

Рашид Сытдыков

## О МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОСТИ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЭС

### Аннотация

*В работе описываются методы многокритериального моделирования задач оптимизации режимов электроэнергетических систем, позволяющих повысить эффективность её оперативного управления. Приводятся комплексная двухуровневая математическая модель многокритериальной оптимизации ЭЭС и пути решения проблем нормализации, скаляризации и ранжирования целевых функций. Приводится пример многокритериальной модели оптимизации оперативных режимов объединённой энергосистемы стран Центральной Азии, её алгоритмическая и программная реализация и результаты использования в промышленной эксплуатации*

Электроэнергетические системы (ЭЭС), в том числе объединенные (ОЭС), состоящие из множества различных подсистем и элементов, являются очень сложными (большими) системами, когда функционирование каждой подсистемы, каждого элемента определяется своим одним или несколькими критериями; имеется также множество критериев функционирования самой системы. Многоцелевые по своей природе задачи оптимального управления ОЭС и ЭЭС, как правило, решаются в упрощенном виде, путем применения методов оптимизации по одному критерию (скалярная оптимизация) [1-4]. Целевая функция, ограниченная одним критерием оптимизации, не всегда приводит к наилучшему решению задачи, так как оптимум может достигаться при таких значениях параметров, когда функционирование моделируемой системы в том или ином смысле становится неоптимальным (неустойчивым) из-за противоречий, упрощений, неучета и перевода многих критериев в ограничения.

Стремление получить все более экономичные режимы ОЭС и ЭЭС и их элементов в условиях рыночной экономики, расширение и углубление технологии процессов производства, распределения и потребления электроэнергии диктуют повышенные требования к эффективности и гибкости алгоритмов планирования, оперативной оптимизации и коррекции их режимов.

В связи с этим ведутся работы по разработке, внедрению и использованию современных методов оптимизации режимов ЭЭС [5-7]. Применение таких методов, повышающих эффективность решений задач ЭЭС, имеющих иерархическую структуру, включающих множество энергосистем, разнотипных электростанций, линий электропередачи (ЛЭП), подстанций; регулируемых и нерегулируемых потребителей, связанных процессами генерации, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии; имеющих многообразие форм собственности, требует создания соответствующих многокритериальных моделей, обеспечивающих

максимальную согласованность и эффективность общего управления процессами в энергосистемах.

Задачи многокритериальной оптимизации (МКО) можно описать в следующем виде: имеются частные локальные критерии

$$Z_i = \varphi_i(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) \longrightarrow \min(\max); \quad (1)$$

составляющие векторный критерий. Общая целевая функция формулируется на основе этих критериев в виде

$$\Phi = G(Z_1, Z_2, \dots, Z_i, \dots, Z_k) \rightarrow \min; \quad (2)$$

где  $Z_i$  - значения соответствующих критериев на векторе решения  $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}; i = (\overline{1, k});$

$X$  - ограниченное множество допустимых решений;

$G$  - глобальная (общая) функция ценности.

Ограничения равенства и неравенства:

$$\varphi_r(x_1, x_2, \dots, x_p) = 0; r = (\overline{1, p}); \quad (3)$$

$$\psi_q(x_1, x_2, \dots, x_m) \geq 0; q = (\overline{1, m}); \quad (4)$$

$$x_j \geq 0; j = (\overline{1, n}); n \leq p + m. \quad (5)$$

Требуется найти набор переменных  $x_j$ , который в определенном смысле минимизирует все критерии  $Z_i$ . Изменением знака функций задачу минимизации можно свести к задаче максимизации и наоборот.

Известно, что при решении практических задач МКО, наряду с формализацией, возникают три основные проблемы:

1. Скаляризация - приведение к некоторому обобщенному критерию, являющемуся некоторой функцией локальных критериев.

2. Нормализация - приведение к единой норме (масштабу) измерения.

3. Учет приоритета частных локальных критериев - ранжирование. Обычно вводится вектор важности критериев  $\{\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k\}$  с помощью которого корректируется принцип оптимальности и проводится дифференциация масштабов измерения критериев.

От преодоления этих проблем во многом зависит правильность получаемого решения задачи. Часто эти трудности носят не вычислительный, а концептуальный характер, поэтому в процессе оптимизации непременно должен участвовать орган или лицо, принимающее

решение (ЛПР). В любом случае решение всегда должно принадлежать области оптимальных решений (область Парето, область компромиссов), которое обладает тем свойством, что принадлежащие ему решения не могут быть улучшены одновременно по всем локальным критериям.

В зависимости от конкретной практической МКО задачи, перечисленные проблемы преодолеваются различными способами [8-11].

**МКО модель оптимизации режимов ЭЭС.** Многокритериальный подход к оптимизации режимов ЭЭС (ОЭС) позволяет представить её модель множеством целевых функций, характеризующих функционирование как ЭЭС в целом, так и отдельных её элементов.

По аналогии с иерархической структурой ЭЭС представим два уровня управления, в которых имеется множество целевых функций. К критериям нижнего уровня -  $Z_i$  отнесем показатели, характеризующие отдельные подсистемы и элементы ЭЭС, а к критериям верхнего уровня - общесистемные критерии  $S_j$ .

Примеры критериев (целевых функций) нижнего уровня:

- расходы топлива на отдельных ТЭС

$$Z_{1i} = B_i = \sum^T B_i(P_i) \rightarrow \min(\max). \quad (6)$$

Символ *max* может иметь место при избытке какого-либо топлива, которое необходимо интенсивно использовать по сравнению с другим, дефицитным.

При использовании разных видов топлива появляются коэффициенты  $\beta_i$ , которые приводят их к единому, условному топливу. Формула (6) приобретает вид

$$Z_{1i} = B_i = \sum^T \beta_i B_i(P_i) \rightarrow \min(\max); \quad (6a)$$

При различной стоимости топлива в выражение (6a) вводится цена топлива  $C_i$ :

$$Z_{1i} = B_i = \sum^T C_i \beta_i B_i(P_i) \rightarrow \min(\max); \quad (6b)$$

- ущербы (затраты) от ограничения мощности конкретных потребителей при веерных отключениях и регулировании их нагрузок

$$Z_{2q} = Y_{Rq} = \sum^T \beta_q Y_{Rq}(P_q) \rightarrow \min; \quad (7)$$

- расходы воды на отдельных ГЭС

$$Z_{3j} = W_j = \sum^T \beta_j W_j(P_j) \rightarrow \min(\max); \quad (8)$$

- величина отклонения напряжения от номинального или заданного значения в отдельных узлах потребления

$$Z_{4q} = \Delta U_q = \sum^T \beta_{Uq} [U_q^{ном} - U_{qt}] \rightarrow \min \quad (9)$$

- выравнивание графиков нагрузок отдельных ТЭС

$$Z_{5q} = \Delta P_i = \sum^T \beta_{Pi} (P_i^{max} - P_i^{min}) \rightarrow \min; \quad (10)$$

