



УДК 621:350.07/.08:681.3

З. Х. Борукаев, канд. техн. наук

Ин-т проблем моделирования
в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины
(Украина, 03164, Киев, ул. Генерала Наумова, 15,
тел.: (044) 4241063, E-mail: em@ipme.kiev.ua),

К. Б. Остапченко, канд. техн. наук

Национальный технический университет Украины «КПИ»,
(Украина, 03056, Киев, пр-т Победы, 37, E-mail: kostya@tk.ntu-kpi.kiev.ua)

Построение математической модели функционирования оптового рынка электроэнергии для решения задач организационного управления

Предложена математическая модель функционирования оптового рынка электроэнергии для решения задач его организационного управления, связанных с дальнейшим совершенствованием правил энергорынка.

Запропоновано математичну модель функціонування оптового ринку електроенергії для розв'язування задач його організаційного керування, пов'язаних з подальшим удосконалюванням правил енергоринку.

К л ю ч е в ы е с л о в а: оптовый рынок электроэнергии, математическая модель, компьютерная модель, организационное управление, балансовые уравнения.

Одним из важнейших этапов построения информационно-аналитических систем мониторинга (ИАСМ) [1] является разработка информационно-аналитических средств поддержки принятия решений на основе математических моделей, описывающих функционирование и взаимодействие субъектов электроэнергетической системы в условиях оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ). Рассмотрим построение математической модели ОРЭ, ориентированной на решение задач анализа влияния на оптовую цену продажи электроэнергии изменений, вносимых в Правила ОРЭ [2].

Постановка задачи. Технологические особенности взаимодействия субъектов ОРЭ, которыми согласно Правилам ОРЭ являются производители электроэнергии — генерирующие компании, поставщики электроэнергии — региональные энергопоставляющие компании, экспортеры-импортеры энергии и структуры организационного и технологического управления опре-

деляются физическими особенностями процессов производства, передачи и поставки электроэнергии. К таким особенностям следует отнести:

- непрерывный характер производства и распределения электроэнергии;
- невозможность организации хранения продукции;
- ограниченные возможности по маневрированию ресурсами производства продукции через мгновенный их запуск или останов;
- обязательное наличие компенсирующих мощностей для регулирования напряжения и резервирования реактивной мощности;
- потребление продукции для нужд собственного производства;
- неизбежные потери при передаче продукции;
- наличие единых транспортных магистралей и единого органа управления производством и распределением продукции, осуществляющего диспетчерские функции.

Указанные особенности взаимодействия субъектов ОРЭ определяют особенности его функционирования на уровне организации своевременного, в соответствии с принятым регламентом, коммерческого учета произведенной, переданной и потребленной электроэнергии, расчета платежей субъектов ОРЭ и реализации взаиморасчетов между ними. Правилами ОРЭ [2] определены механизмы его функционирования, порядок распределения нагрузки между блоками генерирующих компаний, правила формирования оптовой почасовой цены покупки электроэнергии у генерирующих компаний, правила расчета почасовой оптовой цены продажи электроэнергии поставщикам, покупающих электроэнергию на ОРЭ, правила расчета платежей всем субъектам ОРЭ.

Таким образом, орган управления ОРЭ по сути стал новым элементом в структуре системы организационного управления электроэнергетическим хозяйством. Одна из ключевых функций управления, которую в соответствии с Правилами рынка осуществляет Государственное предприятие «Энерго-рынок», является функция Распорядителя системы расчетов платежей. На основе данных прогноза потребления и заявок цен на выработку блоками электроэнергии для обеспечения полного покрытия заявленной поставщиками нагрузки Распорядитель системы расчетов определяет предельную граничную цену системы. Эта цена определяется ценой самого дорогого из включенных в производство маневренных блоков электростанций. Именно орган управления ОРЭ фактически заказывает необходимые объемы производства электроэнергии и тем самым закладывает основные параметры для принятия организационно-технических решений всеми субъектами ОРЭ, а также для формирования диспетчерского графика выработки электроэнергии всеми генерирующими компаниями, станциями и блоками.

