

6
А48

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ СССР
МОСКОВСКИЙ ордена ЛЕНИНА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

СТАВРОВСКИЙ Андрей Николаевич

На правах рукописи

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

/ 05.275 - Электрические сети и системы /

Диссертация на русском языке

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва

1972

+

Одним из главных и наименее изученных аспектов для разрабатываемой в настоящее время автоматизированной системы диспетчерского управления производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии (АСДУ) является проблема обеспечения решаемых задач достоверными исходными данными.

Чтобы экономически обоснованно решить эту проблему, необходимо не только развивать автоматические системы сбора и обработки информации, включая средства телемеханики и связи, но и разработать эффективные методы прогноза и анализа режима работы электроэнергетических систем (ЭЭС) с учетом статистических характеристик исходной информации. Знание таких характеристик, как правило, позволяет осуществить эффективное управление при неполной исходной информации о фактическом состоянии ЭЭС.

Имеющийся опыт применения вычислительной техники в энергосистемах подтверждает актуальность этой задачи. Например, при оптимизации режима работы энергосистемы по активной мощности с учетом влияния потерь в сети часто оказывается невозможным осуществить практические расчеты из-за отсутствия достоверных исходных данных о нагрузках в узлах (отдельные подстанции или обобщенные узлы расчетной схемы).

Анализ потоков информации, необходимой для решения задач АСДУ в условиях Единой энергетической системы СССР на уровне 1975-80 г.г. показывает, что объемы информации перерабатываемой на диспетчерских пунктах энергосистем и энергообъединений существенно возрастут. При этом наибольшей по объему и наиболее



часто меняющейся исходной информацией являются нагрузки потребителей.

Поэтому одной из важнейших задач в области информационного обеспечения достоверными исходными данными нужд оперативно-диспетчерского управления режимами работы ЭЭС является прогнозирование нагрузок электропотребления.

Работы в этом направлении ведутся во многих научных, проектных и учебных институтах и эксплуатационных организациях: ВГИИ и НИИ "Энергосетьпроект", ЭНИИ, СЭИ СО АН СССР, ИЭ АН УССР, ОЭС АН МССР, ИНЭУМ, АэНИИЭС, УзНИИЭ и А, МЭИ, Киевском, Ленинградском и Уральском политехнических институтах, ЦДУ ЭЭС СССР, ОДУ Урала и других. В настоящее время за рубежом вопросы разработки статистических методов прогнозирования для управления работой ЭЭС стали одной из актуальнейших задач:

Однако в этой области существует еще много нерешенных вопросов. Критический анализ отечественных и зарубежных исследований по методам оперативно-диспетчерского прогнозирования нагрузок электропотребления и условий их применимости в АСДУ показал, что среди них наименее разработанными являются методы корректировки суточного прогноза нагрузок. Необходимость в такой корректировке прогноза возникает при значительных отклонениях электропотребления по сравнению с запланированным накануне. Цель корректировки прогноза состоит в том, чтобы обеспечить задачи оперативно-информационного комплекса АСДУ исходными данными о нагрузках электропотребления по узлам сети и суммарной нагрузке системы в целом на различные интер-

валы упреждения - от нескольких минут до нескольких часов. К числу таких задач относятся расчеты для проверки допустимости установившегося режима, расчеты по дооптимизации режима и некоторые другие, а также консультация диспетчера о предстоящих изменениях в электропотреблении.

Настоящая диссертационная работа посвящена теоретическому и экспериментальному исследованию статистического регрессионного подхода для оперативно-диспетчерского прогнозирования нагрузок электропотребления в узлах электрической сети районных энергосистем и суммарной нагрузки энергосистем и энергообъединений с целью обеспечения достоверными исходными данными расчетов оперативной корректировки установившихся режимов работы ЭЭС в нормальных условиях эксплуатации.

Автор попытался показать, что применение статистического подхода для предварительного анализа изменений нагрузки электропотребления создает условия для минимизации объема оперативно обрабатываемых данных при управлении режимом ЭЭС.