- потери мощности в отдельных ЛЭП

$$Z_{6r} = \pi_r = \sum^T \beta_r \pi_r(L_r) \rightarrow \min \quad (11)$$

Общесистемными критериями оптимизации верхнего уровня могут быть следующие:

- суммарная стоимость расходуемого топлива на всех ТЭС

$$S_1 = B_{\Sigma} = \sum^T \sum^m C_i \beta_i B_i(P_i) \rightarrow \min; \quad (12)$$

- суммарный ущерб потребителям от ограничений мощностей узлов при проведении регулировочных мероприятий (отключений)

$$S_2 = Y_{\Sigma} = \sum^T \sum^K \beta_q Y_q(R_q) \rightarrow \min \quad (13)$$

- выработка электроэнергии на всех ГЭС

$$S_3 = \mathcal{E}_{ГЭС} = \sum^T \sum^n \beta_j \mathcal{E}_j(P_j) \rightarrow \max; \quad (14)$$

- интегрированный показатель отклонения напряжений в основных, опорных узлах ЭЭС

$$S_4 = \Delta U_{\Sigma} = \sum^T \sum^K \beta_i [U_i^{расч} - U_{it}] \rightarrow \min \quad (15)$$

- показатель равномерности суммарного графика нагрузки ЭЭС

$$S_5 = \Delta \Pi_{\Sigma} = \sum^E \beta_r (\Pi_{\Sigma}^{max} - \Pi_{\Sigma}^{min})^2 \rightarrow \min; \quad (16)$$

- суммарные потери мощности в электрической сети

$$S_6 = \pi_{\Sigma} = \sum^T \sum^l \beta_r \pi_r(L_r) \rightarrow \min; \quad (17)$$

где  $B_i$  - расход топлива на  $i$ -й станции при мощности  $P_i$ ;  $Y_{rq}$  - ущерб от ограничения мощности  $q$ -го потребителя на величину  $R$ ;  $\Pi^{max}$ ,  $\Pi^{min}$  - максимальная и минимальная величины потребляемой мощности;  $L_r$  - переток по  $r$ -й ЛЭП;  $U_q$  - величина напряжения в

узле  $q$  ( $U_q^{ном}$ ,  $U_q^{расч}$  - номинальные и расчетные напряжения);  $W_j$  - расход воды на  $j$ -й ГЭС;  $T$  - период оптимизации;  $m$ ,  $n$ ,  $l$ ,  $k$  - количество ТЭС, ГЭС, узлов потребления и ЛЭП;  $\beta$  - множество коэффициентов нормализации отдельных критериев нижнего уровня в течение периода оптимизации.

Могут быть и другие целевые функции, отражающие работу ЭЭС и её составляющих (по экологическим факторам, рыночным отношениям, устойчивости, надёжности и др.).

Критерии (9) и (15) отличаются тем, что  $Z_{4q}$  выражают отклонения напряжений отдельных потребителей и регулируются в соответствующих узлах нагрузки. А критерий  $S_4$  отражает уровень изменения напряжений в опорных узлах и связанные с этим системные вопросы: устойчивости работы ЭЭС, потерь в сетях, распределения реактивной мощности и т.д.

Задаются соответствующие функциональные и интегральные ограничения вида равенств и неравенств, например:

- балансы активной и реактивной мощности в ЭЭС на каждый момент времени

$$\sum^m P_i(t) + \sum^n P_j(t) - \pi_{\Sigma}(t) - \sum^K \Pi_q(t) = 0; \quad (18a)$$

$$\sum^m Q_i(t) + \sum^n Q_j(t) - \vartheta_{\Sigma}(t) - \sum^K Q_q(t) = 0; \quad (18b)$$

- балансы расхода воды на ГЭС с регулированием за период  $T$

$$\sum^T W_{jt}(P_j) - \Delta W_j = 0; \quad (19)$$

- по расходу топлива на отдельных ТЭС за время  $T$

$$\sum^T B_i(P_i) - \Delta B_i = 0; \quad (20)$$

- по генерации активной мощности на каждой ТЭС:

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}; \quad \text{и ГЭС:} \\ P_j^{min} \leq P_j \leq P_j^{max}; \quad (21)$$

- по перетокам мощности по ЛЭП

$$L_r^{min} \leq L_r \leq L_r^{max}; \quad (22)$$

- по величине регулировочных мероприятий в отдельных узлах по периодам

$$0 \leq R_{qt} \leq \Pi_{qt}^P; \quad (23)$$

- по суммарной величине регулировочных мероприятий по ЭЭС при дефиците мощности в различные периоды времени

$$\sum_{qt}^K R_{qt} \leq D \sum_t t; \quad (24)$$

- по отклонению частоты ЭЭС от номинальной или расчетной величины

$$f^{\min} \leq f \leq f^{\max}; \quad (25)$$

- по отклонению напряжений в узлах от номинальных или расчетных величин

$$U_q^{\min} \leq U_q \leq U_q^{\max}; \quad (26)$$

- по выбору состава работающего оборудования;

- по скорости изменений нагрузок отдельных станций;

- по тарифам на электроэнергию и другие.

Описанные выше критерии обоих уровней отражают множество требований (в том числе и противоречивых) решения задачи оперативного управления режимами ЭЭС. Вначале оптимизируются критерии нижнего уровня, которые могут решаться регулярными методами скалярной оптимизации. Полученные данные служат исходными величинами и ограничениями при решении по критериям верхнего уровня. Процесс решения может иметь итеративный характер.

### О нормализации и скаляризации целевых функций при оптимизации режимов

**электроэнергетических систем.** При решении оптимизационных задач с использованием математического аппарата многокритериальной оптимизации (МКО) путем приведения множества критериев к общей функции возникают проблемы нормализации и скаляризации критериев, а при разной ценности критериев – проблема их ранжирования [9-11]. Обычная скалярная оптимизация не позволяет учитывать все критерии, обычно переводя их в разряд ограничений. Кроме этого, при скалярной оптимизации появляются различные и достаточно жесткие требования к уравнениям математической модели: непрерывность, унимодальность, совместность ограничений и т.д. А это означает замену сложной многокритериальной задачи

оптимизации другой – более простой, решение которой будет упрощенным и не всегда эффективным. В случае несовместных ограничений такая задача не решается методами скалярной оптимизации.

Нормализация критериев - это приведение оценок формальных критериев эффективности отдельных объектов, выражаемых различными единицами измерения и шкалами, к единой норме с целью получения возможностей их сопоставления, сравнительной оценки и объединения. Основными тремя способами нормализации являются приведение параметров всех критериев: к единым физическим параметрам; общим экономическим единицам оценок или системе относительных единиц.

