

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ОПЕРАЦИЙ

УДК 519.85

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ В УСЛОВИЯХ КОНКУРЕНТНОГО ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В РОССИИ*

© 2009 г. М. Р. Давидсон, Ю. В. Догадушкина, Е. М. Крейнс, Н. М. Новикова, А. В. Селезнев,
Ю. А. Удалцов, Л. В. Ширяева

Москва, МГУ, ООО “Карана”, ВЦ РАН

Поступила в редакцию 10.09.08 г.

Построена математическая модель оптимизации работы единой энергосистемы России путем выбора режимов загрузки генерирующего оборудования на базе ценовых заявок генерирующих компаний. Предполагается, что оптимизация проводится по критерию наименьшей стоимости с учетом сетевых ограничений и условий потокораспределения в электроэнергетической системе. Рассмотрены основные этапы принятия управляющих решений и их связь между собой. Изложена узловая модель ценообразования на электрическую энергию в данной схеме. Исследовано влияние на узловые равновесные цены различных этапов. Приведено описание модели функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности в России с 01.07.2008 г.

Введение. На базе методологии и теории исследования операций [1] в статье [2] была всесторонне проанализирована целевая модель функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии в России и переходная модель, введенная Постановлением Правительства РФ № 643 от 24 октября 2003 г. С тех пор переходная модель (см. [3]) подверглась ряду изменений (основные из которых содержатся в ПП РФ № 529, 205 и 476), позволяющих плавно перейти к целевой модели, и распространилась также на сибирскую часть единой энергосистемы России. Кроме того, существенным дополнением к модели послужил переход к конкурентному отбору при оперативно-диспетчерском управлении, в частности, введение рынка “балансирующей электроэнергии” (балансирующего рынка) Постановлением Правительства РФ № 620 от 17 октября 2005 г.

Торговля балансирующей электроэнергией основана на сходных с приведенными в [2] для целевой модели принципах централизованного аукциона и с математической точки зрения приводит к похожей задаче оптимизации. При этом еще строже должны соблюдаться ограничения на сетевую структуру связей в системе с учетом нелинейных уравнений распределения по сети потоков электрической мощности. Данная задача относится к задачам большой размерности, поэтому ее свойства и методы решения являются предметом математического исследования. Множители Лагранжа к ограничениям баланса мощ-

ности в узлах электрической сети определяют узловые цены на балансирующую электроэнергию и также вычисляются в процессе расчета результатов торгов на балансирующем рынке.

В данной работе рассмотрена оптимизационная задача управления режимами загрузки генерирующего оборудования на основе ценовых заявок на производство электроэнергии и на включение дополнительных генерирующих агрегатов. Кроме расчета планов балансирующего рынка и плана на сутки вперед, здесь еще возникает частично целочисленная задача оптимизации, связанная с выбором включенного генерирующего оборудования и решаемая на более длительном временном интервале. Ее специфика и соединение всех трех задач оптимизации в единый процесс совместно с конкурентным рынком электроэнергии составляют основное содержание работы. Исследование проводится в применении к рынку электроэнергии и мощности, функционирующему в России в соответствии с Федеральным законом “Об электроэнергетике”. Общий обзор подходов к проектированию рынков электроэнергии представлен в [4].

1. Управление работой электроэнергетической системы. Осуществляется специальной диспетчерской службой в режиме реального времени, поскольку для поддержания нормативного уровня частоты электрического тока необходимо постоянно обеспечивать баланс производства и потребления электрической мощности во всей системе в целом с учетом нерегулярных колебаний графика потребления. При этом мгновенные изменения в системе автоматически демпфируются за счет регулирования выдачи мощности гидрав-

* Работа выполнена по программе государственной поддержки ведущих научных школ (код проекта НШ-693.2008.1).

лических электростанций (ГЭС), но на больших отрезках времени (порядка часа) требуется изменение значений выдаваемой мощности и на тепловых электростанциях (ТЭС) в силу наличия ограничений по интегральной суточной выработке ГЭС.

Снижение и повышение мощности, выдаваемой ТЭС в сеть, т.е. сброс и набор ими нагрузки, производится на основании диспетчерских команд, которые должны отдаваться заблаговременно из-за ограничений по скорости сброса и набора нагрузки. Поэтому необходимым элементом управления работой электроэнергетической системы является планирование нагрузки, которую должны нести генерирующие агрегаты (генераторы) станций.

Различают несколько временных горизонтов планирования в зависимости от конкретных целей планирования, рассматриваемых далее. Другие аспекты деятельности диспетчерских служб в электроэнергетике (в частности, управление сетевым оборудованием, разрешение ремонтных заявок, расчет противоаварийной автоматики и т.д.) в данной статье практически не будут затрагиваться, поскольку они меньше связаны с конкурентным рынком электроэнергии и мощности, составляющим основной предмет настоящего исследования.

Для генерирующего оборудования, подключения к сети, можно выделить три этапа планирования его нагрузки диспетчером: 1) на сутки вперед (станция получает график работы на следующие сутки), 2) в балансирующем рынке (график на оставшиеся часы суток корректируется на основе оптимизационного расчета), 3) между расчетами планов балансирующего рынка (управляющие команды корректируют текущий план балансирующего рынка на время до начала действия следующего плана или до конца суток). В условиях конкурентного рынка, выбирая те или иные генераторы в целях увеличения и уменьшения производства электроэнергии, диспетчер руководствуется не только их техническими характеристиками, но и ценовыми заявками, поданными поставщиками в отношении каждого работающего генератора и отражающими стоимость производства соответствующего объема электроэнергии. На первых двух этапах планирование с учетом ценовых заявок осуществляется на основе решения задач оптимизации, которые будут подробно рассматриваться в разд. 2 и 3, а на этапе 3) используется простое правило: сброса самой дорогой в данном энергорайоне нагрузки ТЭС (при потреблении ниже прогнозного) и подъема самой дешевой (при внеплановом снижении выдачи мощности в сеть или непрогнозируемом росте потребления).

Планирование подключения к сети генераторов и их отключения (вывода в холодный резерв) проводится заранее, с выделением этапов:

4) на неделю вперед (расчет за 2 дня до начала планируемого периода) и 5) на конец рабочей недели (корректировка предыдущего расчета) — с применением процедуры оптимизации, а также без оптимизационной процедуры могут быть скорректированы решения этапов 4) или 5) на этапе 6) подготовки к планированию на сутки вперед. Кроме того, в экстренных случаях в режиме, близком к реальному времени, могут потребоваться дополнительные изменения по составу включенного генерирующего оборудования по сравнению с запланированным на шестом этапе — этап 7). Возникающие на этапах 4) и 5) задачи оптимизации обсуждаются в разд. 4, они используют индикативные ценовые заявки генерации, служащие верхней границей для подаваемых в течение недели ценовых заявок на производство электроэнергии, и еще заявляемую поставщиками стоимость пуска генерирующего оборудования (из холодного состояния) с целью подключения к сети для выдачи мощности.