Другой не менее важной функцией управления является решение задач совершенствования Правил рынка для более точного учета всех затрат

энергосистемы на производство, передачу и поставку электроэнергии конечным потребителям. В работе [3] описана компьютерная модель реально действующего ОРЭ Украины, предназначенная для автоматизированной системы расчета платежей субъектов рынка — генерирующих компаний, региональных энергопоставляющих компаний, Национальной энергетической компании (НЭК) «Укрэнерго», осуществляющей диспетчерские функции и передачу электроэнергии по высоковольтным линиям, экспортеров-импортеров электроэнергии, крупных потребителей. Ее использование при решении задач совершенствования Правил ОРЭ и других задач организационного управления энергорынком весьма затруднительно ввиду необходимости получения значительных объемов исходных данных (более 40 тысяч значений) для проведения суточного расчета.

Непрерывно продолжающееся совершенствование Правил рынка в соответствии с концепцией его развития [4] требует создания упрощенной модели, позволяющей решать задачи анализа возможного влияния предлагаемых изменений в Правилах рынка на ценообразование в ОРЭ. К числу таких задач можно отнести определение правил оплаты субъектами ОРЭ дополнительных системных услуг, платежи за предоставление которых не предусмотрены Правилами рынка, связанных с резервированием активной мощности, регулированием частоты и межсистемных перетоков (обменной мощности энергосистем, резервированием реактивной мощности), а также услуг по предотвращению или ликвидации аварий. Использование такой модели возможно также при решении традиционных задач планирования развития электроэнергетической системы (ЭЭС), таких как строительство новых объектов за счет накопления инвестиционной составляющей тарифа на электроэнергию.

Построение модели. При построении математической модели для решения вышеперечисленных задач необходимо учитывать следующее:

- 1) наличие физического баланса между объемами производства, передачи и потребления продукции;
- 2) наличие финансового баланса между производством, передачей и потреблением продукции;
- 3) объем оптовой продажи электроэнергии, при котором уровень рентабельности производства, передачи и поставки электроэнергии находится в заданных пределах.

Это приводит к необходимости построения математической модели функционирования энергорынка в виде балансовых соотношений между генерирующими субъектами ОРЭ (производителями продукции, сетевыми передающими субъектами ОРЭ), экспортерами-импортерами (операторами перетоков по внешнему сечению ЭЭС), с одной стороны, и постав-

щиками продукции, с другой, а также дополнительных ограничений на величину оптовой цены продажи электроэнергии поставщикам.

Рассмотрим сначала вопросы построения и реализации модели с учетом первых двух факторов. В общем виде эта модель должна состоять из двух соотношений: баланса объемов производства, передачи и поставки электроэнергии и баланса платежей за генерацию и передачу продукции инфраструктуре и поставщиков.

Такую систему балансовых соотношений запишем в следующем виде:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_p^{\text{фо}} + \mathcal{E}_p^{\text{эи}} - \mathcal{E}_p^{\text{пф}} &= \mathcal{E}_p^{\text{пк}}, \\ D_p^{\text{сс}} + D_p^{\text{эи}} + D_p^{\text{ис}} + D_p^{\text{вт}} + D_p^{\text{пв}} - D_p^{\text{пф}} &= D_p^{\text{эп}}. \end{aligned}$$

Здесь первое соотношение определяет баланс объемов, а второе — баланс платежей за расчетный период времени p .

Первый баланс образуется из следующих объемов произведенной и потребленной электроэнергии:

$\mathcal{E}_p^{\text{фо}}$ — объем производства электроэнергии (фактический отпуск) за расчетный период p всеми генерирующими субъектами;

$\mathcal{E}_p^{\text{эи}}$ — объем экспорта-импорта электроэнергии за расчетный период всеми сетевыми субъектами (экспортерами-импортерами);

$\mathcal{E}_p^{\text{пф}}$ — объем потерь электроэнергии при производстве и передаче в высоковольтных сетях за расчетный период;

$\mathcal{E}_p^{\text{пк}}$ — объем потребления электроэнергии за расчетный период всеми поставщиками и крупными потребителями.