Скаляризация – это приведение отдельных учитываемых критериев к объединенной глобальной целевой функции, в которой отдельные критерии являются изменяемыми параметрами.

Нормализация предшествует или производится одновременно со скаляризацией. Если критерии неодинаковы по важности, то необходимо проводить ранжирование критериев, причем ранг критерия может меняться в зависимости от ситуации, вида режима и др.

Выбор метода МКО решения задачи, в том числе методов нормализации и скаляризации для электроэнергетических систем (ЭЭС), основывается на конкретных условиях: режимах, видах оборудования, параметрах, схемах, расчетных периодах и т.д., а также от соотносительности критериев, их совместности между собой и заданными ограничениями.

Процесс скаляризации критериев, как правило, осуществляется при участии лица, принимающего решение (ЛПР), на основе различных способов свертки и ранжирования критериев. В качестве ЛПР может быть группа экспертов, диспетчер или автоматизированное устройство управления, реализованное в виде экспертной системы (ЭКС).

Рассмотрим методы нормализации, скаляризации и ранжирования критериев для математической модели МКО, описанной выше. Критерии оптимизации ЭЭС и её элементов (станций, ЛЭП, подстанций) были представлены в виде отдельных целевых функций,

разделенных на два уровня: нижний – поэлементный и верхний - общесистемный.

**Нормализация и скаляризация критериев по расходам топлива на ТЭС.** Для нормализации критериев отдельных ТЭС - приведения их к единой норме, используется понятие «условное топливо», т.е. эквивалентное топливо с теплотворной способностью 7000 кКал/кг. Соответствующие коэффициенты нормализации  $\beta_i$  получаются путем отношения теплотворной способности различных видов топлива к теплотворности условного. Теперь расходы топлива на различных станциях можно сравнивать - они приведены к единой норме, а отдельные критерии можно объединять в единую целевую функцию (скаляризовать).

Объединенная целевая функция верхнего уровня имеет вид

$$F_{\Sigma} = V_{\Sigma} = \sum^T \sum^m \beta_i B_i \rightarrow \min ; \quad (27)$$

где  $B_i$  – критерии оптимальности отдельных ТЭС, т;  $\beta_i$  - коэффициенты нормализации, т/тут;  $T$  – период оптимизации, час;  $m$  - количество ТЭС.

В условиях рыночных отношений большее значение имеет другой вариант нормализации критериев – приведение их к единой экономической норме - стоимости. В функции (27) вместо коэффициентов  $\beta_i$  используются стоимости топлив  $C_i$  – коэффициенты нормализации топлив по цене:

$$F_{\Sigma} = V_{\Sigma} = \sum^T \sum^m c_i B_i \rightarrow \min . \quad (28)$$

Такая задача может быть решена обычными методами скалярной оптимизации, например, методом неопределенных множителей Лагранжа. Однако при увеличении количества различных элементов ЭЭС, привлечении потребителей для регулирования режимов ЭЭС задача сильно осложняется из-за необходимости учета множества факторов, ограничений и критериев. В данном случае для ТЭС могут меняться, например, состав агрегатов, теплотворная способность различных видов топлива и его стоимость, показатели надежности и др. Одни виды топлива могут быть в избытке, а другие – стать дефицитными. Это приводит к необходимости корректировать коэффициенты  $\beta_i$  или  $C_i$ . Диапазоны возможных изменений  $\beta_i$  и  $C_i$  вычисляются заранее, хранятся в виде таблиц

в базах данных, а для их определения ЛПР может использовать диалоговые процедуры.

**Нормализация и скаляризация критериев по расходам топлива на ТЭС и расходам воды ГЭС.** Рассмотрим совместную работу  $m$  ТЭС и  $n$  ГЭС с точки зрения МКО. Критерии по расходу воды на отдельных ГЭС пересекаются с общей, объединенной функцией ТЭС (28), т.к. решая задачу по максимальной выработке энергии на гидростанциях, мы решаем задачу экономии топлива на тепловых станциях ЭЭС.

Условием оптимальности режима концентрированной (без учета потерь в сетях) гидротепловой системы является выражение [1,7-9,16-17]:

$$c_i b_i = \beta_j \omega_j = \mu = idem , \quad (29)$$

где  $b_i$  - относительные приросты расхода топлива на ТЭС,  $i = (1, m)$ ;

$\omega_j$  - относительные приросты расхода воды на ГЭС,  $j = (1, n)$ ;

$\beta_j$  - коэффициенты нормализации (энергетической ценности воды на  $j$ -ой ГЭС для данного периода оптимизации).

Это обстоятельство позволяет их объединять в общую целевую функцию и считать данную  $j$ -ю ГЭС (с точки зрения диспетчерского управления) эквивалентом некоторой условной ТЭС с детерминированными для рассматриваемого периода оптимизации параметрами.

**Нормализация и скаляризация критериев расхода энергоносителей и потерь активной мощности в сети.** Критерии по минимуму активных потерь в различных элементах сети (линиях, трансформаторах и др.), совпадают и объединяются в общий критерий минимума суммарных потерь  $\pi_{\Sigma}$  в сетях ЭЭС [18]:

Критерий минимума суммарных потерь в сети совпадает с критерием минимума расхода топлива, т.к. при уменьшении потерь в сети уменьшается расход топлива на ТЭС. Это позволяет их объединять. Нормализация и скаляризация критерия  $\pi_{\Sigma}$  с критериями расходов энергоносителей осуществляется перестройкой

характеристик относительных приростов (ХОП) станций  $b_i = \varphi_i(P_i)$  путем перемножения их на соответствующие коэффициенты  $\eta_i$  (сетевые факторы):

$$\eta_i = \frac{1}{1 - \partial \pi_{\Sigma} / \partial P_i}. \quad (30)$$

Здесь сетевые факторы  $\eta_i$  являются коэффициентами нормализации критериев потерь в сети и минимума расхода топлива (затрат) на электрических станциях, позволяющими их объединять (скаляризовать).

**Учет критерия выравнивания графика нагрузки ЭЭС.** Выравнивание графиков нагрузок ЭЭС снижает величину установленной, рабочей и резервной мощностей, повышает экономичность режимов, надежность. Прежде всего, при выравнивании графиков ЭЭС выравниваются графики нагрузок ТЭС, что уменьшает количество пускоостановов блоков и затраты на их эксплуатацию [19-21], уменьшает продолжительность утяжеленных и дефицитных режимов ЭЭС. Учет критериев выравнивания графиков нагрузок отдельных ТЭС дает возможность увеличить эффективность оптимизации ЭЭС. Необходимые зависимости, характеризующие расходы топлива от степени неравномерности графиков, как на отдельных ТЭС, так и в целом по ЭЭС могут быть получены из ретроспективных данных и соответствующими расчетами [19,21].