Проведенные исследования основаны на конкретном статистическом материале, а предложенные алгоритмы программно реализованы. Очевидно, что количественная сторона полученных результатов отражает конкретные условия. Однако рассмотренные в работе методы анализа, модели прогнозирования и методика оценки их применимости могут быть использованы и для других энергосистем.

Работа состоит из введения, 3-х глав и заключения (в ней 120 страниц машинописного текста, 37 иллюстраций, 9 таблиц и библиография из 103 названий).

В первой главе рассмотрены различные подходы к решению задачи оперативной корректировки режима работы ЭЭС. Сформулированы основные требования к алгоритму оперативной корректировки прогноза нагрузок и дан анализ существующих методов прогнозирования.

В настоящее время наибольшую сложность представляет оперативная корректировка суточного и текущего режима энергосистем, объединенных энергосистем и ЭЭС СССР в целом, которая должна производиться дежурным диспетчером с помощью ЭВМ.

Основные требования, предъявляемые к алгоритмам корректировки прогноза при диспетчерском управлении режимом работы ЭЭС с помощью ЭВМ, следующие:

- более точный прогноз нагрузок по сравнению с суточным прогнозом (требования по точности определяются целевыми задачами);
- сравнительно малое время, необходимое для получения результата решения;
- минимальный объем телеизмеряемой и оперативно подготавливаемой исходной информации;
- автоматизация подготовки исходных данных о прошлых режимах, удобство ввода в ЭВМ данных и вывода результатов расчета;
- простота алгоритма и возможность его реализации на существующих ЦВМ.

Описанные в литературе и применяемые на практике алгоритмы прогнозирования нагрузок, как правило, этим требованиям не удовлетворяют и мало пригодны к широкому применению в АСДУ для целей оперативно-диспетчерского прогнозирования нагрузок электропотребления в условиях энергосистем и энергообъединений СССР.

Детерминированные методы прогноза, основанные на подобии графиков нагрузки, хотя и отличаются простотой, но не обеспечивают необходимой достоверности прогноза. Многочисленные проверки, в частности, расчеты, выполненные в объединенной лаборатории режимов ВНИИЭ-ВЦГТУ показали, что при определении экономического режима с учетом влияния потерь в сети ошибки в определении нагрузок в узлах сети могут привести к значительному перерасходу топлива.

Поэтому актуальным является разработка метода, сочетающего простоту детерминированных моделей и достоверность прогноза, которая обеспечивается большинством статистических моделей. При этом модель должна быть адаптивной к текущим изменениям нагрузки, обеспечивать необходимую точность и удовлетворять некоторым ограничениям, вытекающим из особенностей работы ЭЭС.

Во второй главе предложен и исследован статистический метод прогнозирования исходных данных о нагрузках электропотребления в узлах сети.

