

На правах рукописи



Черных Фёдор Юрьевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В
УСЛОВИЯХ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ**

Специальность 05.14.02
«Электрические станции и электроэнергетические системы»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2011

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина» и кафедре «Общая электротехника» ФГАОУ ВПО «Российский государственный профессионально-педагогический университет»

Научный руководитель:	доктор технических наук, профессор Обоскалов Владислав Петрович
Научный консультант:	доктор технических наук, профессор Смолин Георгий Константинович
Официальные оппоненты:	доктор технических наук Паламарчук Сергей Иванович (г. Иркутск) кандидат технических наук Летун Владимир Михайлович (г. Екатеринбург)
Ведущая организация:	Филиал "НИИПТ" "Системы управления энергией" (г. Екатеринбург)

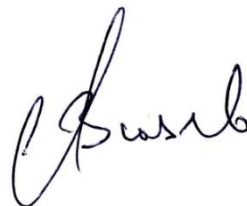
Защита состоится: «12» октября 2011г в 14 часов 15 минут на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 при ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина» по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. Э-406.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять на имя ученого секретаря диссертационного совета Д 212.285.03 по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, УрФУ. Факс (343)359-21-52; e-mail: chfedor@mail.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УрФУ

Автореферат разослан « » сентября 2011 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.285.03,
доктор технических наук



А.М. Зюзев

1. Общая характеристика работы

Актуальность темы исследования. Проблема развития электроэнергетики в последние годы стала одной из ключевых. В настоящее время перед электроэнергетической отраслью поставлены такие стратегические задачи, как надежное обеспечение населения и промышленности электроэнергией, сохранение целостности и наращивание потенциала Единой энергетической системы России (ЕЭС), повышение эффективности её функционирования и устойчивого развития на базе новых современных технологий. Одним из направлений обеспечения развития ЕЭС является повышение эффективности работы генерирующей компании (ГК) в условиях рынка электроэнергии и мощности. Новые условия определяют необходимость и актуальность разработки соответствующего инструментария, обеспечивающего устойчивую и эффективную работу генерирующей компании в составе Единой энергетической системы России.

Степень разработанности проблемы. Изучение результатов исследований по тематике диссертации показывает, что в работах зарубежных и отечественных ученых уделяется большое внимание процессам, связанным как с реструктуризацией, так и планированием режимов работы предприятий электроэнергетической отрасли. Среди современных работ по рассматриваемой в диссертации проблеме необходимо отметить труды Б.И. Аюева, П.И. Бартоломея, Н.И. Воропая, А.З. Гамма, И.И. Голуб, Л.Д. Гительмана, П.М. Ерохина, В.М.Летуна, Л.Б. Меламеда, В.Г. Неймина, В.П. Обоскалова, С.И. Паламарчука, Б.Е. Ратникова, В.С. Самсонова, А. Старостюка, А.А. Туkenова, Л.В. Ширяевой, Н.Г.Шубина, R. Allan, A.J. Arroyo, J.W. Bialek, R.E. Bohn, M.C. Caramanis, F.D. Conejo, A.L. Galiana, R. J. Green, H. Rudnick, F.C. Scheppe, S. Stoft, R.D Tabors, F.F. Wu и др.

В настоящее время опубликован значительный ряд работ, посвященных практическим аспектам реформирования энергетики. В центре внимания большинства исследователей находятся вопросы совершенствования методик и принципов планирования режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС), формирования цен на электроэнергию, а также поиска способа их снижения, выявления и оценки социальных и экономических последствий изменения стоимости электроэнергии. Между тем, недостаточно внимания уделяется проблемам участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) при формировании и выборе стратегий, связанных с планированием режима работы ГК в новых рыночных условиях. Существующие технологии формирования режимов работы электростанций зачастую не позволяют ГК построить адекватную их коммерческим интересам рыночную стратегию. В силу ряда особенностей не может быть в полном виде применен и опыт зарубежных энергокомпаний. Российскому участнику ОРЭМ требуется свой инструментарий с учетом особенностей российского рынка.

Целью диссертационной работы является разработка теоретических положений и практических рекомендаций по формированию рыночных стратегий генерирующими компаниями ОРЭМ. В работе критически переосмысливаются подходы к планированию состояния и режимов работы генерирующего оборудования (ГО) на ОРЭМ и даются рекомендации по совершенствованию данного процесса. Показывается, что повышение эффективности работы ГО может быть достигнуто при формировании грамотной стратегии поведения ГК на ОРЭМ. Для

достижения поставленных целей объективной необходимостью является решение ряда взаимосвязанных задач, а именно:

1. Анализ специфики планирования режимов работы ЭЭС в современных условиях.
2. Анализ существующих механизмов ОРЭМ, в том числе механизма ценообразования и разработка рекомендаций по его совершенствованию.
3. Развитие механизмов планирования состояния и режима работы ГО электростанции в задачах краткосрочного планирования (КП).
4. Формирование рыночных стратегий ГК на рынке «на сутки вперед» (РСВ).
5. Разработка оптимальных ценовых заявок (ЦЗ) на ОРЭМ при КП.
6. Стратегии ГК в задаче выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО). Разработка упрощенных алгоритмов формирования оптимального плана состояний ГО с целью определения оптимальной ЦЗ ГК в задаче ВСВГО.

Объектом исследования является оптовый рынок электроэнергетики и мощности и генерирующая компания.

Предмет исследования – стратегии поведения ГК при краткосрочном планировании режимов работы ЭЭС и отношения, возникающие между участниками ОРЭМ.

Методы исследований. Используются такие общие методы научного исследования как наблюдение, формализация, абстрагирование, сравнение, моделирование, а также методы математического и экономического анализа.

Научная новизна и результаты, выносимые на защиту:

1. Дана сопоставительная оценка механизмов маржинального и средневзвешенного ценообразования на ОРЭМ. Показано, что существующая система маржинальных узловых цен часто не отвечает интересам, как потребителей, так и производителей электроэнергии. Обоснована целесообразность полного или частичного перехода к средневзвешенному ценообразованию, как способу саморегулирования ОРЭМ.
2. Показано, что при формировании ЦЗ участниками ОРЭМ необходимо руководствоваться не столько относительными приростами стоимости, сколько удельными затратами на производство электроэнергии.
3. Разработан алгоритм формирования оптимальной ЦЗ участника ОРЭМ для технологий КП режима работы ЭЭС, в том числе в условиях вероятностно определенного прогноза цены электроэнергии на ОРЭМ.
4. Показано, что монотонно возрастающий характер ЦЗ является дискриминационным для генерирующей компании и подлежит изменению на произвольный вид ЦЗ.
5. Разработан алгоритм формирования результирующей ценовой характеристики ЭЭС на основе произвольных трехступенчатых ЦЗ производителей электроэнергии.
6. Отмечена необходимость изменения существующей технологии ВСВГО при учете функциональных особенностей энергооборудования электростанций.
7. Предложены и рекомендуются к использованию разработанные алгоритмы упрощенной процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования на ОРЭМ.
8. Разработано математическое обеспечение для оптимизации электроэнергетических режимов (ЭЭР) работы ЭЭС и проведения процедуры ВСВГО, а также формирования оптимальной ЦЗ участника ОРЭМ при вероятностной прогнозной цене.

Теоретическая и практическая значимость диссертационной работы заключается в разработке и совершенствовании стратегий ГК в рыночных условиях

в задачах КП. Предложен механизм формирования оптимальной для ГК ЦЗ на РСВ и ВСВГО. Разработаны экспресс-методы выбора состава включенного генерирующего оборудования в рамках недельного, суточного и оперативного планирований режимов работы ЭЭС.

Достоверность результатов работы. Обоснованность и достоверность научных положений, теоретических выводов, результатов и рекомендаций подтверждается расчетными экспериментами.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. В соответствии с формулой специальности 05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы» представленная диссертационная работа является исследованием по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем. Диссертация соответствует п. 6, п. 7 и п. 13 паспорта специальности.

Апробация работы. Основные положения и результаты исследования докладывались и обсуждались на VIII региональной научно-практической конференции «Энергосберегающая техника и технологии», Екатеринбург, 2005, VI научно-практической конференции «Проблемы и достижения в промышленной энергетике» с международным участием в рамках выставки «Энергетика и электротехника. Светотехника» Екатеринбург, 2006, Всероссийской научно-практической конференции «Технология управления режимами энергосистем XXI века», Новосибирск, 2006, III международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование», Екатеринбург, 2008, и Всероссийской молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 2010.

Публикации. Результаты научных исследований нашли отражение в 14 публикациях, в том числе, в 2 статьях в изданиях, рекомендуемых ВАК для опубликования результатов диссертационной работы.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы и приложений. Объем работы составляет 239 страниц основного текста, включает 85 рисунков, 28 таблиц, 2 приложения; список использованной литературы состоит из 205 наименований.

Автор выражает искреннюю благодарность персоналу Филиала ОАО «СО ЭЭС» ОДУ Урала за постоянное внимание и творческую поддержку в ходе выполнения работы.

2. Основное содержание работы

Во введении изложена общая характеристика диссертационной работы: показана её актуальность, сформулирована цель работы, отражена научная новизна, теоретическая и практическая ценность, описана структура работы.

В первой главе представлен аналитический обзор существующей структуры и среды функционирования электроэнергетической отрасли. Описана специфика российского ОРЭМ. Подчеркнута важная роль Системного оператора (СО), выступающего в качестве субъекта по обеспечению надежного и бесперебойного функционирования ЭЭС России, а также в качестве арбитра при разрешении противоречий участников рынка.