Критерий степени выравнивания графика отдельной ТЭС можно записать в виде:

$$Z_i = \sum^T \mu_i (P_i^{\max} - P_i^{\min}) \rightarrow \min; \quad (31)$$

где  $\mu_i$  – коэффициент нормализации графиков разных ТЭС, зависящий от периода оптимизации, коэффициента заполнения и др.;

$P_i^{\max}, P_i^{\min}$  – максимальное и минимальное значение мощности графика нагрузки ТЭС;  $P_i^{\max} - P_i^{\min} = \Delta P$ .

Обозначив  $\Delta B_i$  экономию расхода топлива от выравнивания графика на  $i$ -ой ТЭС, представим соответствующие целевые функции по отдельным ТЭС в виде:

$$\Delta B_i(Z_i) \rightarrow \max; \quad i = \overline{1, m},$$

или, изменив знак на противоположный:

$$- \Delta B_i(Z_i) \rightarrow \min. \quad (32)$$

При объединении отдельных критериев (32) в общий по ЭЭС необходимо, чтобы экономия топлива от выравнивания графика на одной из ТЭС не происходила за счет увеличения неравномерности графика (и соответствующего расхода топлива) на других ТЭС.

Условием оптимальности будет максимум экономии топлива от выравнивания графиков на всех рассматриваемых ТЭС

$$\Delta B_{\Sigma} = \sum^m \Delta B_i \rightarrow \max.$$

$$\text{или:} \quad - \Delta B_{\Sigma} = \sum^m \Delta B_i \rightarrow \min. \quad (33)$$

Это условие будет получено при равенстве относительных приростов изменения расходов топлива от степени выравнивания графиков на всех ТЭС:

$$d\Delta B_i / dZ_i = \rho_k = \text{idem}.$$

Учитывая, что  $\Delta B_{\Sigma}$  – общая экономия топлива по ЭЭС в период  $T$  за счет выравнивания графиков ТЭС, выражения (33) и (28) можно объединить:

$$B_{\Sigma} = \sum^m \beta_i (B_i(P_i) - \Delta B_i(\Delta P_i)) \rightarrow \min. \quad (34)$$

Таким путём осуществляется нормализация и скаляризация критериев по расходу топлива и выравниванию графика нагрузки. Практически выравнивание графиков ТЭС можно осуществлять многими способами, в том числе такими, как применение потребителей-регуляторов, увеличение неравномерности графиков нагрузок ГЭС и др.

**Учет критерия оптимизации регулировочных мероприятий.** Как правило, регулировочные мероприятия (отключения потребителей) в ЭЭС планируются в периоды дефицитных и оперативно проводятся при утяжеленных и аварийных режимах. Целями регулировочных мероприятий являются оптимальные затраты на ведение режима и поддержание заданных уровней частоты и напряжений узлов ЭЭС.

Рассмотрим планируемый дефицитный режим, когда планируемое ограничение  $q$ -го потребителя на величину мощности  $R_q$  наносит ему ущерб  $Y_q$ , а условием оптимальности проведения регулировочных мероприятий среди  $k$  потребителей является

равенство относительных приростов ущерба от величины ограничения:

$$dY_q/dR_q = y_k = \text{idem.} \quad (35)$$

Регулировочные характеристики (характеристики ущерба) потребителей  $Y_q(R_q)$  аналогичны расходным характеристикам электростанций  $B_i(P_i)$  и зависят, в основном, от величин ограничиваемых мощностей потребителей  $R_q$ , времени суток и длительности ограничения.

С точки зрения диспетчерского управления ЭЭС, вышесказанное позволяет использовать ограничиваемые мощности потребителей  $R_q$  для регулирования режима ЭЭС, т.е. при расчетах считать их эквивалентными электростанциями при условии изменения знака  $+R_q$  на  $-R_q$ .

Критерии, отражающие ущербы отдельным потребителям от ограничения их мощностей можно суммировать и записать в виде:

$$Y_{R\Sigma} = \sum^k \beta_q Y_{Rq}(R_q) \rightarrow \min; \quad (36)$$

где  $\beta_q$  – удельные стоимости ущербов - коэффициенты нормализации ущербов различных потребителей от ограничения их мощности; диапазоны изменения которых определяются заранее, хранятся в базах данных и задаются ЛПР в зависимости от ситуации; приведение ущербов к стоимости (руб/кВт) решает проблему нормализации критериев ущерба потребителям (36) и минимума затрат в ЭЭС (34). Теперь их можно объединять в аддитивную функцию затрат.

**Учёт критериев регулирования частоты и напряжений.** Общую целевую функцию ущерба для  $k1$  потребителей из-за отклонения частоты можно представить в виде функции:

$$Y_{f\Sigma} = \sum^{k1} \beta_p Y_{fp}(\Delta f) \rightarrow \min. \quad (37)$$

Здесь коэффициенты  $\beta_p$  являются удельными ущербами от изменения мощности или коэффициентами нормализации критериев различных по мощности потребителей и, для однотипных потребителей, зависят от их частотных характеристик по нагрузке (нагрузочных эффектов)  $K_{fp}$ . Здесь  $Y_{fp}$  –

ущерб  $p$ -му потребителю от изменения частоты на  $\Delta f$ . Индекс  $p$  изменяется от 1 до  $k1$ .

Критерии по отклонениям напряжений для  $k2$  потребителей представляются в виде суммы ущербов от изменения напряжения в рассматриваемом узле ЭЭС:

$$Y_{U\Sigma} = \sum^{k2} \beta_r Y_{Ur}(\Delta U_r) \rightarrow \min. \quad (38)$$

Удельные ущербы потребителей от изменения напряжения (коэффициенты нормализации)  $\beta_r$  зависят от их нагрузочных эффектов по напряжению  $K_{Ur}$ . Здесь  $Y_{Ur}$  – ущерб  $r$ -му потребителю от изменения напряжения в узле. Индекс  $r$  изменяется от 1 до  $k2$ .

Для учета влияния изменения напряжения во всех контролируемых узлах ЭЭС, необходимо просуммировать ущербы потребителям от изменения напряжения в них.

**Глобальный критерий оптимизации режимов ЭЭС.** Вышеперечисленные целевые функции режимов ЭЭС и её элементов можно представить в виде единой функции затрат на производство, передачу, распределение и регулирование потребления, т.е. в виде:

$$G = \alpha_1 \sum^m \beta_i B_i(P_i) + \alpha_2 \sum^k \beta_q Y_{Rq}(R_q) + \alpha_3 \sum^{k1} \beta_p Y_{fp}(\Delta f) + \alpha_4 \sum^{k2} \beta_r Y_{Ur}(\Delta U_r) \rightarrow \min;$$

где  $\alpha_s$  - коэффициенты ранжирования критериев;  $B_i(P_i)$  - характеристики затрат ЭЭС на выработку электроэнергии (расходные характеристики);  $Y_R(R)$  - уравнения затрат потребителей на компенсацию ущерба от ограничения их мощности;  $Y_f(\Delta f)$  - уравнения ущерба (затрат) потребителей из-за отклонения частоты от номинальной величины;  $Y_U(\Delta U)$  - уравнения ущерба (затрат) потребителей из-за изменения напряжения.