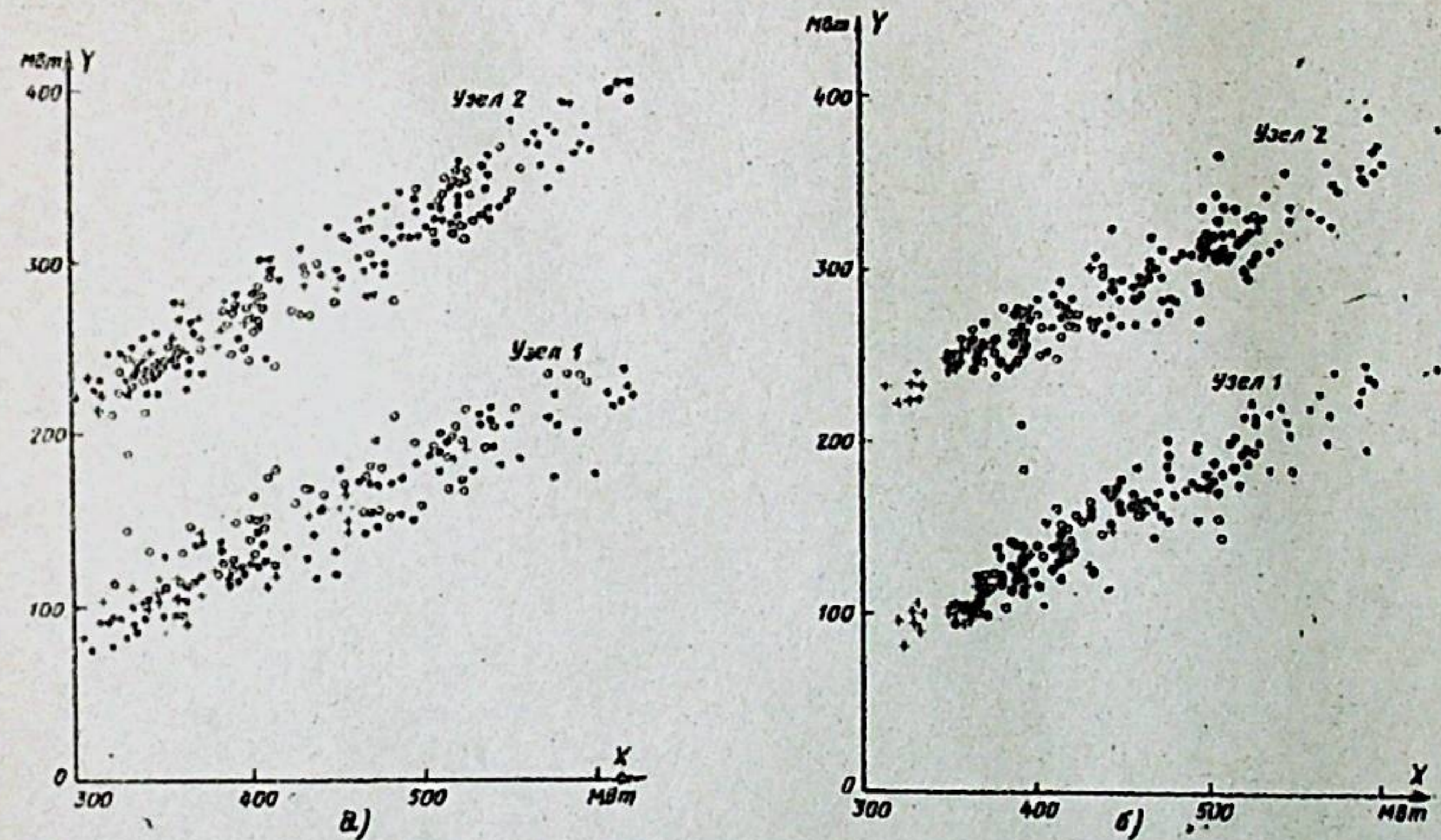
В настоящее время на диспетчерских пунктах районных энергосистем нагрузки в узлах сети, как правило, не телеизмеряются, а регистрируются в "режимные" дни 2-3 раза в год для некоторых характерных часовых точек суточного графика. На диспетчерских пунктах имеются лишь сведения о суммарных нагрузках, которые определяются косвенно из условия баланса

между генерацией и потреблением путем алгебраического суммирования телеизмерений потоков мощности по линиям межсистемной связи и генерируемой мощности. Как отмечалось, этих данных недостаточно, чтобы осуществить достоверный прогноз нагрузок в узлах.

Автором были организованы экспериментальные замеры суточных графиков нагрузки в узлах ряда районных энергосистем за более длительный период (7-10 дней), которые проводились периодически в течение нескольких лет. На основе изучения статистических характеристик изменений активных нагрузок в этих энергосистемах показано, что нагрузки отдельных узлов и суммарные нагрузки энергосистем связаны статистическими зависимостями /насколько нам известно, впервые на наличие таких зависимостей обратил внимание В.М.Горюштейн/.

Для моделирования этих зависимостей в работе применены линейные функции регрессии, позволяющие осуществить прогноз математического ожидания нагрузки в узлах для данного момента времени по заданной суммарной нагрузке, и разработан математический метод определения параметров линейных моделей с учетом ограничений, вытекающих из условия баланса между нагрузками в узлах и их суммой.

В общем случае можно предположить, что рассматриваемая зависимость - многочлен k -й степени. Однако опыт экспериментальных замеров в ряде энергосистем СССР и за рубежом показал, что именно линейные зависимости первого порядка являются наиболее часто встречающимися на практике. На рисунке в качестве примера приведены графические поля корреляции для актив-



Корреляционные поля электрических нагрузок в узлах сети районной энергосистемы

- а - по результатам измерений в декабре 1967 г. ;
- б - то же в марте 1968 г. ;
- - рабочие дни ;
- - субботни дни ;
- + - воскресные дни.