Условно рыночные механизмы могут быть разделены на плановые и фактические. Особую значимость на всех участках технологических и коммерческих

отношений приобретает надежность и качество информации. На рисунке 1 приведена схема некоторых информационных потоков при КП, в которых задействованы инфраструктурные организации, при выполнении свойственных им задач.



Рисунок 1 – Схема информационных потоков

Решение задач КП в электроэнергетике в новых рыночных условиях базируется на ЦЗ участников ОРЭМ, при этом ЦЗ выступает как основной инструмент рыночных отношений, являющийся, с одной стороны, основой для процедур КП в рамках ЭЭС и отражением рыночной стратегии (формирование графиков загрузки и состава включенного генерирующего оборудования) ГК, с другой стороны.

Изменяется критерий эффективности ЭЭС с максимальной экономичности режима работы ЭЭС России в целом в условиях регулируемой энергетики на максимум функции благосостояния в рыночных условиях. Ценовое равновесие реализуется с помощью аукциона. Основой для такого аукциона служат ЦЗ участников ОРЭМ. К ЦЗ производителей электроэнергии предъявляется ряд требований: строго возрастающий вид, максимальное число ступеней – три. Однако такой вид ЦЗ зачастую не позволяет отразить специфику реальных затратных характеристик участника ОРЭМ, что, в конечном счете, приводит к формированию неадекватных для производителей ЭЭС.

От подаваемых ЦЗ напрямую зависят не только режим работы ЭЭС, но и результаты хозяйственной деятельности ГК. До настоящего времени вопросам формирования ЦЗ уделялось мало внимания. Отсюда можно говорить о большой значимости и актуальности данной проблемы. Процесс формирования оптимальной ЦЗ – сложная и многокритериальная задача, требующая детального изучения.

Во второй главе приведено описание и анализ места в существующих рыночных условиях одной из важнейших в электроэнергетике задач – задачи оптимального распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами ЭЭС.

Переход к рыночным условиям изменяет критерий оптимальности режима работы ЭЭС на максимум функции общего благосостояния производителей ($f_g(P_g)$) и потребителей ($f_l(P_l)$) электроэнергии:

$$\max F = (\sum_{l \in L} f_l(P_l) - \sum_{g \in G} f_g(P_g)).$$

Область допустимых значений определяется с учетом технологических и сетевых ограничений.

Выбор методов математического программирования для решения оптимизационных задач определяется видом зависимостей в математической модели, характером искомых переменных, категорией исходных данных. Реально, как целевая функция (ЦФ), так и сетевые ограничения являются нелинейными функциями искомых переменных. Поэтому в работе акцент сделан на более общую нелинейную постановку задачи оптимизации.

По своему классу задачи оптимизации в энергетике могут быть подразделены на глобальные, решаемые на уровне СО, и локальные, решаемые на уровне ГК.

Бурное развитие информационных технологий, привело к появлению большого числа программ, предназначенных для решения широкого спектра оптимизационных задач, в том числе и в сфере рыночных отношений. Одной из задач диссертационной работы была программная реализация разработанных или модернизированных алгоритмов решения рассматриваемых задач электроэнергетики. При этом основной акцент был сделан на апробировании математических методов и процедур. Поэтому проверочные расчеты выполнялись с использованием существующих программных комплексов (ПК). В качестве базового комплекса был выбран MS Excel с пакетом Solver в связи с большими графическими, аналитическими и интеграционными возможностями с другими программными средствами.

Определение узловых цен является важнейшей задачей, решение которой обеспечивает, с одной стороны, покрытие затрат на выработку и транспортировку электроэнергии в системе и рыночное равновесие, с другой.

В основе ценообразования на ОРЭМ лежат методы нелинейного программирования. Множители Лагранжа (МЛ), соответствующие ограничениям по балансу мощности в узлах, с экономической точки зрения интерпретируются как цены или ценовые сигналы. Для каждого интервала планирования узловые цены C_i и C_j будут отличаться друг от друга в общем случае на величину, обусловленную необходимостью компенсации потерь активной мощности в линии ij (рисунок 2), либо компенсацией стоимости ограничения перетока активной мощности по данному сечению: $P_{vt}^{min} \leq P_{vt} \leq P_{vt}^{max}$.

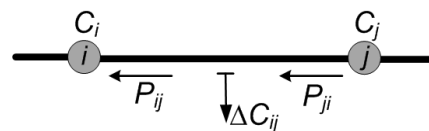


Рисунок 2 – Узловые цены

Как правило, существенная неоднородность узловых цен возникает при выходе перетока активной мощности по сечению на предел, что может быть обусловлено проведением сетевых ремонтов или слабыми электрическими связями. При этом обобщенная функция Лагранжа при минимизации платежей потребителей (стоимости потребленной электроэнергии) будет иметь вид:

$$L = C_g^T P_g + \lambda_g^{max T} [P_g^{max} - P_g] + \lambda_g^{min T} [P_g - P_g^{min}] + \lambda_{\sigma}^T [P_g - P_C - P_{ij}] + \mu_U^T [U - U_B], \quad (1)$$

где $P_g, P_C, P_{ij}, C_g, U, \lambda_{\sigma}, \lambda_g^{min}, \lambda_g^{max}, \mu_U$ – векторы соответственно мощностей генерации, нагрузки, перетоков активной мощности, узловых цен, напряжений, МЛ по контролируемым параметрам ЭЭР. Необходимые условия экстремума функции (1) и определение искомых переменных находятся приравниванием нулю частных производных по переменным $P_g, P_{ij}, \lambda_{\sigma}, \lambda_g^{min}, \lambda_g^{max}, \mu_U$ (условие Каруша-Куна-Таккера).

Для решения оптимизационных задач рынка электроэнергии автором разработано специализированное ПО (ПК «ROV»), с использованием ПО MS Excel.

Решением уравнения (1) для ЭЭС, представленной на рисунке 3, в среде MS Excel является оптимальный ЭЭР, параметры которого приведены в таблице 1 и на рисунке 3.

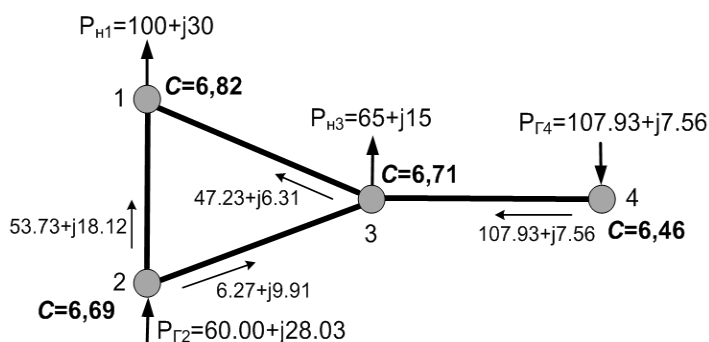


Рисунок 3 – Схема ЭЭС и результаты расчета

Таблица 1 – Результаты расчета

Узел	V, кВ	P _{пот} , МВтч	Q _{пот} , МВАрч	P _{ген} , МВтч	Q _{ген} , МВАрч	C, у.е.МВтч	b	e
							у.е./МВтч	
1	213,2	100	30	-	-	6,82	-	-
2	216,6	-	-	60,00	28,03	6,69	7,27	6,98
3	215,5	65	15	-	-	6,71	-	-
4	220	-	-	107,93	7,56	6,46	6,49	6,46

Как видно из таблицы 1, уровень цен в ЭЭС определяется относительным приростом (ОП) стоимости электроэнергии генератора 4, работающего в регулируемом диапазоне.

Несмотря на большое распространение подходов использования МЛ в качестве узловых цен, данный метод обладает рядом недостатков: трудно работает с бинарными переменными; в узловых ценах не учитывается постоянная составляющая затрат на выработку электроэнергии; не очевидна логика и технология получения узловых цен при наличии активных ограничений.

Альтернативным методом формирования узловых цен является разработанный в институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева метод «узлового финансового баланса» (УФБ). В основе метода лежит идея соблюдения УФБ в каждом узле и в каждой связи ЭЭС:

$$\sum_{l \in L_i} P_l C_i + \sum_{m \in M_i} P_{im}^+ C_i - \sum_{g \in G_i} B_g (P_g) - \sum_{m \in M_i} P_{im}^- C_m \left(1 + \frac{\Delta P_{im}}{P_{im}^-} \right) = 0, \quad (2)$$

$$C_j P_{ji}^{(i)} = C_i P_{ji}^{(j)}, \quad (3)$$

где P_{im}^- (P_{im}^+) – поток мощности, втекающий в узел i (вытекающий из узла i); C_i – узловая цена в узле i .

Данная модель делает механизм ценообразования более прозрачным для участников ОРЭМ и обеспечивает покрытие затрат производителей электроэнергии на всем диапазоне нагрузок, однако требует дополнительного анализа возможности применения в реальном ОРЭМ. Положительной особенностью данного метода является то, что определение узловых цен осуществляется по данным уже рассчитанного ЭЭС.

В методе «узлового финансового баланса» не всегда обеспечивается принцип, согласно которому поток мощности течёт из узла с меньшей маржинальной ценой в узел с большей маржинальной ценой. Это связано с тем, что в отношении узловой цены электроэнергии в методе УФБ применяется понятие средней цены, которая определяется путем деления общего объема выручки за проданный товар на количество единиц проданного товара.

Проведенный автором анализ позволяет сделать вывод, что применение при ценообразовании модели «узлового финансового баланса» позволит снизить узловые цены и, как следствие, суммарные затраты потребителей электроэнергии, а также дать корректные ценовые сигналы как производителям, так и потребителям электроэнергии.