На годовом интервале планирования формируются планы по модернизации и ремонтам оборудования, составляется прогнозный баланс выработки электроэнергии различными электростанциями, здесь процедуры оптимизации не применяются. Планирование строительства новых станций на конкурентной основе (по их ценовым заявкам) должно быть введено в России в 2009 г. в 4–6-летнем временном разрезе, так что пока еще рано анализировать реальную работу соответствующего рынка, поэтому в настоящей статье указанный этап будет обсуждаться на обобщенном уровне (см. разд. 5).

Начнем рассмотрение с оптимизационной задачи планирования в режиме, приближенном к реальному времени, соответствующей этапу 2).

2. Задача расчета планов балансирующего рынка. 2.1. Сетевая структура задачи оптимизации. Структуру задачи (ее ограничений) определяет схема электрической сети синхронной зоны единой энергосистемы РФ. Ветви схемы соответствуют трансформаторам и линиям электропередачи (уровень выше 110 кВ представлен явно, ниже — в эквивалентированном виде), а узлы — сетевым подстанциям в местах соединения ветвей и местам присоединения к сети крупных потребителей электроэнергии или генераторов мощностью от 5 МВт. В настоящее время схема содержит более 7 тыс. узлов.

2.2. Параметры задачи оптимизации: $P_{gt}^{\min}$, $P_{gt}^{\max}$ и $P_{gt}^{\text{расп}}$ — пределы регулирования генератора g в час t и его располагаемая мощность; $Q_g^{\min}$, $Q_g^{\max}$ — диапазон для генерации и/или потребления реактивной мощности генератором g ; $n_g^{\min}$, $n_g^{\max}$ — пределы снижения, повышения нагрузки генератором g при переходе от часа к часу;

C_{gt}^m — ценовые компоненты в ценовой заявке для генератора g на час t , $m = 1, 2, \dots, M_{gt}$; предполагается, что $C_{gt}^1 \leq C_{gt}^2 \leq \dots \leq C_{gt}^{M_{gt}}$ ($C_{gt}^0 = 0$); P_{gt}^m — приращения над $P_{gt}^{\min}$ соответствующих данным ценам объемных компонент в ценовой заявке для генератора g на час t , $m = 1, 2, \dots, M_{gt}$, объемные компоненты заявки идут нарастающим итогом

$$P_{gt}^{\min} + \sum_m P_{gt}^m \leq P_{gt}^{\text{расп}},$$

P_{ct} — среднечасовая активная мощность, прогнозируемая к потреблению для покупателя c в час t ; $P_{st}^{\min}$, $P_{st}^{\max}$ — пропускная способность сечения S в час t в зависимости от направления перетоков — для заданных диспетчером контролируемых сечений S (объединений параллельных ветвей) сети.

2.3. Переменные задачи оптимизации: $P_{gt} \geq 0$ — среднечасовая активная мощность, планируемая к выпуску (принятая рынком) для генератора g в час t ; $P_{gt}^m \geq 0$ — принятая рынком ее часть, соответствующая m -й ступеньке в ценовой заявке генератора g на час t ; Q_{gt} — среднечасовая реактивная мощность, планируемая к выпуску или потреблению для генератора g в час t ; p_{ij}^t — среднечасовой поток активной мощности, протекающий в узел j из узла i в час t по ветви (i, j) ; q_{ij}^t — среднечасовой поток реактивной мощности, протекающий в узел j из узла i в час t по ветви (i, j) ; $V_j^t \geq 0$ — модуль напряжения в узле j в час t ; d_j^t — угол (фаза) напряжения в узле j в час t .

2.4. Ограничения задачи оптимизации. Рассматриваются для всех часов суток, $t = 0, 1, \dots, 23$. Основным является баланс активной мощности в узле j

$$\sum_{i \in I(j)} p_{ij}^t + \sum_{g \in G(j)} P_{gt} - \sum_{c \in C(j)} P_{ct} = 0 \quad (2.1)$$

для каждого узла j сети, для каждого t , где суммирование ведется по всем генераторам g и потребителям c , относящимся к узлу j , и по всем узлам i сети, смежным с узлом j . Аналогичное соотношение выписывается и для реактивной мощности.

Зависимость перетоков мощности по ветвям электрической сети от модулей и фаз напряжений выражают нелинейные равенства

$$p_{ij}^t = G_{ij}[V_i^{t2} - (V_j^t V_i^t / T_{ij}) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij})] + \Omega_{ij}(V_j^t V_i^t / T_{ij}) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}), \quad (2.2)$$

$$q_{ij}^t = \Omega_{ij}[V_i^{t2} - (V_j^t V_i^t / T_{ij}) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij})] - G_{ij}(V_j^t V_i^t / T_{ij}) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) - V_i^{t2} B_{ij} \quad (2.3)$$

для всех ветвей (i, j) и всех моментов времени t , где Ω_{ij} — реактивная проводимость ветви (i, j) , G_{ij} — активная проводимость ветви (i, j) , α_{ij} — фазосдвигающий коэффициент, если ветвь (i, j) — трансформатор, в противном случае — 0, T_{ij} — коэффициент трансформации, если ветвь (i, j) — трансформатор, в противном случае — 1, B_{ij} — емкостная проводимость ветви (i, j) .

Ограничения перетоков активной мощности по контролируемым сечениям (с учетом направлений перетоков) в каждый момент времени t

$$\sum_{(i,j) \in S} p_{ij}^t \leq P_{st}^{\max}, \quad \sum_{(i,j) \in S} p_{ji}^t \leq P_{st}^{\min} \quad (2.4)$$

должны выполняться для всех контролируемых сечений S .

Верхние и нижние ограничения по производству активной и производству или потреблению реактивной мощности, заданные выбором состава включенного генерирующего оборудования, записываются как

$$P_{gt}^{\min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{\max}, \quad Q_g^{\min} \leq Q_{gt} \leq Q_g^{\max} \quad (2.5)$$

для всех g, t . Так же задаются ограничения по скорости сброса и набора нагрузки

$$P_{gt} - n_g^{\min} \leq P_{g(t+1)} \leq P_{gt} + n_g^{\max} \quad (2.6)$$

для всех g, t (полагая $t + 1 = 0$ для $t = 23$ предыдущих суток).

