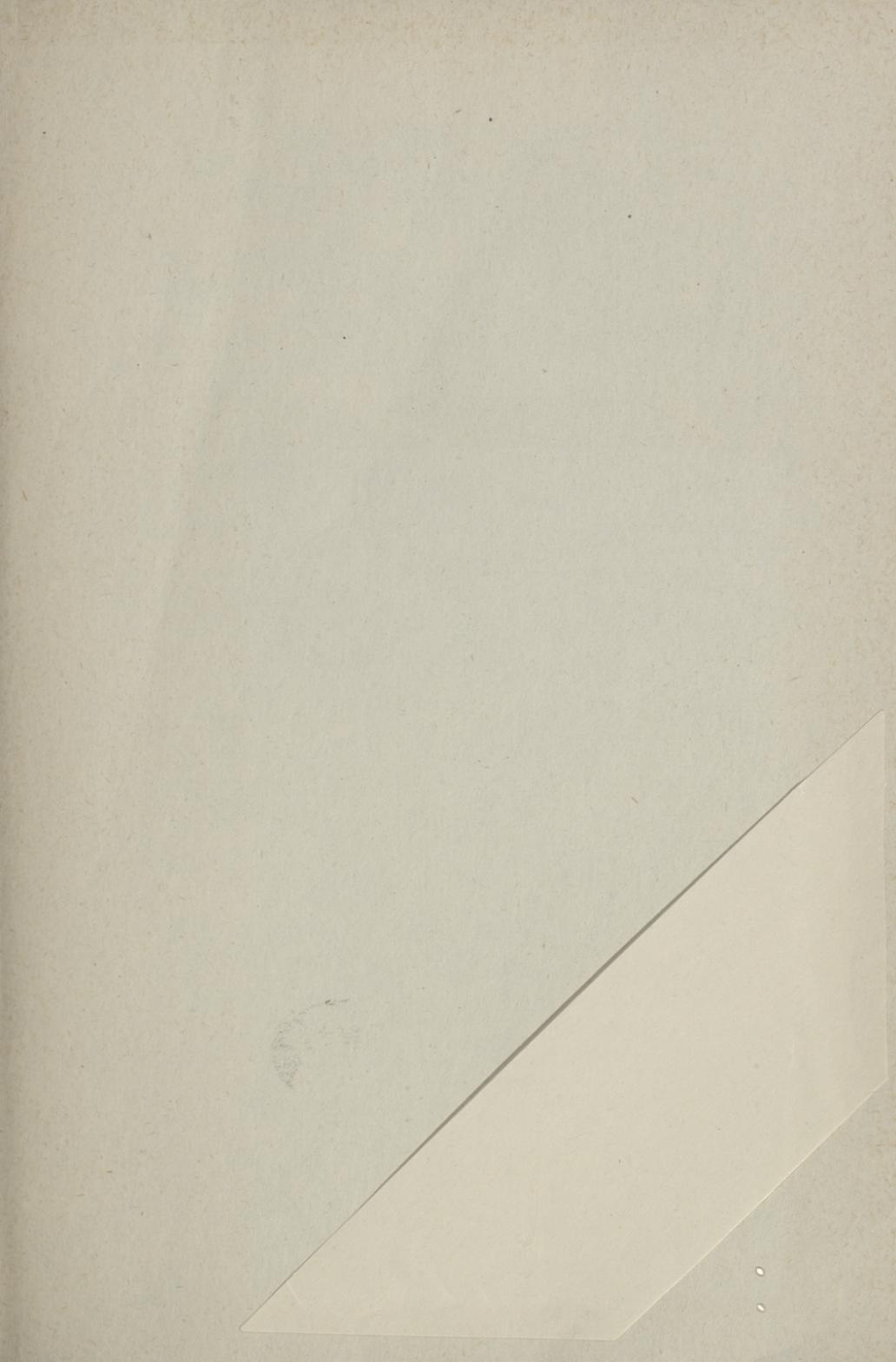
Kokkuvõte

Vaadeldakse elektrivõrgu sidususe kontrolli, võrgu graafi puu ja teekondade leidmise ning kontuuride ja kontuurvõrrandite koostamise algoritme. Samuti käsitletakse elektrivõrgu arvutustel kasutatavaid andmestruktuure.

С о д е р ж а н и е

1.	М.Х. Валдма. О стохастическом управлении режимами энергетических систем.....	3
2.	М.В. Мельдорф, Э.А. Тийгимяги, Т.К. Тяхт. Методические вопросы статистического моделирования стационарного режима электроэнергетической системы..	10
3.	М.В. Мельдорф, А.Х. Сильд. Слежение за режимом электроэнергетической системы... ..	19
4.	М.Э. Кээл. Об усовершенствовании методики статистического анализа режимов энергетических систем	32
5.	А.Х. Каар, О.Н. Лийк. Оптимизация мгновенного режима энергетической системы с учетом неопределенности характеристик относительных приростов электростанций.	38
6.	М.Х. Валдма, Л.Н. Горох, М.Э. Кээл, А.Л. Лейсалу, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. Методика и комплекс программ оптимизации внутростанционных режимов и расчета вход-выход характеристик ТЭЦ с учетом вероятностной исходной информации.....	48
7.	А.Л. Лейсалу. Результаты статистического анализа режимных параметров ТЭС.....	67
8.	А.Х. Сильд. Математическое моделирование процесса изменения мощности собственных нужд конденсационных электростанций.....	77
9.	П.Х. Разсаар, А.Х. Сильд. Алгоритмы топологического анализа электрических сетей.....	86





EESTI AKADEEMILINE RAAMATUKOGU



1 0200 00082410 6

Цена 70 коп.