При проведении оптимизационных расчетов режимов ЭЭС в настоящее время используется специализированное ПО, обладающее высокой производительностью, но низкой адаптационной способностью к изменяющимся рыночным требованиям. Разработанный автором ПК «ROV» при обеспечении необходимой точности расчёта обладает высокой адаптационной способностью к выбору модели ценообразования.

В третьей главе рассматриваются проблемы формирования стратегий ГК в условиях ОРЭМ. Показано, что переход к рыночным отношениям в электроэнергетике привел к необходимости переоценки подходов к планированию режимов работы электростанций. Исходной информацией для процессов КП являются ЦЗ участников ОРЭМ, в связи с чем, стратегии и механизмы формирования ЦЗ становятся наиболее значимыми для ГК в рыночных условиях. Прибыль ГК зависит от выбранной стратегии, которая должна базироваться на законах стоимости и максимальной прибыли.

Стратегия ГК проявляется через ЦЗ. При формировании генерирующей компанией ЦЗ основными технико-экономическими характеристиками работы электростанции являются характеристики удельных затрат (ХУЗ) и относительных приростов затрат (ХОП) на производство электроэнергии. Вне зависимости от этапа КП, основной стратегией ГК при формировании ЦЗ и внутристанционном распределении нагрузки между турбогенераторами (ТГ) является критерий максимума прибыли $\Pi = CP_{cm} - B_{cm}(P_{cm}(C)) \rightarrow \max$.

Механизм формирования оптимальной ЦЗ зависит от степени влияния ЦЗ на величину узловой цены электроэнергии. При этом можно выделить три вида такого влияния. Ценовая заявка: не влияет; влияет; является ценозамыкающей.

В качестве базовой исходной информации при формировании ЦЗ используется прогноз узловых цен на электроэнергию и характеристика суммарных затрат на производство электроэнергии, где превалирует топливная составляющая. Характеристика затрат достаточно точно аппроксимируется полиномом второй степени: $B(P) = \alpha P^2 + \beta P + \gamma$.

Минимальный удельный расход топлива, которому соответствует максимальный КПД установки, достигается в точке пересечения (рисунок 4) ХОП расхода топлива ($\varepsilon(P)$) и ХУЗ электростанции ($b(P)$). Точка пересечения характеризуется мощностью $P_{эк} = \sqrt{\gamma/\alpha}$ и относительным приростом $\varepsilon(P_{эк}) = 2\sqrt{\alpha\gamma} + \beta$.

Оптимальное распределение нагрузки между электростанциями осуществляется по принципу равенства ОП, однако, несмотря на это, формирование ЦЗ генерирующей компанией требуется осуществлять с учетом ХУЗ, что позволит участнику ОРЭМ полностью компенсировать затраты на выработку электроэнергии и получить необходимую прибыль. В условиях неэластичного спроса ЦФ благосостояния имеет вид

$$f = \sum_{g \in G} C_g P_g(C_g) \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $P_g(C_g)$ – ЦЗ или функциональная зависимость, описывающая изменение объема генерации в зависимости от узловой цены, которая может иметь ступенчатый вид, или же быть представлена иной математической зависимостью.

Анализируя технико-экономические показатели работы генерирующего оборудования, можно сделать вывод о существовании двух подходов к формирова-

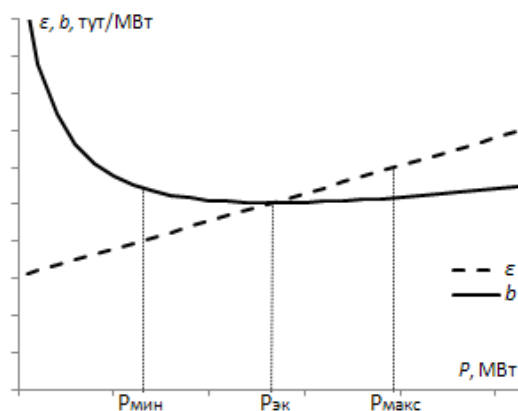


Рисунок 4 – Характеристики ТГ

нию ЦЗ: на основании ХОП и на базе ХУЗ. ХОП более значима при больших, а ХУЗ – при малых нагрузках. Для обобщенной нагрузки назначаемая в ЦЗ цена должна быть больше как ОП, так и УЗ. В такой постановке функция общего благосостояния преобразуется к виду

$$f = \min \sum_{g \in G} \varepsilon(P_g) P_g [\max(\gamma_g - \alpha_g P_g^2; 0)] \rightarrow \min. \quad (5)$$

Условия превышения цены электроэнергии над УЗ и ОП участника ОРЭМ ($C > \varepsilon(P); C > b(P)$) могут быть учтены в системе уравнений и неравенств, образующих область допустимых значений в задаче КП на уровне СО. В этом случае ЦЗ электростанции должна представлять функциональную характеристику затрат на производство электроэнергии, например, три параметра квадратичной функции. При трех- или многоступенчатых ЦЗ на этапе формирования ЦЗ участник ОРЭМ должен сам позаботиться о соблюдении отмеченного принципа.

В силу комбинаторного характера ЦЗ независимо от выбранной стратегии, у ГК должна быть возможность формирования не только возрастающей, но и убывающей ЦЗ. Использование при формировании ценовой заявки ХУЗ позволит добиться полной компенсации издержек ГК, а, следовательно, оптимального функционирования отрасли в целом. В связи с новым подходом предлагается учитывать комбинаторный характер ЦЗ в виде дополнительного ограничения на величину узловой цены в генераторных узлах. Таким образом, задача оптимального распределения нагрузки и определения узловых цен будет решаться в постановке (4) при дополнительных ограничениях $C_g \geq b_g$ и $C_g \geq \varepsilon_g$, где C_g – узловая цена генераторного узла; b_g – УЗ на производство электроэнергии генератором g .

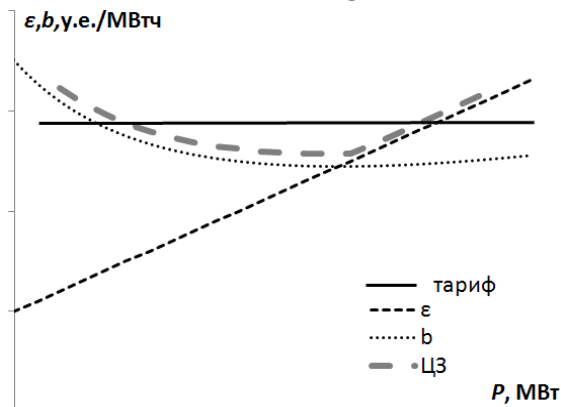


Рисунок 5 – Характеристики УЗ и ОП

Изменение целевой функции ОРЭМ и механизмов ценообразования в сочетании с государственным контролем над отраслью в части экономической обоснованности ЦЗ ГК позволит снизить экономическое давление на потребителей электроэнергии.

При переходе к рыночным отношениям можно говорить о том, что, согласно интересам генерирующей компании, заявляемая ЦЗ должна быть не меньше УЗ на производство электроэнергии $b(P) = B(P)/P$ и ОП $\varepsilon(P) = B'(P)$, то есть $c(P) > \max\{\varepsilon(P), b(P)\}$ (рисунок 5). Отсюда, монотонно возрастающий вид ЦЗ является дискриминационным по отношению к участнику ОРЭМ, а в ряде случаев приводит к прямым финансовым убыткам предприятия.

Предлагается изменить требование к виду ЦЗ генерирующей компании с монотонно возрастающего на произвольный. Это изменение в сочетании с государственным контролем в сфере ценообразования позволит генерирующим компаниям в зоне низких нагрузок компенсировать затраты на производство электроэнергии, а в зоне высоких нагрузок снизить стоимость производства электроэнергии.

По мнению автора, в качестве ЦЗ целесообразно использовать параметры n -степенных функций, с помощью которых, как правило, может быть описано большинство технологических процессов, как производителей, так и потребителей элек-

троэнергии. В отношении производителя, перспективным выглядит использование квадратичных функций.

Переход к новому условию порождает ряд задач, таких, например, как построение суммарной ценовой характеристики (ЦХ) ЭЭС и определение единой равновесной цены электроэнергии.

При снятии ограничения на монотонно возрастающий характер ЦЗ в зависимости от точки пересечения графиков $b(P)$ и $\varepsilon(P)$ можно выделить три вида ценовых заявок (рисунок 6): монотонно возрастающая; ниспадающая; смешанная ЦЗ.

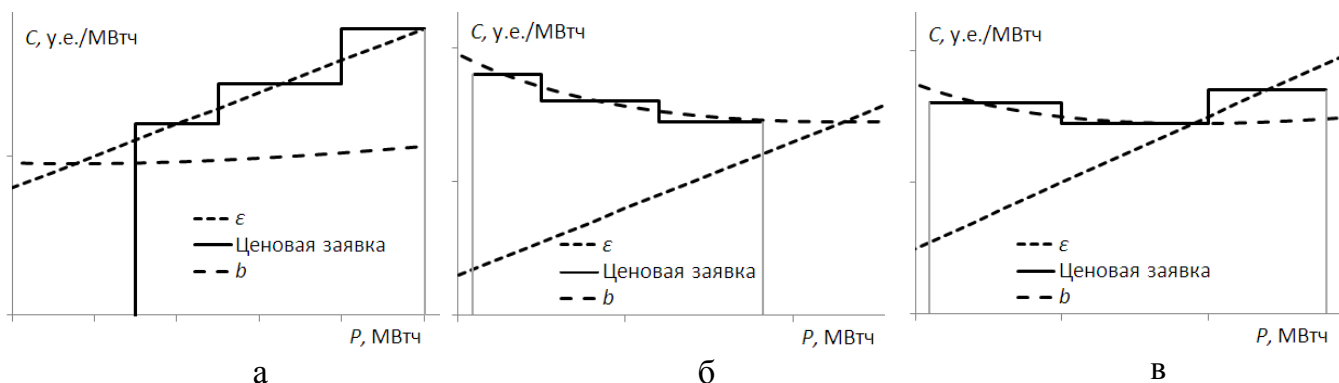


Рисунок 6 – Виды ценовых заявок: а – первого типа; б – второго типа; в – третьего типа

Для построения суммарной ЦХ могут использоваться методы полного перебора, муравьиный алгоритм, метод ветвей и границ, принцип оптимальности Беллмана, а также другие алгоритмы комбинаторной оптимизации. В рамках диссертационной работы был разработан алгоритм «окраски ценовых ступеней», а также выполнена программная реализация указанного алгоритма.