Ценовые заявки генерации формируют следующие ограничения на принятые рынком объемы:

$$P_{gt}^m \leq P_{gt}^m \quad (2.7)$$

при всех t, m для всех генераторов g без признака интегральной заявки;

$$\sum_{t=0}^{23} P_{gt}^m \leq \sum_{t=0}^{23} P_{gt}^{m*} \quad (2.8)$$

при всех m для всех генераторов g с признаком интегральной заявки, а также ограничения по связи этих переменных в общий объем для всех g ,

$$P_{gt} = P_{gt}^{\min} + \sum_m P_{gt}^m. \quad (2.9)$$

2.5. Целевая функция задачи оптимизации

$$\sum_{t=\tau}^{23} \sum_g \sum_m C_{gt}^m P_{gt}^m \rightarrow \min \quad (2.10)$$

для различных τ (сейчас используются $\tau = 0, 4, 8, 12, 16, 20$).

Задача минимизации функции (2.10) с ограничениями (2.1)–(2.9) решается последовательно для каждого указанного τ в течение суток к моменту времени $\tau - 1$. При этом для $\tau > 0$ переменные с индексом $t < \tau$ становятся параметрами и их значения полагаются равными последним запланированным соответственно на час t .

2.6. Планы балансирующего рынка. В результате решения задачи (2.1)–(2.10) с очередным τ определяется план балансирующего рынка, задающий значения среднечасовой активной мощности для всех генераторов g во все часы t , начиная с τ , и до конца суток. Расчеты со следующими τ корректируют предыдущие планы для $t \geq \tau$, не меняя их для меньших t . Результаты расчетов для разных τ могут различаться в силу уточнения прогноза потребления, а также изменений других параметров задачи оптимизации.

На основе полученных (последних скорректированных) значений определяется диспетчерский график загрузки генерации и часовые объемы выработки электроэнергии каждым генератором. Указанные объемы, как правило, отличаются от рассчитанных накануне в результате торгов на рынке электроэнергии (называемом рынком “на сутки вперед” — см. далее в разд. 3). Соответствующие разнице объемы уже относятся к балансирующей электроэнергии, т.е. к электроэнергии, продаваемой и покупаемой в режиме, близком к реальному времени производства и потребления. Эти объемы образуют отклонения по внешней инициативе (в отличие от отклонений по собственной инициативе участников рынка, в частности, потребителей) в составе отклонений объемов фактического производства (и потребления) электроэнергии в каждый час суток от проданных (купленных) на рынке электроэнергии часовых объемов.

2.7. Цены на балансирующую электроэнергию. В основу ценообразования на балансирующем рынке положен подход, базирующийся на множителях Лагранжа, которые определяются в процессе решения сформулированной последовательности задач (2.1)–(2.10) при увеличении τ .

Множитель Лагранжа к ограничению (2.1) по балансу мощности в произвольном узле j сети характеризует величину изменения значения целевой функции в результате малого изменения спроса в данном узле и с экономической точки зрения интерпретируется как индикатор стоимости балансирующей электроэнергии в этом узле. Функция (2.10) — стоимость (по ценовым заявкам генерации) обеспечения потребления поузловых объемов электроэнергии, соответствующих среднечасовой активной электрической мощности, за все часы, начиная с τ , и до конца суток. Согласно (2.1), при обеспечении потребления электро-

энергии учитывается не только ее производство, но и потери в сетях при передаче (доставке) потребителю.

По свойствам множителей Лагранжа (см., например, в [1]) в планы балансирующего рынка (для каждого τ) для любого генератора g будут включены лишь те объемы производства, цена в заявке для g на которые не больше значения множителя Лагранжа в узле данного генератора g , и все те объемы из заявки для g , цена на которые заявлена ниже указанного значения (индикатора стоимости балансирующей электроэнергии в узле, к которому отнесен генератор g , в соответствующий час). В каждом узле сети индикаторы стоимости балансирующей электроэнергии, вообще говоря, будут различаться. Это различие вызвано потерями на ветвях сети при передаче мощности и, кроме того, может усугубляться активностью какого-либо из ограничений (2.4).

Множители Лагранжа к ограничениям (2.4) по контролируемым сечениям (и/или внешним потокам) с экономической точки зрения интерпретируются как цены последнего мегаватта пропускной способности сечений. Эти множители Лагранжа характеризуют величину изменения значения целевой функции в результате малого изменения пропускной способности определенного сечения. Например, при небольшом увеличении пропускной способности сечения появляется возможность передать по этому сечению больше мощности от более дешевых источников и соответственно разгрузить более дорогие, что позволяет улучшить значение целевой функции. Количественная характеристика этого изменения целевой функции, отнесенная к изменению величины пропускной способности, характеризуется соответствующим множителем Лагранжа.

Расчет множителей Лагранжа, как частных производных функции минимума (2.10) по правой части ограничений, производится в ходе решения задач оптимизации (2.1)–(2.10) с каждым τ . При этом значения, полученные для $t > \tau(+3)$, корректируются полученными для тех же t (в данные сутки) результатами расчетов при решении задач с большими τ .

Все генераторы и все потребители, относящиеся к одному узлу, рассчитываются за производство или потребление ими балансирующей электроэнергии по ценам, определяемым на основе индикатора стоимости балансирующей электроэнергии в данном узле (и в данный час). По этим ценам происходит покупка и продажа любых отклонений фактического производства и потребления электроэнергии от вычисленного накануне по результатам торгов на рынке электроэнергии почасового планового производства и потребления, за объемы которого участники рассчитались по равновесной цене рынка “на сутки вперед”.

Отличие цен на балансирующую электроэнергию от индикаторов ее стоимости зависит от причин возникновения отклонений: выполнение внешней инициативы дополнительно поощряется, а собственной — нет. Например, покупка, вызванная увеличением потребления по сравнению с купленным на рынке “на сутки вперед”, производится по максимуму из равновесной цены этого рынка и индикатора стоимости балансирующей электроэнергии, а продажа из-за снижения фактического потребления электроэнергии по сравнению с закупленным на рынке “на сутки вперед” объемом осуществляется по минимуму из указанных равновесной цены и индикатора. Такая же формула работает для покупки и продажи объемов отклонений генерации, вызванных собственной инициативой (например, неточным исполнением диспетчерских команд), а для отклонений по внешней инициативе применяется обратная формула.

Для согласования равновесных цен на электроэнергию на рынке “на сутки вперед” с ценами и индикаторами стоимости балансирующей электроэнергии (на балансирующем рынке) ценовые заявки отдельно на балансирующий рынок генерацией не подаются, а используются заявки, поданные на рынок “на сутки вперед”. Эта мера также позволяет предупредить возникновение потенциальной возможности генерации манипулировать ценами в режиме, близком к реальному времени.

3. Российская модель рынка электроэнергии. Действующая в России модель оптового рынка электроэнергии с формально-математической точки зрения и, следовательно, для целей расчета равновесных узловых цен и объемов совпадает с изученной в работе [2] моделью полностью конкурентного рынка. Ограничения соответствующей задачи оптимизации — те же, что и для задачи расчета планов балансирующего рынка, рассмотренной в предыдущем разделе, поэтому отдельно приводить ее полную формулировку здесь не будем. Отметим лишь наиболее важные различия с указанными постановками.