ных нагрузок в узлах сети районной энергосистемы. Если предположить, что между нагрузкой j -го узла y_t^j и суммарной нагрузкой x_t имеется линейная регрессионная зависимость

$$y_{tz}^j = \alpha_0^j + \alpha_1^j x_t,$$

где

- j - индекс номера узла;
 t - индекс времени замера;
 α_0, α_1 - коэффициенты.

то для определения α_0^j и α_1^j необходимо минимизировать среднеквадратическое отклонение

$$\min F(\alpha_0^j, \alpha_1^j) = \sum_{j=1}^m \sum_{t=1}^n [(\alpha_0^j + \alpha_1^j x_t) - y_t^j]^2$$

где

- m - число узлов;
 n - число замеров.

При этом необходимо выполнение условия баланса

$$x_t = \sum_{j=1}^m y_t^j$$

и вытекающих из этого условия ограничений

$$\sum_{j=1}^m \alpha_0^j = 0; \quad \sum_{j=1}^m \alpha_1^j = 1.$$

Задачу минимизации рассматриваемого функционала можно свести к задаче без ограничений, введя множители Лагранжа λ_1 и λ_2 . В результате, определение параметров линейных моделей сводится к решению системы $2m$ линейных уравнений следующего вида:

$$\frac{\partial F_{\lambda_1, \lambda_2}}{\partial \alpha_0^j} = \alpha_1^j 2 \sum_{t=1}^n x_t + \alpha_0^j 2n - \lambda_2 - 2 \sum_{t=1}^n y_t^j = 0$$

$$\frac{\partial F_{\lambda_1, \lambda_2}}{\partial \alpha_1^j} = \alpha_1^j 2 \sum_{t=1}^n x_t + \alpha_0^j 2 \sum_{t=1}^n x_t - \lambda_1 - 2 \sum_{t=1}^n x_t y_t^j = 0$$

Таким образом, метод позволяет находить параметры линейных моделей по результатам периодических замеров.

Экспериментальные замеры показали, что в рассмотренных энергосистемах существуют устойчивые статистические регрессионные зависимости между нагрузками узлов и суммарной нагрузкой, близкие к линейным. Изменение характера статистической связи происходит, как правило, при существенных изменениях в структуре потребления.

Однако из полученных результатов не следует делать вывода о том, что в данных условиях, а тем более в условиях других энергосистем, рассматриваемые зависимости и их параметрические оценки неизменны. Необходимо периодически, например, раз в квартал, оценивать существенность происшедших изменений с точки зрения допустимой точности прогноза нагрузок в узлах сети. Последняя зависит от тесноты связи между нагрузками в узлах и суммарной нагрузкой, т.е. чем меньше дисперсия фактических нагрузок в узлах сети по отношению к расчетным значениям, тем выше точность прогноза. Экспериментальные исследования показали, что предложенные модели с точки зрения статистических критериев адекватны реальным нагрузкам. При

этом среднеквадратические отклонения фактических нагрузок от расчетных значений не превышали 5-10 %.

Более общей характеристикой точности статистического метода прогноза нагрузок в узлах является оценка влияния указанных отклонений на эффект оптимального управления. Исследования по оценке влияния погрешностей различных параметров на отклонение от оптимума целевой функции проводились авторами во многих организациях (МЭИ, СЭИ, ЛПИ, ИНЭУМ, ВНИИЭ и др.). Последние исследования в этой области для задачи оптимального распределения нагрузок, выполненные в МЭИ (В.А. Веников, В.П. Васин, Б.И. Головицин, В.Д. Ковалев, И.С. Рокотян, Д.А. Федоров) показали, что существует зона равноэкономичных режимов или область устойчивых решений (терминология Л.А. Мелентьева). Следовательно, возникает задача: определить необходимое минимальное число входных и выходных параметров системы, изменения которых следует учитывать для попадания в область оптимума целевой функции.