В качестве иллюстрирующего алгоритм примера построения суммарной ЦХ может служить ЦХ, приведенная на рисунке 7 и построенная на основании ЦЗ произвольного вида участников ОРЭМ (таблица 2). На основе суммарной ЦХ можно однозначно определить равновесную цену электроэнергии для различного объема электропотребления.

Таблица 2 – Параметры ЦЗ участников ОРЭМ

Участник ОРЭМ	Степень ЦЗ	Цена, руб/МВтч	P_{\min} , МВтч	P_{\max} , МВтч
1	1	0,23	40	60
	2	0,2	60	100
2	1	0,25	100	150
	2	0,24	150	200
3	1	0,38	100	200
	2	0,26	200	300

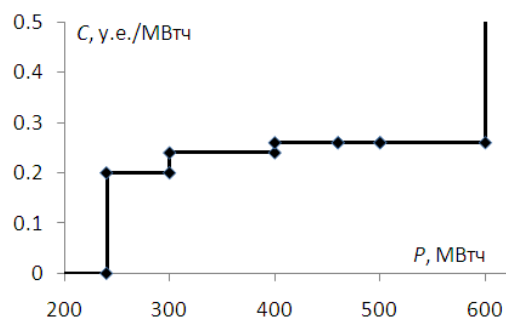


Рисунок 7 – Суммарная ЦХ

Поскольку вид результирующей ЦХ не меняется (остается возрастающим), то произвольный вид ЦЗ не меняет сущности существующего механизма формирования рыночных цен. При этом устраняется дискриминационное требование возрастающего характера ЦЗ и, за счет более точного описания затрат производителя, снижается объем платежей потребителей.

В зависимости от степени воздействия электростанции на узловые цены определяется и стратегия поведения участника ОРЭМ на РСВ.

Ситуация, когда электростанция не влияет на уровень узловых цен, характерна для избыточных районов энергосистем, где отсутствуют активные (вышедшие на предел) сетевые и иные ограничения. При этом электростанция не является ценозамыкающей в течение всего расчетного периода и, таким образом, уровень узловых цен определяется внешними по отношению к участнику ОРЭМ условиями.

Оптимальное значение мощности электростанции соответствует условию $\Pi' = c - B' = c - \varepsilon = 0$. При этом в зависимости от параметров расходной характеристики участника ОРЭМ, регулировочного диапазона и складывающейся рыночной ситуации (цены электроэнергии) будет меняться и нагрузка электростанции участника ОРЭМ (минимальная нагрузка; работа в регулировочном диапазоне; максимальная нагрузка; рисунок 8).

При работе в регулировочном диапазоне оптимальная нагрузка ГО составляет:

$$P_{opt} = \frac{c - \beta}{2\alpha} = P_{эк} \frac{c - \beta}{2\sqrt{\alpha\gamma}}$$

Оптимальной стратегией ГК при отсутствии влияния на уровень цен в ЭЭС и функциональной (многоступенчатой) ЦЗ будет являться работа с нагрузкой, соответствующей равенству прогнозной цены электроэнергии на ОРЭМ и ОП затрат на производство электроэнергии электростанции. Однако, при выходе мощности ТГ, соответствующей данному равенству, за пределы регулировочного диапазона оптимальное решение определяется граничными условиями. Таким образом, ЦЗ генерирующей компании по возможности должна соответствовать характеристике ОП.

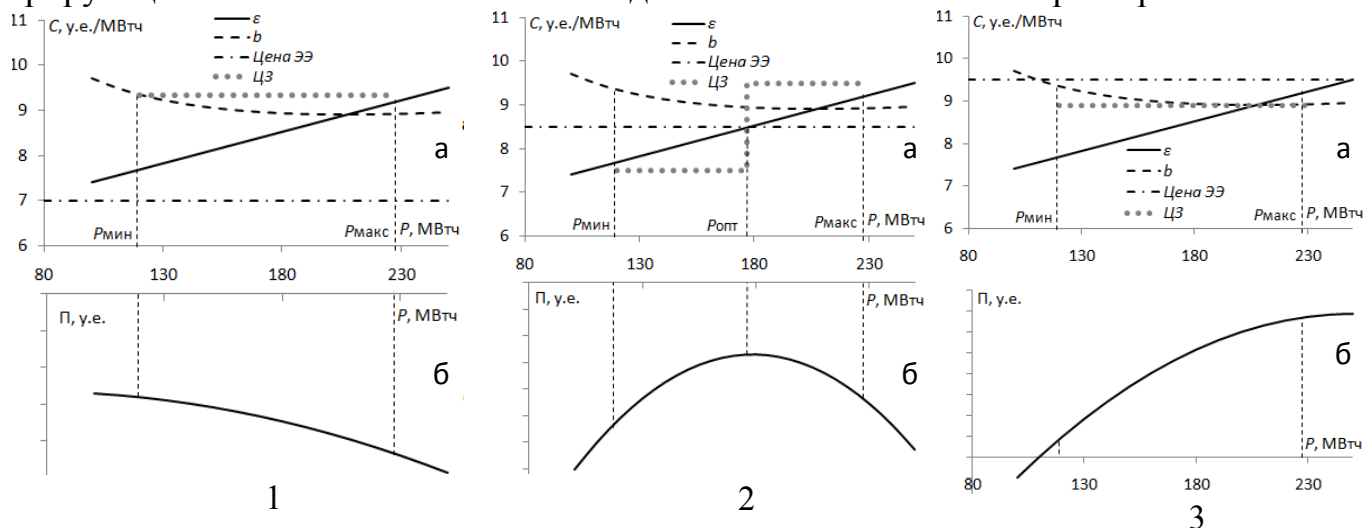


Рисунок 8 – Стратегия электростанции: 1 – минимальная нагрузка; 2 – работа в регулировочном диапазоне; 3 – максимальная нагрузка; а – характеристики электростанции и цена ЭЭ; б – зависимость прибыли электростанции от нагрузки

Как правило, если электростанция не является ценозамыкающей, то нагрузка будет соответствовать максимальной или минимальной мощности электростанции. Для выбора той или иной стратегии может использоваться индикатор цены равновесия, для которого характерно равенство прибыли при максимальной и минимальной нагрузках электростанции. Так, при симметричном вероятностном распределении цены на ОРЭМ, предлагается, при формировании одноступенчатой ЦЗ, заявлять в качестве цены, средние, на регулировочном диапазоне удельные затраты:

$$C_{равн} = \frac{B(P_{max}) - B(P_{min})}{P_{max} - P_{min}} \quad (6)$$

Случай, когда электростанция определяет уровень узловых цен, характерен для энергодефицитных районов. Здесь цена электроэнергии на рынке (C) определяется значением цены (z) в ЦЗ участника ОРЭМ. Величина загрузки электростанции определяется разностью между величиной электропотребления и максимальной мощностью остальных электростанций ЭЭС. Стремление участника ОРЭМ получить максимальную прибыль $\Pi(C, P) = CP - B(P_{\text{ост}}) \rightarrow \max$, где $P_{\text{ост}} = P_{\text{н}} - \sum_{g=1}^{n-1} P_{g, \max} = \text{const}$ при неэластичной нагрузке приведет к бесконечному подъему (возрастанию) цены электроэнергии в ЦЗ. Единственным ограничивающим фактором является контроль со стороны государства над максимально допустимой ценой. В результате, оптимальной стратегией электростанции является максимально возможное завышение цены электроэнергии в подаваемой ЦЗ.

Влияние электростанции на уровень цен возможно также в сбалансированных энергорайонах, где уменьшение (снижение) загрузки данной электростанции за счет увеличения цены в ЦЗ ведет к значимому увеличению загрузки более дорогих электростанций, а, следовательно, и к увеличению равновесной цены и увеличению прибыли в конечном итоге. Если ЦЗ участника рынка и ЦХ ЭЭС представлены функциональной зависимостью (или многоступенчатой ЦХ), то оптимальная величина загрузки электростанции составит:

$$P_{g_onm} = (2\alpha_c P_l + \beta_c - \beta_g) / (4\alpha_c + 2\alpha_g).$$

Если в качестве ЦЗ используется полином второй степени ($B_g^*(P_g) = \alpha_g^* P_g^2 + \beta_g^* P_g + \gamma_g^*$), то P_{g_onm} может быть получена при формировании ЦЗ с определенными значениями параметров ЦЗ (α_g^* ; β_g^*), которые взаимосвязаны и составляют

$$\alpha_{g_onm}^* = \frac{[\varepsilon_c^* - \beta_g^*][2\alpha_c + \alpha_g]}{\varepsilon_c^* - \beta_g} - \alpha_c; \quad \beta_{g_onm}^* = \varepsilon_c^* - \frac{[\varepsilon_c^* - \beta_g][\alpha_c + \alpha_g^*]}{2\alpha_c + \alpha_g},$$

где $\varepsilon_c^* = 2\alpha_c P_l + \beta_c$.