3.1. Отличия рынка электроэнергии от балансирующего рынка. Рынок электроэнергии в России действует в плановом режиме на следующие сутки (этап 1 в разд. 1), расчет результатов торгов проводится в середине дня сразу на все часы суток следующего календарного дня. Отсюда его название — рынок “на сутки вперед”. На рынке “на сутки вперед” планируется более 90% всей производимой электроэнергии (т.е. на балансирующую электроэнергию — на отклонения — приходится менее 10%), поскольку через этот рынок проходят все объемы независимо от заключаемых участниками рынка двусторонних договоров поставки электроэнергии. Стороны договора тоже должны подать ценовые заявки на торги на рынке электроэнергии для учета

их объемов производства и потребления при планировании, хотя финансовые расчеты за договорные объемы производятся между ними по договорным ценам.

На рынок “на сутки вперед” (в отличие от балансирующего рынка, где участвуют ценовые заявки только генерации, а объемы потребления прогнозирует диспетчер) подают ценовые заявки не одни поставщики, но и покупатели электроэнергии, так что целевой функцией задачи расчета результатов торгов на рынке “на сутки вперед” служит максимум функции благосостояния [2]:

$$\sum_{t=0}^{23} \left\{ \sum_c \sum_m C_{ct}^m P_{ct}^m - \sum_g \sum_m C_{gt}^m P_{gt}^m \right\} \rightarrow \max. \quad (3.1)$$

Здесь C_{ct}^m — ценовые компоненты заявки покупателя c на час t , состоящей из M_{ct} “ступенек” с ценами $C_{ct}^1 \geq C_{ct}^2 \geq \dots \geq C_{ct}^{M_{ct}}$, и P_{ct}^m — приращения объемных компонент (длины ступенек) в этой заявке — параметры задачи; а $P_{ct} \geq 0$ — среднечасовая активная мощность, купленная на рынке покупателем c в час t , в отличие от разд. 2.2 является переменной; и P_{ct}^m — принятая рынком ее часть, соответствующая m -й ступеньке в заявке покупателя c на этот час — также переменная. Для них выполнены аналогичные (2.9), (2.7) ограничения по связи переменных и по объемам в ценовых заявках покупателей электроэнергии

$$P_{ct} = \sum_m P_{ct}^m, \quad P_{ct}^m \leq P_{ct}^{*m}. \quad (3.2)$$

Остальные ограничения и параметры задачи (3.1) — те же, что и в разд. 2, только значения переменных уже имеют смысл не плана балансирующего рынка, а величин, планируемых на рынке “на сутки вперед”.

Задача расчета результатов рынка “на сутки вперед” предполагает максимизацию (3.1) с ограничениями (3.2), (2.1)–(2.9). Множители Лагранжа (со знаком минус) к ограничению (2.1) по балансу мощности в каждом узле j в данной задаче интерпретируются как равновесные цены электроэнергии в узлах сети (цены рынка “на сутки вперед”). Объемы электроэнергии, соответствующие рассчитанным в задаче равновесным значениям среднечасовой активной мощности генераторов g , задают для них плановое почасовое производство электроэнергии на все часы следующих суток (согласно этапу 1) планирования из разд. 1). Далее эти планы могут быть диспетчером скорректированы (см. разд. 2), но за объемы корректировки уже будет определена отдельная плата по ценам балансирующей электроэнергии (в соответствии с разд. 2.7).

3.2. Связь действующей модели рынка электроэнергии с целевой моделью полностью кокурентного рынка. Основным свойством действующей модели рынка электроэнергии (отличающим ее от целевой модели, но не влияющим на ценообразование и планирование) является наличие объемов электроэнергии, продаваемых и покупаемых по регулируемым ценам (тарифам). Указанные объемы занимают сегодня более 70% электроэнергии, производимой на электрических станциях, построенных до 2007 г., и должны постепенно снижаться к 2012 г. Однако в отличие от рассмотренной в последнем разделе [2] переходной модели, действовавшей до 2006 г., в настоящей модели нет отдельного регулируемого сектора со своими специальными правилами, а на все торгуемые по регулируемым ценам объемы электроэнергии (в разбивке по часам) участниками рынка заключены договоры купли-продажи на год вперед, цена в которых соответствует установленным на тот год тарифам. Причем на объемы таких договоров наряду с остальными планируемыми к поставке и потреблению объемами подаются ценовые заявки на рынок “на сутки вперед”, т.е. эти объемы участвуют в торгах наравне со всеми.

Условиями договора предусмотрено, что в случае если по итогам рынка “на сутки вперед” для генератора оказывается запланированным объем меньше договорного, он докупает недостающую электроэнергию на этом рынке по его равновесной цене, и наоборот, если для покупателя оказывается запланированным меньший объем, чем был куплен им по договору, то разница автоматически продается по равновесной цене для этого покупателя. Таким образом обеспечена независимость равновесных цен рынка “на сутки вперед” от регулируемых цен в договорах, т.е. соответствие узловых равновесных цен модели полностью кокурентного рынка электроэнергии из [2].

Утверждение. В условиях совершенной конкуренции (когда цена в заявке отдельного участника не меняет равновесных цен рынка) или же если узловые цены рынка участнику заранее не известны, его стратегией подачи ценовой заявки, обеспечивающей оптимальный гарантированный результат [1], будет “искренняя” стратегия.

Доказательство. Если узловые цены рынка участнику заранее не известны, то ему не известно, какие объемы из его заявки будут приняты рынком. Известно лишь, что по свойству равновесных цен принятыми оказываются лишь те объемы, цена в заявке на которые не хуже (т.е. не больше — для покупателя и не меньше — для продавца) узловой равновесной цены в узле данного участника, и все те объемы, цена в заявке на которые лучше узловой равновесной цены. Поэтому стратегия подачи искренней ценовой заявки позволяет поставщику не производить допол-

нительные объемы по невыгодной для него цене, а покупателю — не покупать по той цене, при которой ему выгоднее снизить потребление электроэнергии.

В случае завышения цены в заявке поставщика по сравнению с его непосредственными (переменными) затратами на производство он рискует, что его заявка не будет принята, но на рынке сложится цена, близкая к его заявке и превышающая затраты на самостоятельное производство соответствующего объема. При наличии договора на его поставку участнику придется оплатить указанный объем по рыночной цене, т.е. он проиграет по сравнению с искренней стратегией. В случае занижения им цены в заявке, на рынке может оказаться принятым объем, больший договорного, по цене, близкой к цене в заявке, т.е. ниже затрат на производство им электроэнергии — опять выигрыш по сравнению с искренней стратегией. Аналогичная ситуация имеется и для покупателя.