В настоящей диссертации разработан упрощенный метод, позволяющий оценить возможность выполнения расчетов экономических режимов энергосистем по активной мощности при использовании предложенного статистического метода прогнозирования исходных данных о нагрузках в узлах сети.

Разработанная методика позволяет количественно оценить математическое ожидание перерасхода топлива в энергосистеме $M(\Delta B)$ вследствие отклонений нагрузок в узлах ΔP_j^n от их расчетных значений с помощью простых соотношений по заданным параметрам режима:

$$M(\Delta B) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m x_j D(\Delta P_j^n),$$

где

$$D(\Delta P_j^n) = M(\Delta P_j^{\text{в}})^2$$

x_j - коэффициент, зависящий от параметров режима и определяющий степень влияния нагрузки j -го узла на $M(\Delta B)$.

Практическое применение этого выражения связано с необходимостью большого числа расчетов экономического распределения нагрузок с целью получения статистических данных о параметрах режима ЭЭС. Поэтому желательно иметь пусть приближенную, но более простую формулу для оценки величины перерасхода топлива.

Если преобразовать расчетную схему сети таким образом, что все нагрузки потребления перенесены в стационарные узлы по принципу электрической близости, то получим следующее выражение для $M(\Delta B)$:

$$M(\Delta B) = \frac{b_{\text{оср}}}{8} \sum_{i=1}^n K_{ii} D(\Delta P_i^n),$$

где $\bar{v}_{0,ср}$ - величина среднего значения относительного прироста расхода топлива балансирующей станции;

K_{ii} - коэффициенты формулы потерь.

С помощью этого выражения можно производить простые расчетные проверки математического ожидания перерасхода топлива в энергосистемах по мере получения новых данных о нагрузках в узлах сети и судить о том, не требует ли изменение структуры электропотребления перерасчета коэффициентов линейных регрессий.

Проверочные расчеты, проведенные по данным конкретных энергосистем, показали, что влияние неточности исходных данных о нагрузках в узлах сети при статистическом их прогнозировании, основанном на использовании линейных функций регрессии, незначительно снижает экономический эффект от реализации расчетов экономического распределения активных нагрузок в энергосистемах. Оценка математического ожидания перерасхода топлива не превышала 0,015 - 0,02 % относительно суточного расхода топлива, что свидетельствует о применимости регрессионного метода прогноза в данных условиях.

Таким образом, появляется возможность минимизировать объем непрерывно телеизмеряемой информации, вводить в ЭВМ данные только о суммарных нагрузках и проводить оперативно-диспетчерские расчеты режима ЭЭС при неполной фактической информации о нагрузках в узлах. При этом влияние колебаний нагрузок в узлах относительно средних значений на точность расчетов экономических режимов будет в значительной степени

компенсироваться детерминированным заданием суммарной нагрузки энергосистем. Понятно, что такой подход не исключает ошибок прогноза суммарной нагрузки.

Нетрудно показать, что ошибки в задании суммарной нагрузки не приведут к увеличению среднеквадратической ошибки прогноза нагрузки в узлах с помощью линейной модели, если величина отклонения суммарной нагрузки не превышает величины $\Delta P^j / a_j^i$ (отношение доверительного уровня отклонений нагрузки в узле к коэффициенту линейной модели, характеризующему наклон линии регрессии).

На основании имеющегося опыта можно констатировать, что в зависимости от степени влияния погрешностей нагрузки в узлах на оценку математического ожидания перерасхода топлива в энергосистеме возможны различные способы прогноза нагрузок в узлах:

1. Прогноз методом линейной регрессии (наиболее часто встречающийся случай);
2. Прогноз пропорционально изменениям суммарной нагрузки или задание нагрузки узла средним значением (если влияние погрешностей мало);
3. Прогноз по результатам непосредственных измерений нагрузки узла (если влияние очень значительно).

Применение статистического подхода может быть перспективным для прогноза реактивных нагрузок в узлах сети. Предварительная проверка модели, основанной на измерении статистической связи между реактивными нагрузками узла и соответствующими активными нагрузками, показала, что линейная модель

адекватна фактическим нагрузкам. В некоторых случаях для повышения точности прогноза может быть целесообразно применение нелинейных регрессионных моделей. Однако необходимы дальнейшие экспериментальные исследования и изучение влияния не-точности прогноза реактивных нагрузок с учетом их статических характеристик на результат комплексной оптимизации режима ЭЭС.