Прибыль ГК напрямую зависит от параметров подаваемой ЦЗ. При этом в зависимости от экономичности генерирующего оборудования, по отношению к ЭЭС, могут складываться ситуации, в которых оптимальным значением загрузки выступает максимальная (дешевое ГО), минимальная (дорогое ГО) нагрузка, или нагрузка, лежащая в регулировочном диапазоне ГО, параметры которого сопоставимы с параметрами ЭЭС. В качестве примера на рисунке 9 представлены прибыль, цена в ЭЭС и значения нагрузки в зависимости от параметра ЦЗ генерирующей компании (параметры генерирующего оборудования сопоставимы с параметрами ЭЭС). Отклонение от задания оптимального значения параметра ЦЗ влечет снижение прибыли (см. рисунок 9, а), причем в рассматриваемой ситуации участнику ОРЭМ выгодно завышать в ЦЗ параметр α_g^* до некоторого оптимального значения. Стратегия на дальнейшее завышение параметров характеристики компенсационных затрат в ЦЗ приведёт к разгрузке турбогенератора на минимум (см. рисунок 9, в) и, как следствие, значительному снижению прибыли ГК.

Если рыночная цена зависит от ценовой заявки отдельной электростанции, то электростанция должна придерживаться стратегии формирования оптимальной ЦЗ на основании реальных параметров своей и прогнозных параметров сетевой расходной характеристики. Основной стратегией формирования ЦЗ является завышение параметров характеристики затрат. Однако такая стратегия имеет смысл

до некоторого предела, за которым данная стратегия приводит к снижению прибыли. Отсюда следует, что наличие конкурентных производителей, которые будут компенсировать снижение генерации рассматриваемой электростанции по фиксированной ХОП, приведет к ограничению роста рыночной цены.

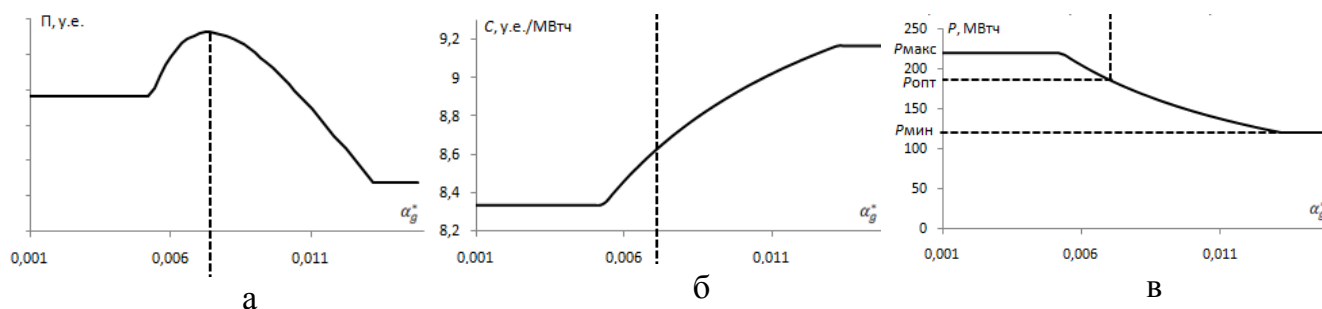


Рисунок 9 – Электростанция влияет на уровень цен: а – зависимость прибыли от параметра ЦЗ участника ОРЭМ; б – зависимость цены на ОРЭМ от параметра ЦЗ участника ОРЭМ; в – зависимость нагрузки электростанции от параметра ЦЗ участника ОРЭМ

Прогнозирование цен на электроэнергию – достаточно сложная задача, требующая отдельного всестороннего и полного исследования, поэтому в рамках данной работы затрагиваться не будет. В то же время следует заметить, что прогноз цен на электроэнергию будет зависеть от многих внешних факторов: стоимость топлива, объем электропотребления, ремонты сетевого и генерирующего оборудования и т.д. В такой ситуации можно с уверенностью сказать, что точный прогноз цен на электроэнергию не может быть получен. В таком случае задача трансформируется к задаче формирования ЦЗ в условиях вероятностно определенной цены.

В диссертационной работе теоретически показано, что в условиях вероятностно определенной цены, квадратичной характеристике затрат на производство электроэнергии (линейная ХОП) и отсутствии ограничений регулировочного диапазона мощности при формировании одноступенчатой ЦЗ оптимальной заявляемой ценой должно стать математическое ожидание (МО) цены электроэнергии. ОП, соответствующие пределам интервала объема поставляемой электроэнергии, симметричны относительно \bar{C} .

Для многоступенчатой ЦЗ необходимо, чтобы реальная ХОП проходила через середины ценовых ступеней. При этом диапазон мощности ценовой ступени зависит от дисперсии цены. Так, в трехступенчатой ЦЗ нормированные значения оптимальных назначаемых цен z_* составляют: -0,982; 0; 0,982; пределы ценовых интервалов соответствуют следующим нормированным значениям относительных приростов: -1,51; -0,453; 0,453; 1,51. При выходе теоретических пределов ценовых ступеней ЦЗ за пределы регулирования мощности оптимальные параметры ценовых ступеней определяются итерационным процессом. Примером может служить построенная на рисунке 10 ценовая заявка участника ОРЭМ.

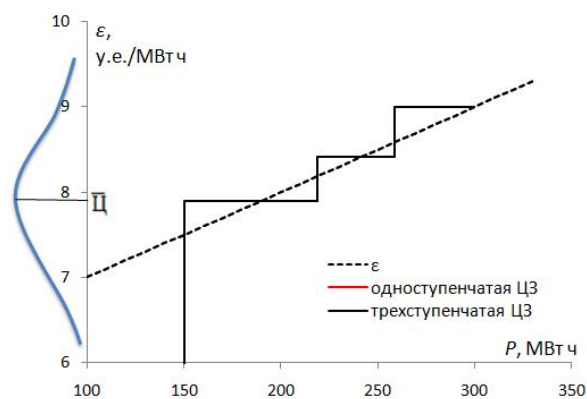


Рисунок 10 – Оптимальная ЦЗ

В четвертой главе приведено описание решаемой на уровне СО задачи ВСВГО, как одной из основных задач планирования ЭЭР ЭЭС. От её решения в

большей степени зависит эффективность работы ЭЭС в целом и участника ОРЭМ в частности.

При выборе состава включенного генерирующего оборудования СО решается задача оптимизации в постановке

$$\sum_d \sum_{t \in d} \sum_g \left\{ \sum_{b \in g \cap B_{opt}} \{c_b^1 P_b^{\min} \delta_{bt} + \Delta_b P_b^{\max} [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^+\} + \sum_{b \in g} \sum_{l=1}^3 c_b^l P_{bt}^l \right\} \rightarrow \min, \quad (7)$$

где δ_{bt} – булева переменная (1 или 0, соответственно включенное или отключенное состояние ТГ b электростанции g , в период t суток d); $b \in B_{opt}$ – ТГ, участвующие в оптимизации в период t ; g – группа точек поставки генерации (ГТПГ); P_{bt}^l – величина загрузки ТГ b на конец периода t (l – ступень ЦЗ участника рынка); c_b^l – стоимость поставляемой электроэнергии на ступени l ЦЗ ТГ b ; Δ_b – стоимость включения в работу ТГ b из расчета на 1 МВт его P_b^{\min} , P_b^{\max} – соответственно технический минимум и максимум мощности ТГ b .

Дополнительно учитываются ограничения по балансу мощности, допустимым системным перетокам мощности, диапазонам изменения мощности ГО и величине вращающегося резерва мощности.

К основным специфическим особенностям ВСВГО на современном этапе развития рынка электроэнергии и мощности в России можно отнести:

- Для потребителей электроэнергии: минимизация стоимости электроэнергии.
- Для производителей электроэнергии: механизм дополнительных платежей за включение ТГ по результатам ВСВГО; необходимость планирования состояния ТГ при формировании ЦЗ ВСВГО (затраты на выработку электроэнергии и пуск, эффект от изменения состава работающего оборудования); предварительное уведомление о плановом составе оборудования на предстоящий период (7 и 3 дня).
- Для системы в целом: возможность оценки баланса электроэнергии и мощности на предстоящий период; предварительный формализованный ВСВГО электростанций для учета в РСВ.

Существующие математические методы позволяют достаточно точно получить решение задачи ВСВГО, однако длительность решения нелинейно зависит от количества бинарных переменных, поэтому актуальной является проблема сокращения числа бинарных переменных, что возможно за счет более точного определения множества турбогенераторов с заданным графиком состояния. В то же время отсутствие у действующего ПО гибкой логики при задании целевой функции и области допустимых решений (ограничений), возникает необходимость наличия альтернативного ПО. Разработанный ПК обладает большой гибкостью в части задания целевой функции, накладываемых на неё ограничений и может найти широкое применение при решении научных и инженерных задач различных классов сложности.

Рассматривая проблему ВСВГО с позиции интересов производителя электроэнергии, считаем, что характеристика затрат ЭЭС – кусочно-квадратичная возрастающая функция. Функции затрат участника ОРЭМ, как правило, имеют параболический характер $B(P) = \alpha_b P^2 + \beta_b P + \gamma_b$.

В общем случае задача ВСВГО является оптимизационной на заданном интервале времени (сутки, неделя, месяц). При этом определяется максимальная интегральная на всем расчетном интервале величина прибыли

$$P_b = \max \sum_{t \in T} P_{b,t} = \sum_{t \in T} (c_t P_t - B_b(P_t) - [\delta_{b,t} - \delta_{b(t-1)}]^+ \pi_t(\tau)), \quad (8)$$

где $P_{b,t}$ – прибыль ТГ b в час t ; c_t – цена электроэнергии; P_t – загрузка ТГ; $\delta_{b,t}$ – булева переменная, равная единице при включенном состоянии ТГ и нулю в противном случае; символ «+» означает, что выражение учитывается только при положительной разности.