Перепишем (39) в укрупнённом виде:

$$G = \alpha_1 B_{\Sigma} + \alpha_2 Y_{R\Sigma} + \alpha_3 Y_{f\Sigma} + \alpha_4 Y_{U\Sigma}, \quad (40)$$

считая, что сумма значений коэффициентов

$$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 = \sum \alpha_s = 1 = const . \quad (41)$$

Ранжирование коэффициентов  $\alpha_s$  осуществляет ЛПР, в зависимости от вида режимов, задавая коэффициентам различные значения, например, от 0 до 1. В табл.1 показаны возможные изменения величин  $\alpha_s$  в зависимости от вида режима и степени необходимости задействовать в данной ситуации те или иные составляющие общего критерия (40).

Если  $\alpha_1 = 1$ , мы имеем установившийся режим, при оптимизации которого учитывается только критерий (34). Необходимость степени регулировочных мероприятий, а также регулирование при изменениях частоты и напряжений, решаются ЛПР при помощи подбора величин коэффициентов  $\alpha_s$  в зависимости от ситуации и режима ЭЭС и её элементов. Имеется также возможность коррекции коэффициентов нормализации отдельных критериев нижнего уровня.

Таблица 1

№№ п/п	Вид режима ЭЭС	Возможные величины и диапазоны изменения коэффициентов $\alpha$				
		$\alpha_1$	$\alpha_2$	$\alpha_3$	$\alpha_4$	$\sum \alpha_s$
1.	Нормальный	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00
2.	Дефицитный	0,0÷1,0	0,0÷1,0	0,00	0,00	1,00
3.	Утяжелённый, предаварийный	0,0÷1,0	0,0÷1,0	0,0÷1,0	0,0÷1,0	1,00
4.	Аварийный	0,0÷1,0	0,0÷1,0	0,0÷1,0	0,0÷1,0	1,00
5.	Послеаварийный	0,00	0,00	0,0÷1,0	0,0÷1,0	1,00

Для многокритериальных задач присуще множество оптимальных решений, каждому из которых соответствуют свои коэффициенты нижнего и верхнего уровней. Множество коэффициентов  $\alpha_s$  и других, полученных заранее для оптимальных решений, являются опорными и хранятся в соответствующих базах данных для использования ЛПР.

Таким образом, для повышения эффективности и оперативности коррекции режима, ЛПР может производить коррекцию, не прибегая к громоздкому расчету, а подбирая из баз данных соответствующие значения коэффициентов  $\alpha$  составляющих целевой функции (40), а так же и коэффициенты  $\beta$ ,  $\mu$ ,  $\eta$  и др. отдельных критериев нижнего уровня.

В более полной модели МКО верхнего уровня (ЭЭС) могут быть введены критерии по: выбору состава работающего оборудования, распределению реактивной мощности, выработке тепловой энергии на ТЭЦ, долгосрочным водно-энергетическим режимам ГЭС с водохранилищами, надежности функционирования оборудования, планированию ремонтов, экологическим показателям и т.д. Их нормализацию и скаляризацию можно также осуществить путем их приведения к экономическим функциям затрат. Использование аппарата МКО позволяет учитывать факторы и критерии, имеющие значение для эффективности и экономичности режима ЭЭС в целом и её отдельных составляющих.

Вышеописанные критерии позволяют применить модель МКО к оптимальному ситуационному управлению различными видами режимов (нормальными, утяжелёнными, дефицитными, аварийными), для различных временных интервалов оптимизации (неделя, сутки, часы, минуты), режима реального времени, а также планирования, коррекции режимов отдельных элементов и подсистем ЭЭС.

В периоды некоторых видов режимов сильно возрастает значение учитываемых и не учитываемых при планировании факторов: состав работающего оборудования ОЭС, ЭЭС и потребителей, стоимости топлива, обеспеченности водой ГЭС, перетоков по сечениям ЛЭП, резервирования, уровня отклонения частоты в системе и уровней отклонений напряжений в узлах ЭЭС и т.д., а также трудно формализуемых и неформализуемых факторов: состояния оборудования, наличия запаса топлива, условий выполнения контрактов на производство и снабжение электроэнергией, обеспечения надежности и живучести ЭЭС, выполнения правил, инструкций, административных указаний и др.

Оперативная коррекция режима ЭЭС заключается в определении величин управляющих воздействий на элементы системы, наилучшим образом устраняющих возможные последствия непредусмотренных возмущений, т.е. отклонений фактических значений параметров от величины запланированных. На практике, ввиду громоздкости корректирующих расчетов связанных с ними больших затрат труда, оперативный персонал этого не производит и ведет режим энергосистемы, пользуясь опытом и интуицией, что не позволяет достоверно



судить об экономичности текущего режима; внутрисуточные изменения условий оптимизации при ведении режима, как правило, не учитываются.

В связи с этим, для повышения эффективности и оперативности коррекции режима, необходимо использовать как общую (скаляризованную) целевую функцию, так и отдельные целевые функции, характеризующие функционирование ЭЭС и ее отдельных элементов в реальных условиях. Окончательное ранжирование критериев по важности, выбор главного и свертка критериев осуществляется ЛПР в данной ситуации на основе представлений и предпочтений важности отдельных факторов для конкретных условий по имеющейся и поступающей информации. При этом можно использовать как экспресс-методы, так и диалоговые процедуры векторной оптимизации.

Попытка априорного свертывания или ранжирования критериев в данном случае малоэффективна, поэтому необходимо участие ЛПР. Моделью ЛПР для реализации методов МКО в диалоговом режиме может быть устройство управления, реализованное в виде экспертной системы [12,13,27-28].

В Приложении приводятся данные о многокритериальной оперативной оптимизации режимов ОЭС Центральной Азии, в которой реализованы аспекты вышеописанной математической модели.

**Выводы.** 1. Используемые в настоящее время скалярные методы оптимизации режимов ОЭС и её подсистем по одному критерию являются частными случаями многокритериальной (векторной) оптимизации.

2. Многокритериальный системный подход к планированию и оптимизации режимов ОЭС позволяет строить гибкие оптимизационные модели, в которых учитываются интересы как отдельных элементов ОЭС, участвующих в едином процессе (генерация-передача-распределение-потребление электроэнергии), так и общесистемные критерии. Такие модели пригодны для применения на различных территориальных, временных и функциональных уровнях энергосистем, а также при наличии несовместных ограничений.