В третьей главе разработана и исследована регрессионная модель внутрисуточного прогнозирования суммарной нагрузки энергосистем и энергообъединений по ретроспективным данным о суточных графиках нагрузки за несколько предыдущих дней и несколько часов текущих суток. Метод основан на предположении о том, что факторное влияние на изменение нагрузки может оцениваться на основе анализа флуктуаций самой нагрузки. Задача предсказания заключается в оценке значений $x_{m+1}(\tau)$ $\tau \in [t_0, t_1]$ по известным значениям m реализаций нестационарного случайного процесса однородных суточных графиков суммарной нагрузки электропотребления:

$$x_1(t), x_2(t), \dots, x_i(t), \dots, x_m(t) \\ i = 1, 2, \dots, m \\ t = 1, 2, \dots, N$$

а также по части графика за $m+1$ день

$$x_{m+1}(t) \quad t \in [t_0, t_1]$$

Рассматривается модель нагрузки, в которой нестационарный процесс изменения суммарной нагрузки в течение суток представлен как сумма некоторой линейной функции и случайной составляющей:

$$x_i(t) = \alpha(t) + i\beta(t) + \xi(t),$$

где $\alpha(t) + i\beta(t)$ — тренд ежедневных изменений графика нагрузки;

$$\xi(t) = \int_{t_0}^{t_1} \xi_i(p) c(t, p) dp$$

— случайная составляющая, определяемая методом множественной регрессии.

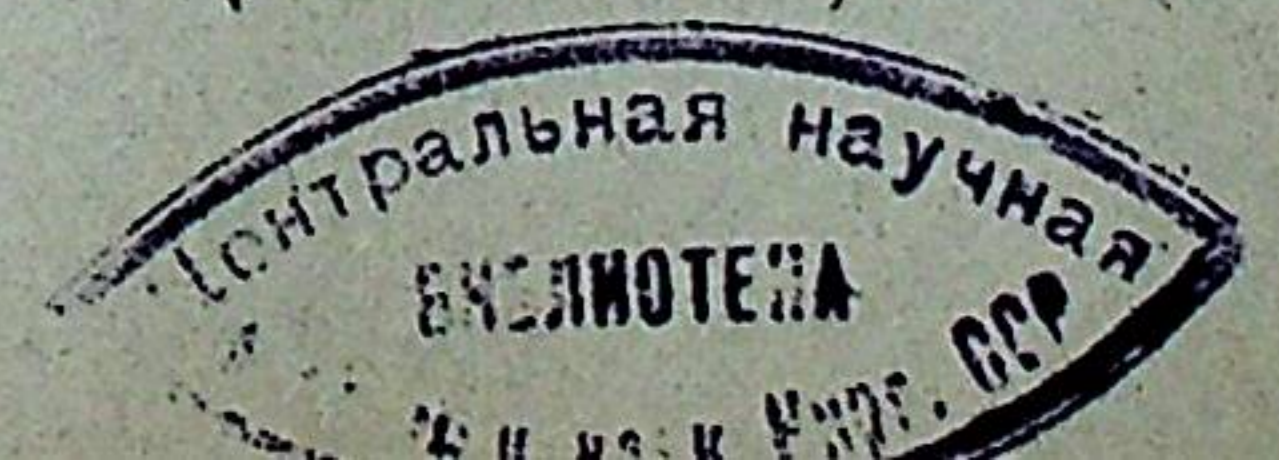
Оценки параметров $\alpha(t), \beta(t), c(t, p)$ определяются из условия минимума суммы квадратов интегралов отклонений:

$$\min \sum_{i=1}^{m+1} \left\{ \int_{t_0}^{t_1} [x_i(p) - \alpha(p) - i\beta(p) - \int_{t_0}^{t_1} [x_i(p) - \alpha(p) - i\beta(p)] c(t, p) dp] dt \right\}^2$$

Преобразовав и проварьировав это выражение по α, β, c при $t = \tau$, получим оценку для $x_{m+1}(\tau)$.