Величина пусковых затрат $\pi(\tau)$ зависит от длительности τ простоя агрегата и имеет либо кусочно-линейный, либо экспоненциальный вид: $\pi(\tau) = \pi_0 + (\pi_{\max} - \pi_0)(1 - e^{-\lambda\tau})$. При этом, как правило, $\tau > 8$ ч.

При принятых допущениях о неучете потерь мощности и сетевых ограничениях и оптимальном выборе состояния турбогенератора его загрузка составит

$$x(c) = \begin{cases} P_{min}, & (c - \beta_b)/2(\alpha_b + \alpha_c) < P_{min} \\ (c - \beta_b)/2(\alpha_b + \alpha_c), & P_{min} \leq (c - \beta_b)/2(\alpha_b + \alpha_c) \leq P_{max} \\ P_{max}, & (c - \beta_b)/2(\alpha_b + \alpha_c) > P_{max} \end{cases}$$

В результате включения турбогенератора (ТГ) в энергосистеме происходит снижение маржинальной цены $c^* = c - \Delta c = (c + \beta_b[\alpha_c/\alpha_b])/(1 + \chi) \approx c/(1 + [\alpha_c/\alpha_b])$.

Часовая прибыль ТГ определяется с учетом новой цены $\Pi = c^*x - B(x) = [c^* - b(x)]x$. Отсюда включение турбогенератора целесообразно, если новая цена больше его УЗ $c^* \geq b(x)$. Полученный критерий является уточнением критерия Марковича, согласно которому включение ТГ целесообразно, если ОП системы превышает его УЗ.

Критерием отключения ТГ является известное неравенство $c = \varepsilon_b(x) \leq b_b(x)$, то есть при цене, несколько меньшей, чем цена включения. Нелинейность пусковых затрат в общем случае приводит задачу ВСВГО к комбинаторно-нелинейному виду.

Если на интервале (t_1, t_2) , отключение выгодно по критерию Марковича, то отключенное состояние ТГ выгодно, если интегральные затраты $\sum_{t=t_1}^{t_2} R_{bt}$ при включенном состоянии ТГ больше затрат при отключенном состоянии, плюс пусковые затраты

$$\sum_{t=t_1}^{t_2} R_{b,t} > \pi(t_2 - t_1) + m(t_2 - t_1),$$

где m – затраты на обслуживание турбогенератора в отключенном состоянии; π – часовые пусковые затраты турбогенератора (8).

Линейность характеристики пусковых затрат определяет аддитивность целевой функции относительно времени. При этом на каждом интервале времени

$$R_{b,t} = -(cx - B(x)) = m + \pi, \quad t \in (t_2 - t_1). \quad (9)$$

Принимая во внимание, что при оптимальной загрузке относительный прирост ТГ равен цене электроэнергии на рынке, получено условие для определения цены, ниже которой экономически выгодно отключение турбогенератора $\varepsilon_b(x) = [B(x) - (m + \pi)]/x$.

Таким образом, при учете пусковых затрат отключение ТГ производится, когда удельные затраты турбогенератора превышают цену электроэнергии на рын-

ке. Оптимальная мощность отключения ($x_{\text{опт}}$) определяется из условия $x_{\text{опт}} = (\sqrt{\gamma - m - \pi})/\alpha$.

В работе показано, что порядок отключения турбогенераторов соответствует порядку выхода на минимальную мощность. При этом основным критерием для СО является обеспечение минимально допустимого резерва мощности на загрузку или разгрузку. Порядок включения должен соответствовать принципу стека – последним отключился, первым включился. Упорядоченный список включения-отключения турбогенераторов позволяет ГК при наличии информации о результатах торгов на рынке электроэнергии легче ориентироваться при выборе стратегии состояния ТГ и менять свои ЦЗ так, чтобы их циклы переключения соответствовали техническим требованиям эксплуатации.

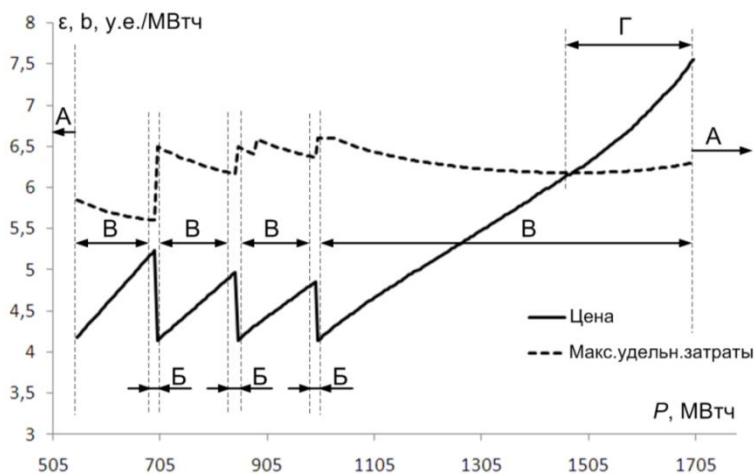


Рисунок 11 – Зависимость цены ЭЭ от состава ГО

и где производится изменение состава включенных агрегатов; В – суммарно большая зона, состоящая из отдельных подзон, где заданный объем потребления и требуемый резерв мощности на загрузку и разгрузку обеспечивается определенным составом включенных ТГ и где переключения агрегатов не целесообразны; Г – область высоких нагрузок, где цена электроэнергии является маржинальной (определяется относительным приростом) и превышает удельные затраты всех турбогенераторов. Реально данная зона доминирует на РСВ и здесь остается справедливым принцип маржинальной узловой цены.

Ценовая заявка для целей ВСВГО включает в свой состав не только ЦЗ на работу ГО, но и стоимость его включения в работу из расчета на 1 МВт его максимальной мощности. Стоимость включения – это не только способ компенсации затрат на пуск ТГ для электростанции, но и способ манипуляции составом включенного ГО в расчетный период. При формировании ЦЗ на РСВ участник ОРЭМ должен ориентироваться на критерии целесообразности включения и отключения турбогенератора. Участнику ОРЭМ необходимо заявить стоимость (Δ_b) включения турбогенератора, которая не может быть меньше, а при необходимости коррекции состава включенных агрегатов – существенно (в разы) больше величины пусковых затрат ($\Delta_b \geq \pi_{bt}(\tau)$).

Учитывая взаимосвязь ЦЗ на рынках ВСВГО и РСВ при формировании своей ЦЗ РСВ участник ОРЭМ должен руководствоваться критерием максимума прибыли на всем интервале планирования с учетом затрат на изменение эксплуатаци-

На рисунке 11 представлен результат моделирования изменения цен на рынке при изменении величины потребления. Здесь выделяются три зоны: А – недопустимый режим работы: ТГ не могут обеспечить работу ЭЭС с заданным объемом потребления и требуемым резервом мощности на загрузку и разгрузку; Б – ряд небольших зон, где проявляются условия экономичности включения (отключе-

онного состояния турбогенератора, который может быть достигнут при решении оптимизационной задачи

$$P_b = \sum_{t \in [0; t_{max}]} \delta_{bt} P_{bt} - [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^+ \pi(\tau) \rightarrow \max.$$

При этом цена в ЦЗ должна превышать ОП и УЗ на выработку электроэнергии с учетом нормированной величины прибыли: $C_g \geq b_g$, $C_g \geq \varepsilon_g$.

На рисунке 12 показан пример ценовой заявки на рынке ВСВГО для 72 часового интервала (3 дня). Символами «-» и «+» показаны соответственно зоны отрицательной и положительной прибыли при включенном состоянии агрегата.

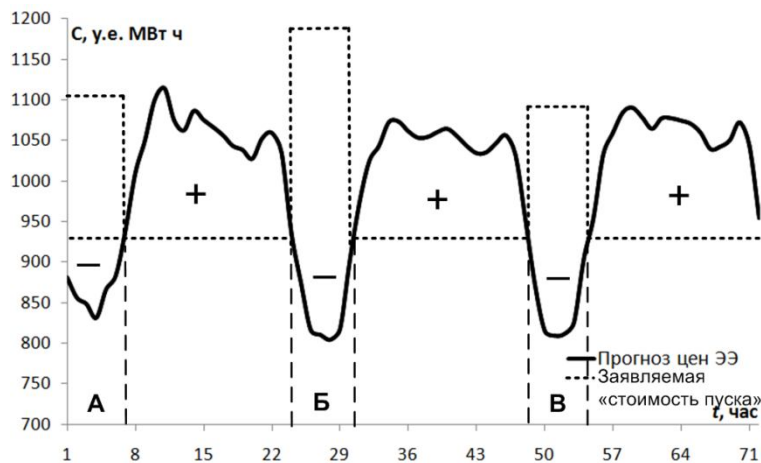


Рисунок 12– Прогноз цены ЭЭ и заявляемая стоимость пуска ГО

При формировании ЦЗ на выработку электроэнергии в диапазонах А и В, как зонах нецелесообразной работы в качестве цены ЦЗ задается максимальная величина из цены электроэнергии на интервале планирования и УЗ участника ОРЭМ: $z_{g,t_i} = \max\{b_g; C_{[0;t_{max}]}^{\max}\}$. Диапазон Б для участника ОРЭМ является критичным (с точки зрения прибыли) и работа турбогенератора здесь не желательна. Как и в предыдущем случае, участник ОРЭМ для обеспечения отключения турбогенератора на данном интервале должен завысить цену в ценовой заявке, причем на величину большую, чем на интервалах А и В: $z_{g,t_i} = k \cdot \max\{b_g; C_{[0;t_{max}]}^{\max}\}$, где k – коэффициент, обуславливающий первоочередность отключения ТГ на данном временном интервале, по сравнению с другими интервалами.