3. При планировании и коррекции режимов необходимо участие ЛПР, который осуществляет

оперативный подбор коэффициентов ранжирования критериев в зависимости от ситуации и режима ЭЭС.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### ОПТИМИЗАЦИЯ СУТОЧНЫХ РЕЖИМОВ ОБЪЕДИНЁННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Реформирование в электроэнергетических отраслях, в том числе и в республиках Центральной Азии (ЦА), привело к появлению новых структур и задач в иерархии управления режимами энергосистем. Появились новые технические и экономические аспекты оптимального управления Объединенной энергосистемы (ОЭС) ЦА в условиях рыночной экономики, когда старые задачи, необходимо решать по-новому, с учетом конкретных интересов энергосистем, электростанций и потребителей.

Используемая модель оптимизации состоит из нескольких целевых функций, множества уравнений связи и большой совокупности технологических и режимных ограничений, которые в свою очередь делятся на почасовые и интегральные.

Глобальная целевая функция многокритериальной модели оптимизации представляется в виде 4-х минимизируемых составляющих:

суммарных за сутки затрат на покупку энергии от расчетных (участвующих в оптимизации) станций ОЭС ЦА:

$$\Phi_1 = \sum_{t=1}^{24} \sum_q C_q^t \cdot P_q^t \rightarrow \text{Min}; \quad (\text{П1})$$

где  $C_q^t$  - отпускная стоимость энергии на станции 'q' в час 't';

$P_q^t$  - значение генерации станции 'q' в час 't'  
суммарной стоимости энергии из-за отклонений от ограничений по минимальной мощности генераторов на расчетных станциях:

$$\Phi_2 = \sum_{t=1}^{24} \sum_q C_q^t \cdot K_{z, \text{мин } q}^t \rightarrow \text{Min}; \quad (\text{П2})$$

где  $K_{z, \text{мин } q}^t$  - величина отклонения  $P_{\text{Г мин}}$  на станции 'q' в час 't';

суммарной стоимости энергии из-за отклонений от ограничений по максимальной мощности генераторов на расчетных станциях:

$$\Phi_3 = \sum_{t=1}^{24} \sum_q U_q^t \cdot K_{z_{\max q}}^t \rightarrow \text{Min}; \quad (\text{ПЗ})$$

где  $K_{z_{\max q}}^t$  - величина отклонения  $P_{\text{г макс}}$  на станции 'q' в час 't';

суммарного за сутки ущерба от недоотпуска энергии потребителям за счет снижения потребления в узлах (ввода регулировочных мероприятий в узлах потребления):

$$\Phi_4 = \sum_{t=1}^{24} \sum_{n=1}^n Y_n \cdot K_{\text{номп } n}^t \rightarrow \text{Min}; \quad (\text{П4})$$

где  $Y_n$  - стоимость ущерба от недоотпуска 1-го мВт. часа в узле 'n';

$K_{\text{номп } n}^t$  - величина снижения потребления в узле 'n' в час 't'.

Критерии ( $\Phi_2, \Phi_3, \Phi_4$ ) вводятся в модель оптимизации для расширения области оптимальных решений, а также в качестве инструмента для ввода режимов ОЭС ЦА в допустимую область в случаях выявления несовместных ограничений.

Несовместность ограничений, как правило, связана с невозможностью ввода режима в заданную допустимую область при заданной совокупности независимых переменных. Допустимая область определяется заданными ограничениями, а независимыми переменными, как правило, являются мощности станций.

Определить заранее наличие несовместных ограничений на стадии подготовки данных для расчета практически невозможно: они выявляются непосредственно при проведении расчета. Поэтому решение проблем выявления несовместных ограничений и поиска путей ввода режима в допустимую область необходимо закладывать непосредственно в алгоритм оптимизации. Реализовать это можно как путем расширения регулировочного диапазона основных независимых переменных, так и путем ввода дополнительных независимых переменных. При этом вводятся критерии  $\Phi_2, \Phi_3$ , минимизирующие допустимые отклонения заданных ограничений.

Действительно, в случае несовместности ограничений можно расширить диапазон располагаемых мощностей расчетных станций как в сторону снижения минимальной границы располагаемой мощности станции ( $P_{\text{г мин}}$ ), так и в сторону увеличения максимальной границы располагаемой мощности ( $P_{\text{г макс}}$ ). Снижение  $P_{\text{г мин}}$

может быть достигнуто посредством отключения части блоков или генераторов. И, наоборот, увеличение  $P_{\text{г макс}}$  может быть обеспечено включением дополнительных блоков или генераторов, т.е. изменением состава работающего оборудования.

Кроме этого, необходимость снижения  $P_{\text{г мин}}$  на отдельной станции или на нескольких станциях, например, может быть вызвана запирающим мощностью станции по сетевому фактору или же снижением общего потребления ОЭС ниже суммы  $P_{\text{г мин}}$  всех станций. Необходимость же увеличения  $P_{\text{г макс}}$  станций может быть вызвана как общим дефицитом генерирующей мощности в ОЭС в целом или же дефицитом мощности в отдельном узле или энергорайоне из-за ограничений по линиям электропередач.

Очевидно, что процесс расширения границ располагаемой мощности на расчетных станциях должен быть регулируемым. Осуществить это можно путем предоставления лицу, принимающему решение - ЛПР (диспетчеру, экспертной системе) возможности определения для каждой расчетной станции оптимального регулировочного диапазона в сторону снижения  $P_{\text{г мин}}$  и увеличения  $P_{\text{г макс}}$ .

Это обстоятельство удобно реализовать через задание для каждой станции коэффициентов регулировочных диапазонов  $K_{P_{\text{г мин}}}$  и  $K_{P_{\text{г макс}}}$ . Дополнительный регулировочный диапазон с помощью этих коэффициентов будет определяться для каждой станции как доля соответственно от  $P_{\text{г мин}}$  и  $P_{\text{г макс}}$  станций. В частном случае, заданием  $K_{P_{\text{г мин}}}$  и  $K_{P_{\text{г макс}}}$  равными нулю можно запретить учет этих критериев, т.е. наложить запрет на расширение регулировочного диапазона на отдельных станциях.

В качестве третьего дополняющего регулируемого параметра и соответствующего критерия минимизации ( $\Phi_4$ ), используется потребление узлов. На практике, при недостатке генерирующей мощности в целом по ОЭС или в отдельном энергорайоне из-за ограничений по линиям, в качестве средства балансировки при планировании и ведении режимов ОЭС практикуется частичное отключение нагрузки в узлах - ввод регулировочных мероприятий. Такой подход реализован в модели оптимизации в виде задания по узлам регулировочного диапазона в сторону снижения потребления. Размер регулировочного диапазона, также как и в случае с ограничениями станций,

определяется ЛПР через долевого коэффициент  $K_{р\ потр}$  и потребление узла.

Вышеуказанные три дополняющих критерия расширения допустимой области оптимизации должны использоваться в случаях необходимости, а при сбалансированности режима и отсутствии несовместных ограничений и их величины могут быть минимальными или равными нулю.