Для удобства решения задачи на ЦВМ каждая реализация представлена в виде дискретной последовательности почасовых значений $x_i(t)$. В результате задача сводится к решению системы линейных уравнений относительно величин $\alpha(\tau), \beta(\tau), c(\tau, p)$.

Экспериментальные исследования по оценке эффективности модели прогнозирования проводились по статистическим данным энергосистем и объединений Северо-Запада. Установлено, что точность прогноза зависит от выбора параметров, используемых для прогноза: числа дней предистории, числа часов и начального часа. Была предложена методика определения оптимальных пара-



метров модели внутрисуточного прогнозирования почасовых значений суммарной нагрузки, основанная на делении ретроспективных данных на обучающую и проверяющую последовательности и использующая для проверки достоверности прогноза часть фактического текущего графика нагрузки.

Проведенный анализ результатов прогнозных расчетов показывает, что относительная ошибка прогноза почасовых значений нагрузки не превышает 1-3%. Наибольшие ошибки соответствуют зонам графика с резкими изменениями нагрузки. Относительное увеличение ошибки наблюдалось также при прогнозе нагрузки мелких энергосистем, где флуктуации нагрузки более значительны, чем в объединении или крупных энергосистемах.

При решении ряда задач оперативной корректировки, связанных, главным образом, с оценкой надежности (устойчивости), а также при контроле режимных параметров или дооптимизации режима возникает необходимость в прогнозировании суммарной нагрузки энергосистем с интервалом упреждения менее часа. Было проведено экспериментальное исследование (на примере Ставропольэнерго) точности прогноза нагрузки в пределах часового интервала упреждения (5, 15 или 30 минут) на основе применения разностных интерполяционных многочленов Ньютона и полиномов наилучшего приближения Чебышева. Анализ результатов показал, что ошибка прогноза зависит от выбора интервала упреждения, числа и дискретности экстраполяционных ординат и степени приближающего полинома. Наибольшая точность обеспечивается методом Чебышева. Полученная среднеквадратическая ошибка в зависимости от интервала упреждения не превышала 0,5-1,75%.

Установлено, что достоверность прогноза суммарной нагрузки в большой степени зависит от точности исходных данных. Чтобы повысить достоверность прогноза необходимо, в частности, исследовать влияние дискретности регистрации данных о нагрузке на ошибку восстановления суммарного графика. На основе экспериментальных данных, полученных в энергосистеме Ставропольэнерго, корреляционным методом была определена эмпирическая зависимость среднеквадратической ошибки восстановления переменной составляющей суммарной нагрузки от частоты регистрации (5, 15, 30, 60 минут) в предположении ступенчатой аппроксимации между регистрируемыми точками. Относительная среднеквадратическая ошибка в каждом варианте соответственно составила 12%, 24%, 35%, 56%. Следовательно, при выборе частоты регистрации суммарной нагрузки необходимо учитывать статистические характеристики ее флуктуаций. При этом должны также учитываться требования к точности исходных данных с точки зрения задач оперативной корректировки режима работы ЭЭС.

Ниже кратко излагаются основные результаты работы.

1. Сформулированы основные требования, предъявляемые к алгоритмам прогнозирования нагрузок электропотребления при оперативной корректировке режима работы ЭЭС.

2. Проведено экспериментальное изучение закономерностей изменения активных нагрузок в ряде энергосистем СССР, которое показало, что нагрузки отдельных узлов и суммарные нагрузки энергосистем, включая эти узлы, связаны устойчивыми во времени регрессионными зависимостями.

3. Для моделирования статистической связи между нагрузками в узлах сети и суммарной нагрузкой предложена и разработана регрессионная линейная модель, параметры которой определяются с учетом ограничений, вытекающих из условия баланса между активными нагрузками в узлах и их суммой.

4. Разработан метод, позволяющий оценить влияние ошибок прогноза нагрузок в узлах сети с помощью линейных моделей на математическое ожидание перерасхода топлива при экономичном распределении активной мощности с учетом влияния потерь в сети.