Второй баланс образуется из следующих платежей субъектов ОРЭ:

$D_p^{\text{сс}}$ — суммарный платеж за производство электроэнергии всеми генерирующими субъектами;

$D_p^{\text{эи}}$ — платеж за электроэнергию, поставленную сетевыми субъектами (экспортерами-импортерами) через перетоки по внешнему сечению ЭЭС;

$D_p^{\text{ис}}$ — затраты инфраструктуры на диспетчерское управление и функции передачи электроэнергии по высоковольтным сетям;

$D_p^{\text{вт}}$ — дополнительные отчисления поставщиков на развитие нетрадиционных источников энергии и другие инвестиционные проекты;

$D_p^{\text{пв}}$ — суммарный объем дотационных сертификатов, предоставленных отдельным региональным энергопоставляющим компаниям;

$D_p^{\text{пф}}$ — затраты на покрытие потерь при производстве и передаче электроэнергии;

$D_p^{\text{эп}}$ — суммарный платеж за приобретенную в ОРЭ электроэнергию всеми поставщиками и крупными потребителями.

Все введенные величины являются функциями времени. Расчетный период p для вычисления объемов производства, передачи и поставки

электроэнергии и соответствующих платежей за них согласно Правилам ОРЭ равен одному часу.

Рассмотрим составляющие балансового соотношения для объемов производства, передачи и потребления, используя утвержденные Правилами ОРЭ [2] расчетные формулы.

1. Объем производства электроэнергии всеми генерирующими субъектами за расчетный период фактически состоит из объемов производства субъектов, которые отпускают электроэнергию по регулируемому (по ценовым заявкам на электроэнергию) и нерегулируемому тарифу (по договорам с фиксированным тарифом). Такое деление связано со структурой производимых объемов электроэнергии этими субъектами, которая характеризуется тем, что значительная часть энергии из общего объема производится атомными электростанциями (АЭС) для покрытия стабильной части спроса на электроэнергию. Некоторая часть энергии производится гидроэлектростанциями (ГЭС) в режиме синхронных компенсаторов (СК) для покрытия нужд производственных режимов, а часть — для компенсации пиков нагрузки и различных неоднородностей в покрытии потребления электроэнергии. Следовательно, можно записать

$$\mathcal{E}_p^{\text{фо}} = \mathcal{E}_{p\text{АЭС}}^{\text{фо}} + \mathcal{E}_{p\text{ГЭС-ТЭЦ-ВЭС}}^{\text{фо}} + \mathcal{E}_{p\text{ГКТЭС}}^{\text{фо}},$$

где $\mathcal{E}_{p\text{АЭС}}^{\text{фо}}$ — объем производства электроэнергии АЭС; $\mathcal{E}_{p\text{ГЭС-ТЭЦ-ВЭС}}^{\text{фо}}$ — объем производства электроэнергии генерирующими субъектами (ГЭС), тепловыми электроцентралями (ТЭЦ), ветровыми электростанциями (ВЭС), работающими по договорам с фиксированным тарифом; $\mathcal{E}_{p\text{ГКТЭС}}^{\text{фо}}$ — объем производства электроэнергии генерирующими компаниями тепловых электростанций (ГК ТЭС), работающими по ценовым заявкам в ОРЭ.

2. Объем экспорта или импорта электроэнергии в ОРЭ за расчетный период всеми сетевыми субъектами определяется как сальдо перетоков по внешнему сечению ЭЭС, которое образуется в результате разницы объемов импорта $\mathcal{E}_p^{\text{и}}$ и экспорта $\mathcal{E}_p^{\text{э}}$ электроэнергии: $\mathcal{E}_p^{\text{и}} = \mathcal{E}_p^{\text{и}} - \mathcal{E}_p^{\text{э}}$.

3. Объем потерь электроэнергии за расчетный период образуется вследствие физических особенностей технологических процессов производства, транспорта и перераспределения электроэнергии как продукции и определяется как потери:

связанные с работой ГЭС в режиме СК — $\mathcal{E}_p^{\text{ск}}$;

при передаче электроэнергии в высоковольтных сетях энергосистемы — $\mathcal{E}_p^{\text{пс}}$;

в сетях перетоков (передающих линиях 110 кВт) по внешнему сечению ЭЭС — $\mathcal{E}_p^{\text{псп}}$;