3.3. Конкуренция на рынке электроэнергии. Конечно, говорить об условиях совершенной конкуренции на российском рынке электроэнергии не приходится, поскольку число поставщиков невелико (число покупателей гораздо больше, и у них меньше шансов повлиять на цены рынка). Но условий манипулирования ценами для генерирующих компаний фактически тоже нет. Основной противовес завышению цен в заявках генерации составляют не ценовые заявки покупателей (поскольку эластичность спроса в столь краткосрочном режиме, как планирование “на сутки вперед”, низка) и не договоры, рассмотренные в предыдущем разделе (хотя они так же, как и двусторонние договоры со свободной ценой, играют на приближение цен к искренним), но необходимость постоянного наличия в энергосистеме резервов мощности.

При выборе состава включенного генерирующего оборудования диспетчер должен рассчитывать не только на колебания потребления, но и на возможность внепланового отключения генерирующего оборудования или линии электропередачи, и на этот случай держать дополнительные генераторы, включенные не на всю рабочую мощность, чтобы поднимать на них нагрузку в случае необходимости. Дело в том, что пуск генератора (кроме ГЭС) из холодного состояния требует не одного часа до подключения к сети, а, как правило, диспетчеру нужно увеличить выдаваемую в сеть мощность за существенно меньшее время.

Резерв мощности в системе в час t на загрузку и на разгрузку определяется соответственно по формулам

$$\sum_g (P_{gt}^{\max} - P_{gt})$$

и

$$\sum_g (P_{gt} - P_{gt}^{\min}),$$

где суммирование ведется по генераторам g , удовлетворяющим условиям по скорости набора и сброса нагрузки (отдельно для ГЭС и ТЭС), требующимся диспетчеру. Причем резерв на загрузку ТЭС должен составлять не менее 1000 МВт в регионе — из расчета на выход из строя одного генерирующего агрегата.

Таким образом, большой объем ценовых заявок (с самой высокой, согласно (3.1), ценой) всегда окажется в торгах невостребованным. Поэтому если поставщик (генерирующая компания) завысит цены в заявке на свою генерацию, он рискует, что его заявка не пройдет и ему придется оставаться в горячем резерве. В таком случае его включенные генераторы будут работать лишь на нижнем пределе регулирования (на технологическом минимуме) и не смогут принести больше прибыли либо (если на объемы технологического минимума у поставщика не заключено двусторонних договоров, а равновесные цены ниже переменных затрат на производство электроэнергии) приведут к убыткам. Последнее возможно, так как в силу ограничения (2.5) объемы выработки на технологическом минимуме берутся рынком независимо от цены: на них формируется ценопринимая заявка и они не влияют на равновесные цены рынка.

4. Конкурентный выбор состава включенного генерирующего оборудования. Значения технологических минимумов электростанций определяются по результатам решения задачи выбора подключаемых к сети или находящихся в холодном резерве генераторов (задача выбора состава включенного генерирующего оборудования). Указанный выбор в большой степени задает уровень цен на электроэнергию, следовательно, в условиях конкурентного рынка электроэнергии он должен проводиться на конкурентной основе — по ценовым заявкам поставщиков. Причем поставщики должны заявлять не только стоимость пусков (и остановов) генераторов, но и цены, по которым они готовы будут продавать электроэнергию, вырабатываемую на включаемом генерирующем оборудовании. Однако горизонт планирования в рассматриваемой задаче (см. этап 4), разд. 1) слишком далёк, чтобы участники могли определиться с ценами на заявляемые объемы, поскольку они зависят от будущих условий топливообеспечения (по разным видам топлива). Поэтому цены в заявках разрешается корректировать на этапе 1) планирования (см. разд. 1), естественно, в сторону снижения.

В силу прогнозного характера ценовых заявок в задаче выбора состава включенного генерирующего оборудования они называются индикатив-

ными и служат индикаторами, ограничивающими сверху будущие цены. Отметим, что необходимость введения в этой задаче более чем недельного горизонта планирования вызвана условием на число включений генератора — не чаще одного раза в неделю, которое в свою очередь связано с износом существующего оборудования ТЭС. Тем же обусловлено использование поданных на этапе 4) планирования индикативных заявок и для расчетов, корректирующих (см. этап 5) в разд. 1) выбранный состав оборудования, с целью избежать “рокировки” включений генераторов.

Для генераторов, запланированных к пуску на этапах 4) и 5) — по итогам оптимизации — и по этому же плану включенных, выплачивается стоимость пуска согласно поданным заявкам на пуск. Плановые пуски не оплачиваются в отношении генерации, пуски которой производятся по фиксированному (поставщиком или диспетчером) временному графику: небольшие ТЭС, работающие преимущественно в режиме теплофикации, иные генераторы — по режиму вынужденной нагрузки или по системным условиям. При внеплановом включении выплачивается только стоимость пусков, запланированных в режиме, близком к реальному времени (на этапе 7) из разд. 1). Далее подробно рассмотрим задачу, решаемую на этапе 4).

4.1. Параметры задачи. В отличие от разд. 2, 3 рассматриваются все не выведенные в ремонт генераторы (блоки и неблочные части электростанций) g , а не только включенные в сеть, и время t с нулевого часа субботы и до 23 ч. следующей за ней пятницы; $\delta_{g(-1)}$ — включенное (1) или нет (0) состояние генератора g к нулевому часу; δ_{gt} — график пусков и остановов для генераторов g , работающих по фиксированному графику пусков и остановов, F_t — множество таких генераторов g на момент t ; $P_{gt}^{\min}$, $P_{gt}^{\max}$ и $P_{gt}^{\text{раб}}$ — пределы регулирования генератора g в час t и его рабочая мощность; $Q_g^{\min}$, $Q_g^{\max}$ — диапазон для его реактивной мощности; $n_g^{\min}$, $n_g^{\max}$ — пределы снижения, повышения нагрузки генератором g при переходе от часа к часу (в номинальном регулируемом диапазоне); C_{gt}^m — ценовые компоненты в индикативной ценовой заявке на час t для генератора g , $C_{gt}^1 \leq C_{gt}^2 \leq \dots \leq C_{gt}^{M_{gt}}$ ($C_{gt}^0 = 0$ для $P_{gt}^{\min}$); p_{gt}^m — приращения к $P_{gt}^{\min}$ соответствующих объемных компонент в индикативной ценовой заявке для генератора g на час t ; $m = 1, 2, \dots, M_{gt}$; Δ_g — заявленная стоимость каждого мегаватта рабочей мощности генератора g при его включении в ра-

боту из холодного состояния (выплачивается разово для $g \notin F_t$, если значение $P_{gt}^{\max}$ было обеспечено); $P_{it}^{+(-)}$ – заданный диспетчером суммарно необходимый резерв i -го вида на загрузку (разгрузку) – с учетом неопределенности в прогнозе потребления – к часу t , R_i – генераторы g для резерва i -го вида; $p_{st}^{\min}$, $p_{st}^{\max}$ – пропускная способность сечения S в час t ; P_{ct} – среднечасовая активная мощность потребления для покупателя c в час t (диспетчерский прогноз на неделю планирования).