Сложности нормализации и скаляризации критериев, характерные для многокритериальной (векторной) оптимизации, преодолеваются приведением их к единой экономической размерности (стоимости) и путём придания им одинаковой важности (одинакового ранга); окончательное ранжирование критериев осуществляет ЛПР.

**Уравнения связи.** Уравнения связи представляют собой зависимости между входными и выходными параметрами элементов энергосистемы, такие как расходные характеристики ТЭС ( $B_q=f_q(P_q)$ ), ГЭС ( $Q_q=(\psi_q)$ ), пусковые характеристики ТЭС ( $B_{пq}=\varphi_q(\tau_q)$ ), потери электроэнергии в передающих и преобразующих элементах сети, коэффициенты трансформации, регулировочные характеристики узлов нагрузки и др.

**Почасовые ограничения.** В состав учитываемых при оптимизации ограничений для каждого часа расчетных суток входят:

*ограничения по располагаемой мощности расчетных станций:*

$$P_{минq} \leq P_q \leq P_{максq}; \quad (П5)$$

*ограничения по приращению  $P_{максq}$ :*

$$0 \leq K_{г\ макс\ q} \leq K_{р\ г\ макс\ q} \cdot P_{максq}; \quad (П6)$$

где  $K_{г\ макс\ q}$  - приращение  $P_{макс}$  на станции 'q';

$K_{р\ г\ макс\ q}$  - долевого коэффициент расчета дополнительного регулировочного диапазона  $P_{макс}$  на станции 'q';

*ограничения по приращению  $P_{минq}$ :*

$$0 \leq K_{г\ мин\ q} \leq K_{р\ г\ мин\ q} \cdot P_{минq}; \quad (П7)$$

где  $K_{г\ мин\ q}$  - приращение  $P_{мин}$  на станции 'q';

$K_{р\ г\ мин\ q}$  - долевого коэффициент расчета дополнительного регулировочного диапазона  $P_{мин}$  на станции 'q';

*ограничения по размеру регулировочных мероприятий в узле:*

$$0 \leq K_{потр\ n} \leq K_{р\ потр\ n} \cdot P_{потр\ n}; \quad (П8)$$

где  $K_{потр\ n}$  - величина регулировочного мероприятия в узле 'n';

$K_{р\ потр\ n}$  - долевого коэффициент расчета регулировочного диапазона потребления в узле 'n';

$P_{потр\ n}$  - заданное потребление в узле 'n'.

*ограничения по перетокам активной мощности контролируемых линий электропередач:*

$$P_{ij\ мин} \leq \sum_q C_{ij}^q \cdot (P_q + K_{г\ макс\ q} - K_{г\ мин\ q}) + \sum_n C_{ij}^n \cdot K_{потр\ n} \leq P_{ij\ макс} \quad (П9)$$

где  $C_{ij}^q$  - коэффициенты распределения мощностей станций 'q' по линии 'i-j' (i,j-номера узлов, определяющих линию в расчетной схеме);

*ограничения по перетокам активной мощности контролируемых сечений:*

$$P_{сеч\ n\ мин} \leq \sum_m \sum_q C_{ij}^q \cdot (P_q + K_{г\ макс\ q} - K_{г\ мин\ q}) + \sum_n C_{ij}^n \cdot K_{потр\ n} \leq P_{сеч\ n\ макс}; \quad (10)$$

где m - совокупность линий 'i-j', входящих в сечение линий 'n';

*ограничения по балансу активной мощности ОЭС:*

$$\sum_q (P_q + K_{г\ макс\ q} - K_{г\ мин\ q}) = \sum_k P_{фикс\ k} - \sum_n K_{потр\ n}; \quad (П11)$$

где  $P_{фикс\ k}$  - сумма заданных значений потребления, нагрузок нерасчетных станций, внешнего перетока и фиксированных нагрузок расчетных станций в узле 'k' расчетной схемы;

$K_{потр\ n}$  - величина снижения потребления в узле 'n'.

**Интегральные ограничения.** В их состав входят:

*ограничения по сальдоперетоку активной мощности энергосистемы 's' за сутки:*

$$C_{s\ зад} - C_s \leq (C_{s\ зад} \cdot K_c) / 100; \quad (П12)$$

где  $C_{s\ зад}$  - заданное значение сальдоперетока энергосистемы 's' за сутки;

$K_c$  - общий для всех ЭС коэффициент точности учета ограничения по сальдоперетоку (в % от  $C_{s\ зад}$ );  
расчетное значение сальдоперетока энергосистемы 's':

$$C_s = \sum_{t=1}^{24} (P_{фикс\ s}^t - \sum_q (P_q^t + K_{г\ макс\ q}^t - K_{г\ мин\ q}^t) - \sum_n K_{потр\ n}^t); \quad (П13)$$

$P_{фикс\ s}^t$  - сумма заданных в час 't' значений потребления, нагрузок нерасчетных станций, внешнего перетока и фиксированных нагрузок расчетных станций энергосистемы 's';

$$\sum_{q_s} (P_q^t + K_{\varepsilon_{\max q}}^t - K_{\varepsilon_{\min q}}^t) - \text{суммарная в час } 't'$$

нагрузка расчетных станций ЭС;

$$\sum_{n_s} K_{\text{погр } n}^t - \text{величина снижения в час } 't'$$

потребления в узлах 'n', принадлежащих энергосистеме 's'.

ограничения по суммарному за сутки расходу энергоресурсов на расчетной станции 'q':

$$Q_{\text{зад } q} - Q_q \leq (Q_{\text{зад } q} \cdot K_q) / 100; \quad (\text{П14})$$

где  $Q_{\text{зад } q}$  - заданное на сутки значение расхода энергоносителя на расчетной станции 'q';

$K_q$  - общий для всех расчетных станций коэффициент точности учета ограничения по расходу энергоносителя (в % от  $Q_{\text{зад } q}$ );

$$Q_s = \sum_{t=1}^{24} (P_q^t + K_{\varepsilon_{\max q}}^t - K_{\varepsilon_{\min q}}^t) \cdot R_q; \quad (\text{П15})$$

$R_q$  - удельный расход энергоносителя на станции 'q';

ограничения по суммарной за сутки выработке энергии на расчетной станции 'q':

$$W_{\text{зад } q} - W_q \leq (W_{\text{зад } q} \cdot K_w) / 100; \quad (\text{П16})$$

где  $W_{\text{зад } q}$  - заданное на сутки значение выработки энергии на расчетной станции 'q';

$K_w$  - общий для всех расчетных станций коэффициент точности учета ограничения по выработке энергии (в % от  $W_{\text{зад } q}$ );

$$W_q = \sum_{t=1}^{24} (P_q^t + K_{\varepsilon_{\max q}}^t - K_{\varepsilon_{\min q}}^t) \cdot R_q. \quad (\text{П17})$$

**Программная реализация.** Описанная математическая модель реализована в программе с помощью языка моделирования GAMS (General Algebraic Modeling System – Общая Система Алгебраического Моделирования (ОСАМ)) и используется для оптимизации суточных режимов ОЭС ЦА.