5. Проведено экспериментальное исследование точности прогноза нагрузок в узлах. Показано, что в условиях рассмотренных энергосистем применение регрессионного метода прогноза нагрузок в узлах является удовлетворительным.

6. Предложена модель прогнозирования реактивной нагрузки в узле, основанная на определении статистической связи между активной и реактивной нагрузкой узла.

7. Разработана статистическая регрессионная модель внутрисуточного прогнозирования почасовых значений суммарной нагрузки энергосистем и энергообъединений. На основе экспериментальных исследований предложена методика определения оптимальных с точки зрения точности прогнозирования параметров модели.

8. Проведено исследование точности прогнозирования суммарной нагрузки в пределах часового интервала упреждения с помощью интерполяционных полиномов Ньютона и Чебышева.

9. Получена эмпирическая зависимость среднеквадратической

ошибки восстановления переменной составляющей суммарного суточного графика нагрузки от частоты регистрации суммарной нагрузки.

Таким образом, проведенные исследования и предложенные в работе методы оперативного прогноза нагрузок позволяют обеспечить задачи оперативно-информационного комплекса АСДУ достоверными исходными данными об ожидаемых нагрузках электропотребления с учетом стохастического характера их изменений. При этом, что особенно важно, создаются условия для минимизации объема оперативно обрабатываемой информации, необходимой для прогноза.

Основные положения диссертации обсуждались на четырех научно-технических конференциях и трех семинарах. В 1971 году работа докладывалась автором в МЭИ на научном семинаре секции "Кибернетика электрических систем" Научного Совета АН СССР по комплексной проблеме "Кибернетика" и подсекции "Управление электрическими системами" Научного Совета АН СССР по комплексным проблемам энергетики.

Предложенная в работе методика прогнозирования нагрузок в узлах сети уже несколько лет используется в ОДУ Северного Кавказа при расчетах экономических режимов ОЭС на специализированной аналого-цифровой вычислительной машине РЭР. В настоящее время предложенный в работе метод внутрисуточного прогнозирования суммарной нагрузки внедряется в ОДУ Северо-Запада для

оперативной корректировки режима ОЭС с помощью ЦВМ М-220.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Ставровский А.Н. Вопросы применения статистических методов к обработке исходных данных в расчетах экономического распределения активных нагрузок энергосистем. Материалы юбилейной научно-технической конференции ВНИИЭ, секция I, июль 1969 г.

2. Ставровский А.Н. Прогнозирование активных нагрузок по узлам сети при оптимизации режима энергосистем. Материалы семинара "Проблемы прогнозирования электропотребления по предприятиям и энергосистемам", МДНТП им.Ф.Э.Дзержинского, 1970 г.

3. Ставровский А.Н. Об опыте расчетов экономических режимов в ОДУ Северного Кавказа, Материалы конференции "Применение вычислительной техники в электроэнергетике", 1970 г.

4. Гринберг Б.И., Клименко С.Е., Ставровский А.Н. Разработка и исследование комплекса методов и алгоритмов оперативного прогнозирования нагрузок в АСДУ. Доклады конференции по состоянию и перспективам разработок специального математического обеспечения для ЦВМ БЭСМ-4 /М-220/ и автоматизированных систем управления в энергетике, Ташкент, 1971 г.

5. Ставровский А.Н. Статистический метод назначения исходных данных о нагрузках электропотребления в эксплуатационных расчетах экономического режима на вычислительных машинах, Труды ВНИИЭ, вып.40, 1972 г.

6. Ставровский А.Н., Шлимович В.Д. О влиянии погрешностей задания исходных нагрузок в узлах сети на результат оптимизации режима энергосистем, Труды ВНИИЭ, вып.40, 1972 г.

7. Ставровский А.П. Анализ и оценка объема информационных потоков в АСДУ. Тезисы докладов республиканского научно-технического совещания "Основные направления и технические решения по созданию автоматизированной системы управления энергетикой и применение вычислительной техники", Киев, 1972 г.

8. Андреева Х.И., Ставровский А.Н. Об опыте экспериментальных расчетов внутрисуточного прогноза нагрузок электропотребления в ОЭС Северо-Запада /там же/.