4.2. Переменные задачи: δ_{gt} – включенное (1) или нет (0) состояние генератора g в час t – для $g \notin F_t$; $P_{gt} \geq 0$ – среднечасовая активная мощность, планируемая на этапе 4) к выпуску для генератора g в час t предстоящей недели; $p_{gt}^m \geq 0$ – входящая в решение задачи ее часть, соответствующая m -й ступеньке в индикативной ценовой заявке генератора g на час t ; $r_{gt}^{+(-)}$ ≥ 0 – величины резервов на загрузку (разгрузку), оставляемых на генераторе g при планировании на час t (в МВт), Q_{gt} – “среднечасовая” реактивная мощность, планируемая на этапе 4) к выпуску (≥ 0) или потреблению (< 0) генератором g в час t ; p_{ij}^t и q_{ij}^t – “среднечасовые” потоки активной и реактивной мощности, втекающие в узел j из узла i в час t по ветви (i, j) сети; $V_j^t \geq 0$ и d_j^t – модуль и фаза напряжения в узле j в час t .

4.3. Ограничения задачи рассматриваются по всем часам семи планируемых суток: $t = 0, 1, \dots, 167$. Баланс активной мощности в узле j

$$\sum_{i \in I(j)} p_{ij}^t + \sum_{g \in G(j)} P_{gt} - \sum_{c \in C(j)} P_{ct} = 0 \quad (4.1)$$

для каждого узла j сети, для каждого t , где суммирование ведется по всем генераторам g и потребителям c , относящимся к узлу j , и по всем узлам i сети, смежным с узлом j . Аналогичное соотношение задается для реактивной мощности.

Зависимость перетоков мощности по ветвям сети от напряжений

$$p_{ij}^t = G_{ij} [V_i^{t2} - (V_j^t V_i^t / T_{ij}) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij})] + \Omega_{ij} (V_j^t V_i^t / T_{ij}) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}), \quad (4.2)$$

$$q_{ij}^t = \Omega_{ij} [V_i^{t2} - (V_j^t V_i^t / T_{ij}) \cos(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij})] - G_{ij} (V_j^t V_i^t / T_{ij}) \sin(d_i^t - d_j^t + \alpha_{ij}) - V_i^{t2} B_{ij} \quad (4.3)$$

для всех ветвей (i, j) сети и всех моментов времени t , где Ω_{ij} , G_{ij} , B_{ij} – реактивная, активная и емкостная проводимость ветви, α_{ij} и T_{ij} – коэффици-

циенты сдвига фазы и трансформации, если ветвь (i, j) – трансформатор, в противном случае $\alpha_{ij} = 0$ и $T_{ij} = 1$.

Ограничения на перетоки мощности по контролируемым сечениям для всех t и заданных диспетчером S

$$\sum_{(i,j) \in S} p_{ij}^t \leq p_{st}^{\max}, \quad \sum_{(i,j) \in S} p_{ji}^t \leq p_{st}^{\min}. \quad (4.4)$$

Верхние и нижние ограничения для всех g , t по производству активной и по производству или потреблению реактивной мощности, определяемые выбором состава включенного генерирующего оборудования с учетом резервов включенной активной мощности (горячие резервы) и графика $P_g^1, \dots, P_g^{T(g)}$ выхода на номинальный регулировочный диапазон, изменятся по сравнению с (2.5) следующим образом:

$$P_{gt} = Q_{gt} = 0, \quad \text{если } \delta_{gt} = 0$$

$$\text{и } \delta_{g(t+\tau)} = 0 \quad \forall \tau = 1, \dots, T(g);$$

$$r_{gt}^- + P_{gt}^{\min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{\max} - r_{gt}^+, \quad (4.5)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_{gt} \leq Q_g^{\max}, \quad \text{если } \delta_{gt} = 1;$$

$$P_{gt} = P_g^{T(g)-\tau+1}, \quad \text{если } \delta_{gt} = 0$$

$$\text{и } \exists \tau \in (0, T(g)) : \delta_{g(t+\tau)} - \delta_{g(t+\tau-1)} = 1.$$

При этом используется несколько графиков для каждого g в зависимости от времени последнего отключения генератора g от сети. Можно также предусмотреть снижение цены в заявке на пуск g для случаев, когда от отключения до последующего включения g проходит меньше трех суток.

Ограничения по скорости сброса и набора нагрузки (если $\delta_{gt} = 1$) для всех g и $t < 167$

$$P_{gt} - n_g^{\min} \leq P_{g(t+1)} \leq P_{gt} + n_g^{\max}. \quad (4.6)$$

Ограничения на принятые объемы из ценовых заявок генерации, если $\delta_{gt} = 1$, соответствуют (2.7) и (2.8)

$$P_{gt}^m \leq P_{gt}^{*m} \quad (4.7)$$

при всех t , m и g без признака интегральной заявки,

$$\sum_{t(\bmod 24)=0}^{23} P_{gt}^m \leq \sum_{t(\bmod 24)=0}^{23} P_{gt}^{*m} \quad (4.8)$$

при всех m для всех генераторов g с признаком посуточно интегральной индикативной заявки. Ограничения по связи этих объемов в общий объем

$$P_{gt} = P_{gt}^{\min} + \sum_m P_{gt}^m, \quad (4.9)$$

если $\delta_{gt} = 1$ или $P_{gt} > P_{gt}^{\min}$.

Следующие ограничения на необходимость наличия резервов мощности являются новыми по сравнению с рассмотренными в разд. 2:

$$\sum_{g \in R_i} r_{gt}^{+(-)} \geq P_{it}^{+(-)} \quad (4.10)$$

для всех видов i горячего резерва и

$$\sum_{g \in R_i} P_{gt}^{\max} (1 - \delta_{gt}) \geq P_{it}^+$$

для всех видов i холодного резерва.