Таким образом, участник ОРЭМ дает СО ценовой сигнал на временные интервалы целесообразного включения и работы ТГ. Средство формирования ценовых сигналов (ЦЗ), используемое в процессах КП, является мощным инструментом на ОРЭМ, позволяющим ГК формировать «грамотную» рыночную стратегию, тем самым максимизируя финансовую составляющую деятельности. Формируя корректные ценовые сигналы при подаче ЦЗ, ГК может самостоятельно определять периоды включения (низкая стоимость включения ТГ) и отключения (высокая стоимость работы ТГ) генерирующего оборудования в расчетном периоде. Причем ГК ориентируется в первую очередь на УЗ на производство электроэнергии, так как только в данном случае её прибыль будет неотрицательной.

Полная модель ВСВГО применима на этапах недельного планирования, но из-за длительности процесса расчета и большей определенности режима ЭЭС она не целесообразна на этапах суточного и оперативного планирования. Исходя из этого, перспективным развитием технологии ВСВГО является сокращение количества бинарных переменных в математической модели. На этапе суточного и оперативного планирования, а также в качестве экспресс-метода оценки требуе-

мого изменения состава генерирующего оборудования необходимо использовать упрощенную модель ВСВГО в постановке $\sum_t \sum_g \sum_{b \in g} \{ \delta_{bt} \sum_{l=1}^3 c_b^l P_{bt}^l \} \rightarrow \min$.

Для сокращения числа варьируемых переменных энергосистема условно делится на области (например, зоны свободного перетока), внутри которых отсутствуют ограничения на переток мощности по линиям связи, с последующим определением для каждой области минимально необходимого объема генерации, который покрывается турбогенераторами с минимальными удельными затратами на производство электроэнергии. Отобранное генерирующее оборудование из расчетов исключается и считается включенным на весь расчетный период. Аналогичным образом, определение максимально допустимого объема генерации позволяет определить постоянно отключенные ТГ, которые также подлежат исключению из оптимизации.

Действующая модель ВСВГО, несмотря на её положительные моменты, обладает и рядом недостатков: сложность процедуры ВСВГО; большая длительность проведения расчетов; отсутствие возможности оперативной коррекции результатов ВСВГО на этапе суточного планирования при изменении схемно-режимной ситуации в ЭЭС.

Один из возможных путей повышения качества ВСВГО – ежесуточное проведение процедуры, однако даже в данном случае может потребоваться оперативная коррекция состава генерирующего оборудования в межрасчетный период при проведении процедуры суточного планирования, например, с использованием упрощенной процедуры ВСВГО.

Другим перспективным направлением является разработка дополнительных оценочных методов ВСВГО, которые могут найти применение на этапах долгосрочного планирования и оперативной дооптимизации режима работы ЭЭС, а также выступая в качестве первой итерации на этапе недельного планирования. Для этой цели с участием автора были разработаны алгоритмы «интервальной разбивки» и «окраски ценовых ступеней», а также комбинаторная модель. Рассмотрим данные алгоритмы более подробно.

Алгоритм «интервальная разбивка» позволяет, не прибегая к сложным математическим моделям и дорогостоящим ПК, провести оценочную процедуру ВСВГО. В качестве исходной информации используется информация о регулируемом диапазоне ГО, а также ЦЗ (произвольного вида). В основе решения данной задачи лежит построение суммарной ЦХ с учетом всевозможных сочетаний работы генерирующих агрегатов и вида затратных характеристик (рисунок 13).

Таким образом, в задачах долгосрочного планирования в отношении зон, где отсутствуют действующие сетевые ограничения, может использоваться метод, основанный на построении суммарной ЦХ производителей электроэнергии с идентификацией состава (метод «интервальной разбивки»). Указанный метод позволяет определить состав включенного ГО для любого значения мощности, лежащего в пределах допустимого регулируемого диапазона рассматриваемой ЭЭС.

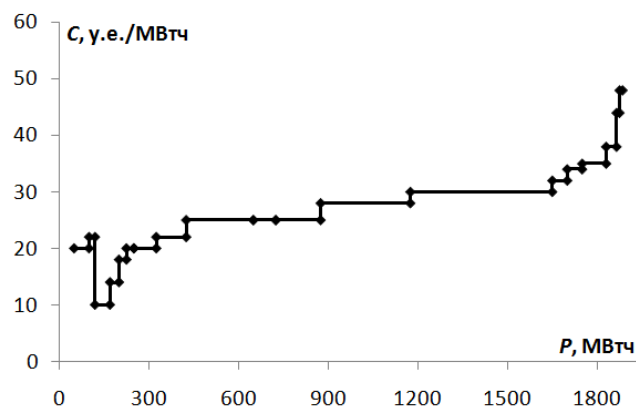


Рисунок 13 – Суммарная ЦХ

Как было показано выше, целесообразно в задачах КП использовать ЦЗ переменного вида. В таком случае для построения суммарной ЦХ предлагается алгоритм «окраски ценовых ступеней». В зависимости от типа ценовой ступени ценовые ступени имеют разную форму представления данных. Результирующая ЦХ содержит информацию о составе включенного ГО для каждого значения мощности. ЦХ строится путем изменения максимальной и минимальной границ диапазона мощности для каждой отдельной цены. ЦЗ представляется в виде трех тетрад: цена, P_{\min} , P_{\max} , n_{gen} , где n_{gen} – номер турбогенератора в двоичном (восьмеричном) виде, (для турбогенератора с порядковым номером k его номер $n_{\text{gen}}=2^k$). Ценовая ступень оформляется по-разному в зависимости от вида ЦЗ. Данный алгоритм позволяет снять ограничение на неубывающий характер ЦЗ участников ОРЭМ. В результате ЦЗ может быть убывающей по цене, реализующей принцип «оптом дешевле». Алгоритм позволяет построить результирующую ЦХ всех производителей электроэнергии, содержащую информацию о составе включенного ГО, в результате чего для любого значения нагрузки можно по ЦХ сразу указать оптимальный состав включенного в работу ГО. Кроме того, алгоритм рекомендуется для первоначальной оценки состава включенного ГО.

Задача ВСВГО также может быть решена с использованием комбинаторной модели, которая кроме того может быть использована в качестве первой итерации при проведении процедуры ВСВГО с использованием полной математической модели. На периоде планирования существует чередующаяся последовательность периодов, на которых выгодна работа (Р) или простой (О) ТГ. Оптимальной стратегией состояния турбогенератора является альтернирующая последовательность «О-Р» в строгом соответствии с характером периода. Для решения поставленной задачи применяется динамическое программирование, основанное на принципе оптимальности Беллмана. Применительно к рассматриваемой задаче алгоритм имеет вид, представленный на рисунке 14.

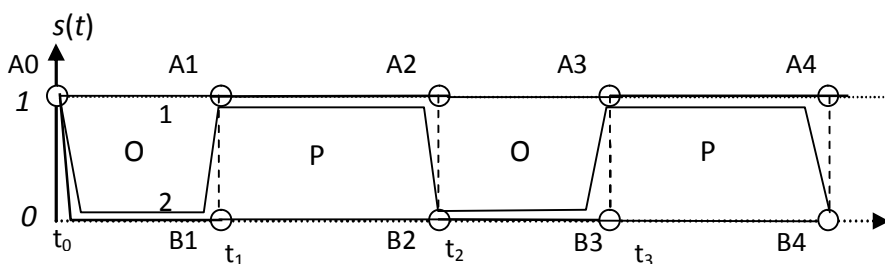


Рисунок 14 – Схема динамического программирования

(план состояний) и соответствующие интегральные функции прибыли Φ_i^A, Φ_i^B . На каждом периоде определяется оптимальная функция перехода из одного состояния в другое ($f_i^{AA}, f_i^{AB}, f_i^{BA}, f_i^{BB}$). Оптимальная траектория перехода из начальной точки в текущую определяется согласно принципу оптимальности

$$\Phi_i^A = \max(\Phi_{i-1}^A + f_i^{AA}, \Phi_{i-1}^B + f_i^{BA}), \Phi_i^B = \max(\Phi_{i-1}^A + f_i^{AB}, \Phi_{i-1}^B + f_i^{BB}).$$

В процессе расчетов на некотором интервале $(0, t_k)$ оптимальное сочетание состояний одинаково как по критерию Φ_i^A , так и по критерию Φ_i^B . Это означает, что на данном интервале определен оптимальный план состояний.

На каждом интервале можно определить величину прибыли (затраты на пуск и останов не учитываются) при условии работы турбогенератора,

В каждый момент времени (t_i) ТГ может находиться в двух состояниях – включен (А) или отключен (В). Для этих состояний определяется оптимальная траектория

$$\Pi_i^{(1)} = \int_{t_{i-1}}^{t_i} [c(t)P(t) - B(P(t))] dt, \quad \text{и его отключенном состоянии} -$$

$$\Pi_i^{(0)} = -m(t_i - t_{i-1}).$$

Если электростанция состоит из n турбогенераторов, то эффективность переходов рассматривается для группы ТГ в целом. При этом на каждом шаге будет возможных переходов. Оптимальная траектория будет определяться аналогичным образом, как и для одного ТГ. Таким образом, в задачах долгосрочного планирования может использоваться метод, основанный на принципе оптимальности Беллмана. Применение данного метода с дискретностью по времени в одни сутки позволяет с минимальными затратами машинного времени получить оптимальный состав включенного генерирующего оборудования.