Язык GAMS обладает удобными возможностями, сопоставимыми с некоторыми свойствами экспертных систем.

Программа находится в течение достаточно длительного времени в промышленной эксплуатации и обеспечивает решение задач оперативной оптимизации режимов ОЭС ЦА:

- минимизацию суммарных затрат по ОЭС ЦА на покупку энергии от ее производителей (основных

ТЭС и ГЭС ОЭС ЦА) и ущерба от недоотпуска энергии за расчетный период (сутки);

- функционирование в рыночных условиях;
- почасовую оптимизацию электроэнергетических режимов ОЭС ЦА в расчетном периоде;
- учет режимных и технологических ограничений;
- высокую надежность получения конечного результата.

Многокритериальная модель оптимизации режимов ОЭС ЦА и программа, реализованная на её основе, позволяет эффективно решать задачи оперативной оптимизации, в том числе при наличии несовместных ограничений. Введение дополнительных, независимых критериев оптимизации оперативного планирования ОЭС ЦА расширяет область решений и позволяет вводить её режим в оптимальную область путем расширения диапазонов режимных и технологических ограничений.

## Литература

1. Фазылов Х.Ф., Насиров Т.Х. Установившиеся режимы электроэнергетических систем и их оптимизация. Ташкент. Молия, 1999.
2. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Сытдыков Р.А. Оптимизация утяжелённых режимов энергосистем / В сб. трудов «Совершенствование расчетов режимов энергетических систем и их оборудования». Т.: ТашПИ, 1990. С.29-33.
4. Насиров Т.Х., Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Математическое моделирование распределения активной мощности в энергосистемах / В сб. трудов ТашГТУ «Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук», вып. 2. – Т., 2001. С.32-39.
5. Сытдыков Р.А. Разработка многокритериальных моделей управления режимами электростанций и энергосистем / В сб. трудов междунар. конф. «От идеи до внедрения в условиях рыночной экономики», 22-26 апреля 1996 г., Ташкент. С.23-25.
6. Секретарев Ю. А. Ситуационное оперативное управление электрическими станциями в

- нормальных режимах. Автореферат дисс. докт. тех. наук. Новосибирск, 1999.
7. Аракелян Э.К. Пикина Г.А. Оптимизация и оптимальное управление. М.: Изд-во МЭИ, 2003.
  8. Сытдыков Р.А. О свертывании критериев многокритериального управления задач управления сложными системами / В сб. трудов ТашГТУ «Электр юритма ва саноат курилмаларини автоматлаштириш», -Т., 1994. С. 54-57.
  9. Подиновский В.В., Ногин В.Д. Парето-оптимальные решения многокритериальных задач. М.: Наука, 1982. - 254 с.
  10. Емельянов С.В., Ларичев О.И. Многокритериальные методы принятия решений, М.: Знание, 1985.
  11. Беляков В. В., Бушуева М. Е., Сагунов В. И. Многокритериальная оптимизация. -Нижний Новгород, 2001.
  12. Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Применение экспертных систем при диспетчерском управлении электроэнергетическими системами / В сб. «Олий мактабнинг илмий-техникавий ютуқлари». -Т.: ТашГТУ. 1996. С. 43-46.
  13. Насыров Т.Х., Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Разработка экспертной системы для управления режимами электроэнергетических систем // Проблемы информатики и энергетики. Т., 2002. №3. С.21-26.
  14. Сытдыков Р.А. О свертывании критериев многокритериального управления задач управления сложными системами / В сб. трудов ТашГТУ «Электр юритма ва саноат курилмаларини автоматлаштириш», -Т., 1994. С. 54-57.
  15. Сытдыков Р.А. О многокритериальности целевой функции модели оптимизации режимов ЭЭС // Проблемы энерго – и ресурсосбережения. -Т., 2006. №3. С. 54-61.
  16. Оптимизация режимов энергетических систем./ под ред. Синькова В.М. –Киев: Вища школа, 1976. 308 с.
  17. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. –М.:Высшая школа, 1983. 208 с.
  18. Холмский В.Г. Расчет оптимизации режимов электрических сетей. Специальные вопросы. –М.:Высшая школа. 1975.
  19. Сытдыков Р.А., Вахабов А.В. Регулирование графиков нагрузки и расход топлива в энергосистемах./ В кн.: Материалы Респ.научн.-технической конфер. Т1, -Ташкент:ТашПИ 1976.
  20. Сытдыков Р.А. Анализ режима мощной КЭС при неравномерном графике нагрузки / В кн.: Материалы Респ.научно-технической конференции.Т2, -Ташкент: ТашПИ. 1976.
  21. Сытдыков Р.А. Об экономической эффективности выравнивания графиков нагрузки энергосистем. /В кн.:Актуальные проблемы повышения качества продукции, производительности труда и эффективности производства, -Ташкент: Фан, 1976.
  22. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/ под ред. Руденко Ю.Н., Семёнова В.А. -М.:МЭИ, 2000. -647 с.
  23. Сытдыков Р.А. Энергосберегающая модель многоцелевого управления энергосистемы с потребителями-регуляторами / В сб. научн. тр. ТашПИ «Ресурсосбережение – важнейший элемент повышения эффективности энергетического комплекса». Ташкент, 1986. С.47-51.
  24. Сытдыков Р.А., Коротков Б.Н. Разработка многокритериальных моделей управления режимами электростанций и энергосистем //В сб. трудов конференции «От идеи до внедрения в условиях рыночной экономики» 22-26 апреля 1996. Ташкент.
  25. Насиров Т.Х., Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Математическое моделирование распределения активной мощности в энергосистемах //В сб. тр. ТашГТУ «Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук». Вып.2 , - Ташкент. 2001.
  26. Сытдыков Р.А., Мандалака М.Д., Радионова О.В. Многокритериальная оптимизация оперативного режима Объединенной энергосистемы Центральной Азии // в сб. тр. ТашГТУ «Современное состояние и перспективы развития энергетики». –Т.: ТашГТУ. 2006. С.38-40.
  27. Насиров Т.Х., Сытдыков Р.А., Удовиченко В.Б. Из опыта разработки экспертной системы для

управления режимами электроэнергетических систем //В сб. трудов ТашГТУ «Актуальные вопросы в области технических и фундаментальных наук». Вып.2 , -Ташкент. 2001.

кафедра «Электрические станции, системы и сети»,  
а/я (box) 6134, Ташкент -21, 100021, Республика Узбекистан.

**АДРЕС АВТОРА**

tstu\_energy@mail.ru  
tstu\_energy@rambler.ru

Рашид Сытдыков, Ташкентский  
государственный технический университет,