Кроме того, для отдельных узлов j сети диспетчером могут быть заданы узловые ограничения χ_j на число включенных или оставляемых в холодном резерве генераторов (но меньшее числа всех генераторов в данном узле, если не все они принадлежат F_j)

$$\sum_{g \in G(j)} \delta_{gt} \geq \chi_j \text{ или } \sum_{g \in G(j)} \delta_{gt} \leq \chi_j \quad (4.11)$$

Еще один тип узловых ограничений инициирован исходящими от поставщиков пожеланиями по разнесению во времени (на $T \geq 6$ ч) процедур включения отнесенных к одному узлу генераторов

$$\sum_{g \in G(j)} [\delta_{gt} - \delta_{g(t-T)}]^+ \leq 1 \quad (4.12)$$

для всех $G(j)$, t , где $[...]^+ = \max\{0, \dots\}$ — положительная часть величины в скобках. Ограничение на общее число включений генератора ТЭС за неделю вводится следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{если } \delta_{gt} - \delta_{g(t-1)} = 1 \text{ и } \delta_{gt} = 0 \text{ для } t > \tau, \\ \text{то и } \delta_{g(t+1)} = 0, \end{aligned} \quad (4.13)$$

для всех генераторов g , относящихся к ТЭС, и любых $0 \leq t, \tau < 167$.

4.4. Целевая функция задачи

$$\begin{aligned} \sum_{t=0}^{167} \left\{ \sum_{g \notin F_t} (\Delta_g P_{gt}^{\text{паб}} [\delta_{gt} - \delta_{g(t-1)}]^+ + C_{gt}^1 P_{gt}^{\min} \delta_{gt}) + \right. \\ \left. + \sum_{g, m} C_{gt}^m P_{gt}^m \right\} \rightarrow \min. \end{aligned} \quad (4.14)$$

4.5. Метод декомпозиции в задаче (4.1)–(4.14). В данной задаче присутствуют булевы переменные δ_{gt} , квадратичные ограничения (4.2)–(4.3), интегральные (4.8) и иные (4.6), (4.12), (4.13) связывающие по t ограничения, поэтому она является неблочной частично целочисленной задачей нелинейного программирования и требует разработки отдельных численных методов, учитывающих ее конкретную специфику (различные подходы см., например, в [4, 5]). Применяемый в настоящее время подход на российском рынке электроэнергии и мощности состоит в следующем.

На стадии подготовки к решению производится проверка на совместность основных ограничений (4.1)–(4.4) и правой части (2.5) (без ограничения целочисленности) с целью верификации исходных данных. Отдельно проверяются на выполнимость и в случае невыполнимости корректируются ограничения на минимальный и максимальный состав оборудования (4.10), (4.11). Затем решается целочисленная задача, но отчасти саггрегированная по времени, когда в один временной интервал объединяется несколько последовательных часов с близкими характеристиками. Далее проводится оптимизация внутри указанных интервалов, причем приоритеты корректировки ограничений в случае их несовместности задаются путем использования специальных штрафующих коэффициентов. И на завершающей стадии решается задача оптимизации с выбранным составом оборудования (при фиксированных с предыдущих шагов значениях δ_{gt}). Методы ее решения аналогичны приведенным в [2] (включая разделение переменных).

В целом расчет занимает несколько часов (с применением процедур распараллеливания вычислений) и с конца 2007 г. осуществляется в еженедельном формате: каждый четверг начинается со сбора исходных данных и делается расчет на сутки с субботы до вторника (основной) и со среды до пятницы (предварительный), а затем в понедельник происходит корректировочный расчет (см. этап 5) разд. 1) на среду, четверг и пятницу.

4.6. Индикативные цены на электроэнергию. При решении задачи (4.1)–(4.14) на последнем шаге определяется на неделю вперед прогноз цен на электроэнергию по значениям множителей Лагранжа к балансовым ограничениям (4.1) — индикативные цены. Если потребление на следующих этапах планирования (см. этапы 1) и 2) разд. 1) не будет сильно отличаться от прогнозируемого на этапе выбора оборудования, то индикативные цены должны давать оценку сверху для равновесных цен рынка “на сутки вперед” и цен на балансирующую электроэнергию (из-за возможности снижения цен в заявках на рынок по сравнению с ценами в индикативных заявках генерации). Как правило, на этапах 4), 5) диспетчер формирует, скорее, завышенный прогноз потребления, чем заниженный, что также ведет к последующему снижению рыночных цен. Единственно, что может привести к их росту по сравнению с индикативными, это отказ генерирующего или сетевого оборудования, т.е. фактическое изменение планового состава оборудования (см. этапы 6) и 7) разд. 1). Но в таком случае поставщику придется заплатить на рынке штраф за неготовность мощности, который несколько снизит полную стоимость потребления электроэнергии (и мощности) для покупателей.

5. Конкурентный рынок мощности. Полная стоимость поставки или потребления электроэнергии для участников оптового рынка зависит не только от цен, сложившихся на рассмотренных рынках электроэнергии (“на сутки вперед” и балансирующем), но еще и от стоимости мощности. Поставка мощности определяется готовностью генерации к производству по графику, запланированному диспетчером, а покупка — фактическим потреблением электроэнергии в часы максимальной нагрузки в энергосистеме. С июля 2008 г. в России началась конкурентная торговля мощностью (в тех же долях, что и конкурентная торговля электроэнергией), предполагающая возможность продажи и покупки части мощности по свободным ценам, в том числе (с 2009 г.) рассчитываемым в ходе биржевых торгов на месяц вперед.

Однако в месячном разрезе планирование объемов потребления для цели предварительной покупки мощности осуществляют сами участники рынка. Планирование необходимой системе мощности в годовом разрезе производится при участии диспетчерских служб, но не на основе ценовых заявок поставщиков мощности.

Конкурентный отбор оплачиваемой покупателями мощности на основе ценовых заявок поставщиков, отражающих стоимость нового строительства, увеличивающего объем располагаемой мощности, должен проводиться за 4–6 лет до ввода соответствующего оборудования (с учетом темпов строительства “с нуля” в случае принятия ценовой заявки) и распространяться на 7–10 лет (с целью обеспечить возможность отнести на несколько лет затраты на строительство — для снижения цен в заявках). На те же сроки приходится прогнозировать и планировать состояние энергосистемы (сетей и уже построенной или отобранной к строительству в предыдущие годы генерации) и ожидаемое потребление в зависимости от возможных цен на электроэнергию и мощность. Понятна степень неопределенности в этой задаче, и потому правила рынка мощности предусматривают меры по снижению рисков инвесто-

ров (вкладывающих деньги в строительство генерации), но в данной работе останавливаться на них не будем, а обсудим лишь саму процедуру отбора тех или иных из предлагаемых проектов.

Предположим, что потребление в системе задается несколькими сценариями роста (в региональном и во временном разрезе). Конкурентный отбор мощности сначала проводится для каждого сценария, а затем на основе предположений об эластичности спроса в долгосрочной перспективе осуществляется неформализованный выбор из получившихся для разных сценариев вариантов. Так что далее можем полагать входные данные для конкурентного отбора мощности полностью определенными. Причем с учетом принципа гарантированного результата [1] для потребления следует принимать завышенные оценки из расчета на возможные задержки с вводами сетевых объектов, требуемых для обеспечения выдачи мощности. Отметим, что на случай задержек со строительством объектов генерации правилами допускается проведение дополнительных аукционов на 3–5 лет вперед (по тем же принципам).