На этапах КП дополнительно требуется учитывать временные ограничения на длительность включенного/отключенного состояния ТГ. Требуется проводить проверку на допустимость перехода из одного эксплуатационного состояния в другое, что связано с ограничением на минимальный временной диапазон между изменениями эксплуатационного состояния: $t_i^B - t_i^A > t_{\min}^{\text{вкл}}$, $t_i^A - t_i^B > t_{\min}^{\text{откл}}$, где $t_{\min}^{\text{вкл}}$ – минимальное время нахождения ТГ во включенном состоянии; $t_{\min}^{\text{откл}}$ – минимальное время нахождения ТГ в отключенном состоянии.

Для учета параметров, наделенных временными свойствами, может использоваться модель Крипке. Для каждого ТГ, группы ТГ может быть построено дерево спуска, отражающее изменение эксплуатационного состояния оборудования и допустимость перехода из одного состояния в другое. Преобразование дерева спуска можно выполнить, последовательно применяя ряд правил. Примером может служить ситуация, приведенная на рисунке 15, где отражено решение задачи ВСВГО для ЭЭС, состоящей из трёх ТГ.

В задачах КП в качестве оценочного метода может применяться модель Крипке. Применение данной модели позволяет учесть при поиске оптимального состава включенного ГО параметры, наделенные временными свойствами.



Рисунок 15 – Схема изменений состояний ТГ

3. Основные выводы и результаты работы

1. Выполнен анализ возможных стратегий производителя электроэнергии на ОРЭМ.
2. Предложены алгоритмы формирования ценовой заявки, определяющие оптимальный режим работы электростанции в задаче суточного планирования.
3. Показана целесообразность использования на ОРЭМ метода узлового финансового баланса, как средства снижения суммарных платежей потребителей, так и полного покрытия затрат производителей электроэнергии на всем диапазоне нагрузок.
4. Оптимальная ценовая заявка определяется в зависимости от вероятностных показателей прогноза узловых цен и рыночной силы генерирующей компании.

5. При наличии рыночной силы основной стратегией ГК является ориентация на повышение цены электроэнергии за счет снижения собственного производства и загрузки на рынке менее эффективных электростанций. Это возможно при повышении цены в ценовой заявке. Однако такая стратегия имеет ограничение – при определенных условиях ставка на повышение цены может привести к снижению прибыли.
6. В условиях отсутствия эластичности нагрузки стратегия генерирующей компании на повышение цены неизбежно приведет к неограниченному увеличению цены. В этих условиях единственным необходимым является государственное регулирование цены.
7. При формировании ценовых заявок основными технико-экономическими характеристиками работы электростанции на ОРЭМ являются характеристики удельных затрат и относительных приростов на производство электроэнергии. При этом более значимыми являются удельные затраты. Разработка ценовых заявок на их основе гарантирует положительную прибыль.
8. Монотонно возрастающий характер ЦЗ является дискриминационным для ГК и подлежит изменению на произвольный вид ЦЗ. Это приведет к изменению целевой функции и системы ограничений в задаче оптимального распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами. Произвольные трехступенчатые ЦЗ, как правило, не нарушают общий возрастающий характер ценовой характеристики ЭЭС, что позволяет определять равновесную цену существующими механизмами.
9. Предложенный алгоритм «окраски ценовых ступеней» позволяет выполнять построение суммарной ценовой характеристики электроэнергетической системы на базе произвольных, а не только возрастающих трехступенчатых ценовых заявок.
10. В условиях квадратичной характеристики затрат на производство электроэнергии, вероятностно определенной рыночной цене и отсутствии влияния электростанции на цену электроэнергии на ОРЭМ в рамках действующих нормативно-правовых актов:
 - В оптимальной одноступенчатой ценовой заявке заявляемой ценой является математическое ожидание цены электроэнергии.
 - При нормально распределенном прогнозе цены электроэнергии относительные приросты затрат, соответствующие ступеням оптимальной многоступенчатой ценовой заявки, симметричны относительно математического ожидания цены. Интервалы ценовых блоков зависят от дисперсии цены, но всегда в оптимальной ценовой заявке характеристика относительных приростов проходит через середину ценовых ступеней.
 - При выходе теоретических пределов ценовых ступеней ЦЗ за пределы регулирования мощности симметрия оптимальной ценовой заявки нарушается, а оптимальные параметры ценовых блоков определяются итерационным процессом.
 - При формировании одноступенчатой ценовой заявки предлагается в качестве цены заявлять средние на рабочем диапазоне мощностей удельные затраты.
11. В работе установлено, что при планировании состояния ГО в задаче КП:
 - включение турбогенератора целесообразно производить при цене электроэнергии на ОРЭМ, превышающей его удельные затраты, а отключение – в мо-

менты, когда цена электроэнергии на ОРЭМ снизится (с перспективой ее дальнейшего снижения) до уровня удельных затрат;

- при формировании и подаче ценовой заявки для задачи ВСВГО участниками ОРЭМ должны учитываться пусковые затраты генерирующего оборудования, имеющие нелинейную функциональную зависимость от длительности простоя. Формирование корректных ценовых сигналов позволяет участнику ОРЭМ самостоятельно определять периоды оптимального включения генерирующего оборудования в расчетном периоде и через ценовую заявку способствовать получению от Системного оператора удовлетворяющего его план состояния турбогенератора;
 - при формировании ценовой заявки для задачи ВСВГО в качестве цены в ЦЗ участник ОРЭМ должен заявлять максимальное значение из удельных затрат и относительного прироста. Неучет этого фактора может привести на РСВ к отрицательной или недополученной прибыли.
12. Предлагаются и рекомендуются к использованию упрощенные алгоритмы планирования состава включенного генерирующего оборудования: «интервальная разбивка», «окраска ценовых ступеней», «комбинаторная модель». Они могут найти применение на этапах как краткосрочного планирования, так и в качестве экспресс метода оценки требуемого изменения состава генерирующего оборудования.
13. Формирование оптимальных ценовых заявок в задачах краткосрочного планирования является мощным инструментарием по повышению эффективности работы электростанции в условиях рынка электроэнергии и мощности.

4. Публикации по теме диссертации

1. Черных Ф.Ю. Стратегия производителя при формировании ценовой заявки в условиях конкурентного рынка электроэнергии [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // *Электричество*. – 2008. – № 7. – С. 12-16.
2. Черных Ф.Ю. Выбор состава включенного генерирующего оборудования [Текст] / В.И. Порошин, Ф.Ю. Черных // *Электрические станции*. – 2009. – № 9. – С. 11-14.
3. Черных Ф.Ю. Стратегия поведения производителя электрической энергии в условиях конкурентного рынка заявок [Текст] / И.Л. Кирпикова, В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // *Вестник УГТУ-УПИ. Энергосистема: управление, качество, конкуренция*. – 2004. – № 12. – С. 60-64.
4. Черных Ф.Ю. Стратегия поведения производителя электрической энергии в условиях конкурентного рынка [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // *Рукопись деп. в ВИНТИ №22-В2005 от 14.01.05. г. Екатеринбург*.
5. Черных Ф.Ю. Энергосберегающие механизмы конкурентного рынка электроэнергии [Текст] / И.В. Карпов, В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // *VIII региональная. НПК. Энергосберегающая техника и технологии*. – 2005. – С. 19-21.
6. Черных Ф.Ю. Стратегия продавцов при ограничении цены электроэнергии [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // *Вестник УГТУ-УПИ. Проблемы управления электроэнергетикой в условиях конкурентного рынка*. – 2005. – №12. – С. 132-137.

7. Черных Ф.Ю. Многоступенчатая ценовая заявка в условиях вероятностной определенности прогноза почасовой цены [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // Энергетика и электротехника. Светотехника. – 2006. – С. 39-43.
8. Черных Ф.Ю. Разработка ценовой заявки в условиях вероятностной определенности прогноза почасовой цены [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // Технология управления режимами энергосистем XXI века. Сборник докладов Всероссийской НПК. Новосибирск. – 2006. – С. 217-223.
9. Черных Ф.Ю. Выбор состава включенного генерирующего оборудования [Текст] / В.И. Порошин, Ф.Ю. Черных // Сборник докладов III международной НПК «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». Екатеринбург. – 2008. – Т.1 – С. 137-139.
10. Черных Ф.Ю. Оптимизация электрического режима в среде Excel [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // Сборник докладов III международной НПК «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». Екатеринбург – 2008. – Т.2. – С. 333-337.
11. Черных Ф.Ю. Планирование состояния агрегата на рынке электроэнергии (мощности) [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных // Всероссийская молодежная НТК "Электроэнергетика глазами молодежи". Екатеринбург. – 2010 – Т.1 – С. 396-402.
12. Черных Ф.Ю. Использование метеорологической информации при формировании прогноза потребления энергосистем [Текст] / П.А. Максимов, В.И. Порошин, П.М. Ерохин, С.А. Черненко, Ф.Ю. Черных // Всероссийская молодежная НТК "Электроэнергетика глазами молодежи". Екатеринбург. – 2010 – Т.1 – С. 132-136.
13. Черных Ф.Ю. Альтернативный вариант целевой функции на рынке электроэнергии [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных, И.Л. Кирпикова, А.В. Кирпиков // Всероссийская молодежная НТК "Электроэнергетика глазами молодежи". Екатеринбург. – 2010 – Т.1 – С. 356-360.
14. Черных Ф.Ю. Алгоритм окраски ценовых ступеней [Текст] / В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных, А.А. Рудик // Всероссийская молодежная НТК "Электроэнергетика глазами молодежи". Екатеринбург. – 2010 – Т.1 – С. 352-355.

Подписано в печать 07.09.2011

Бумага писчая

Тираж 120 экз.

Формат 60x84 1/16

Заказ 29

Кировградская типография
624150, г. Кировград, ул. Свердлова, 35