Критерием конкурентного отбора мощности служит минимизация полной стоимости обеспечения заданного потребления электроэнергии (с учетом всех издержек на ее производство), т.е. принимается во внимание не только стоимость строительства, но и топливные затраты генератора. Для определения вклада каждого генератора в стоимость обеспечения потребления надо оценить его ожидаемую загрузку на рынках “на сутки вперед” и балансирующем на основе моделирования его участия в торгах по правилам соответствующих рынков (с помощью решения задач типа (2.1)–(2.10)) в условиях, зависящих от прошедшей конкурентный отбор мощности иных генераторов, которая в свою очередь связана с их будущей загрузкой, т.е. с их конкурентоспособностью на рынках электроэнергии (в том числе по сравнению с рассматриваемым генератором). Таким образом, приходим к постановке задачи

$$\sum_{g \in K} \Delta_g^{new} P_g^{расп} \delta_g^{new} + \sum_t \left\{ \sum_{g \in K_t} \left(\Delta_g P_g^{паб} [\delta_{gt} - \delta_{g(t-1)}] + C_{gt}^1 P_{gt}^{min} \delta_{gt} \right) + \sum_{g \in K \cup D} \sum_m C_{gt}^m P_{gt}^m \right\} + \min, \quad (5.1)$$

математически вполне аналогичной (4.14), с ограничениями (4.1)–(4.10). Здесь первая сумма берется по генераторам g , участвующим в конкурентном отборе мощности, а вторая — еще и по всем генераторам g , работоспособным к году ввода отбираемой мощности ($g \in D$), по компонен-

там m в заявках на производство электроэнергии для g и по t — всем часам данного года, разбитого на несколько типовых суток (рабочий или выходной день зимы, лета, паводкового периода). Параметр Δ_g^{new} из заявки — стоимость каждого мегаватта располагаемой мощности генератора g при

его вводе (в случае модернизации речь идет о приращении располагаемой мощности), отнесенная к числу лет, на которое конкурентным отбором гарантируется оплата мощности. Смысл булевых переменных δ_g^{new} в (5.1) — прохождение (1) или нет (0) заявкой для генератора $g \in K$ конкурентного отбора мощности. Формально положим $\delta_g^{new} = 1$ для тех $g \in D \setminus K$, которым в силу предыдущих конкурентных отборов оплачивается мощность в рассматриваемом году. Смысл всех остальных параметров и переменных тот же, что и в задачах из разд. 2–4.

В ограничениях (4.5), если упростить вид графиков, остаются только первые два, причем с учетом генераторов g , не участвующих в конкурентном отборе мощности, но планируемых к работе (введенных или принятых в более ранних конкурентных отборах), получим

$$P_{gt} = Q_{gt} = 0, \quad \text{если } \delta_g^{new} = 0 \text{ и } g \in K \setminus D; \quad (5.2)$$

$$\text{или } \delta_g^{new} = 1 \text{ и } \delta_{gt} = 0;$$

$$r_{gt}^- + P_{gt}^{\min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{\max} - r_{gt}^+, \quad (5.3)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_{gt} \leq Q_g^{\max}, \quad \text{если } \delta_g^{new} = 1, \quad \delta_{gt} = 1;$$

$$P_{gt}^{\min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{\max} - \beta(P_{gt}^{\max} - P_{gt}^{\min}),$$

$$\gamma_1 Q_g^{\min} \leq Q_{gt} \leq \gamma_2 Q_g^{\max}, \quad (5.4)$$

$$\text{если } \delta_g^{new} = 0, \quad g \in D, \quad \delta_{gt} = 1;$$

где $\gamma_{1,2}$, $\beta \in (0, 1)$ — коэффициенты, зависящие от срока неоплаты мощности генератора g , задаются экспертно.

В ограничениях (4.6) корректируется предел по t . К условиям (4.8) добавляются также интегральные (годовые или по типовым периодам) ограничения на выработку, зависящие от ожиданий по обеспеченности топливом (в том числе наличия возможности работы на резервном топливе или заключенных многолетних договоров на поставку топлива), планируемой частоты ремонтов (обусловленной степенью износа оборудования) и т.п.,

$$\sum_{t \in T(l)} P_{gt} \leq P_g^{\text{инт}}(l), \quad (5.5)$$

где $T(l)$ — множество часов l -го периода.

Для решения задачи (5.1) с ограничениями (4.1)–(4.4), (4.6)–(4.10), (5.2)–(5.5) применим тот же метод декомпозиции, что и для (4.1)–(4.14). Множители Лагранжа к ограничениям (4.1), получаемые на последнем шаге расчета, служат прогнозом равновесных цен на электроэнергию, соответствующих рассматриваемым сценарным условиям. Найденные в результате решения целочисленной задачи значения δ_g определяют с учетом ценовых заявок генерации стоимость мощно-

сти в этих условиях. Все вместе дает полную стоимость обеспечения заданного сценария роста потребления в принятых предположениях по выполнению планов развития энергосистемы.

Для практической реализуемости расчета ограничения (4.2), (4.3) приходится упрощать, тем более что параметры будущей сети известны весьма приблизительно. По той же причине параметры для ограничений (4.4) задаются сценарным образом и от решения задачи (5.1) требуется выполнение ограничений сразу для всех наиболее вероятных сценариев развития сетевой структуры системы. При этом поскольку вероятность реализации планов сетевого строительства зависит от финансирования, то лицу, принимающему решение, предоставляются значения (5.1) по каждому рассматриваемому сценарию, чтобы была возможность оценить эффект (или ущерб) от принятия той или иной программы развития сети.

Заключение. Сравнительные результаты торгов на рынках “на сутки вперед” и балансирующем представлены на сайте диспетчерской службы (системного оператора) для оптового рынка электроэнергии и мощности по электронному адресу <http://br.so-cdu.ru>. На сайте системного оператора (www.so-cdu.ru) можно проследить также за практическими свойствами других моделей, анализируемых в настоящей работе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гермейер Ю.Б. Введение в теорию исследования операций. М.: Наука, 1968.
2. Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М. и др. Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России // Изв. РАН, ТиСУ. 2004. №3. С.72–83.
3. Постановление Правительства РФ от 24 октября 2003 г. № 643 “О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода”. <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=78137;div=LAW;mb=LAW;opt=1;ts=4F7EADBBE7D12B814B8E08D23A72E161>.
4. Стофм С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии. М.: Мир, 2006.
5. Давидсон М.Р., Новикова Н.М. Задача выбора состава генерирующего оборудования в рынке электроэнергии // Тез. докл. 5-й Московской междунар. конф. по исследованию операций. М.: ВЦ РАН, 2007. С. 34–36.