в шунтирующих реакторах (ШР) блоков АЭС — $\mathcal{E}_p^{\text{шр}}$;
 при вынужденном потреблении продукции на собственные нужды для поддержания специального режима производства (потребления электроэнергии на закачку в гидроаккумулирующих электростанциях) — \mathcal{E}_p^3 .
 Следовательно,

$$\mathcal{E}_p^{\text{пф}} = \mathcal{E}_p^{\text{ск}} + \mathcal{E}_p^{\text{пс}} + \mathcal{E}_p^{\text{псп}} + \mathcal{E}_p^{\text{шр}} + \mathcal{E}_p^3.$$

Все составляющие потерь можно разделить на потери при производстве ($\mathcal{E}_p^{\text{ск}}, \mathcal{E}_p^{\text{шр}}, \mathcal{E}_p^3$) и при передаче ($\mathcal{E}_p^{\text{пс}}, \mathcal{E}_p^{\text{псп}}$) электроэнергии.

Следует заметить, что объем производства электроэнергии в ЭЭС каждым генерирующим субъектом определяется как разница между производством (фактическим отпуском) электроэнергии и потерями этого субъекта. Например, объем производства АЭС в ОРЭ

$$\mathcal{E}_{p\text{АЭС}}^{\text{оп}} = \mathcal{E}_{p\text{АЭС}}^{\text{фо}} - \mathcal{E}_{p\text{АЭС}}^{\text{шр}},$$

объем производства ГЭС в ОРЭ

$$\mathcal{E}_{p\text{ГЭС}}^{\text{оп}} = \mathcal{E}_{p\text{ГЭС}}^{\text{фо}} - \mathcal{E}_{p\text{ГЭС}}^{\text{ск}} - \mathcal{E}_{p\text{ГЭС}}^3.$$

4. Объем потребленной электроэнергии за расчетный период всеми поставщиками состоит из объемов потребления субъектами, приобретающими электроэнергию в ОРЭ по нерегулируемому тарифу — $\mathcal{E}_{p\text{штг}}^{\text{пк}}$, и по регулируемому тарифу — $\mathcal{E}_{p\text{ртг}}^{\text{пк}}$:

$$\mathcal{E}_p^{\text{пк}} = \mathcal{E}_{p\text{штг}}^{\text{пк}} + \mathcal{E}_{p\text{ртг}}^{\text{пк}}.$$

Такое разделение субъектов рынка поставщиков, связано с регулирующей политикой субсидирования деятельности региональных энергопоставляющих компаний посредством схем дотационных сертификатов, когда платеж поставщика изменяется в зависимости от установленной Национальной комиссией регулирования электроэнергетики (НКРЭ) величины дотации на месяц. В результате недотационные поставщики приобретают электроэнергию в ОРЭ по оптовой рыночной цене (по нерегулируемому тарифу), а дотационные — по собственному регулируемому тарифу. Механизм компенсации (возврата средств) дотационных сертификатов определяется постановлениями НКРЭ и отражается в балансе платежей.

Рассмотрим теперь подробно составляющие балансового уравнения платежей.

1. Суммарный платеж за произведенную генерирующими субъектами электроэнергию зависит от особенностей работы субъекта с ОРЭ, а именно, работает он по ценовым заявкам на производимую электроэнергию (регулируемому рынком тарифу) или по договорам с фиксированной ценой

(нерегулируемому рынком тарифу). К субъектам первого типа отнесены ГК ТЭС, а к субъектам второго типа — АЭС, ГЭС, ВЭС, ТЭЦ. Запишем

$$D_p^{cc} = D_{pАЭС}^{cc} + D_{pГЭС-ТЭЦ-ВЭС}^{cc} + D_{pГКТЭС}^{cc}.$$

Генерирующие компании ТЭС, подавая ценовые заявки на производимую электроэнергию каждым блоком станций, формируют ценовые предложения, на основании которых определяется предельная (граничная) цена электроэнергии объединенной энергосистемы. Эта цена используется при расчетах с генерирующими компаниями за поставленную электроэнергию, т. е. фактически является ценой, по которой ТЭС продают в ОРЭ выработанную электроэнергию. Кроме платежей за произведенную электроэнергию ГК ТЭС получают дополнительные платежи, связанные с обеспечением необходимых параметров и режимов функционирования единой энергосистемы, таких как маневренность, рабочая мощность, возможность пуска и останова блоков и др. Эти платежи стимулируют генерирующие компании заявлять свои блоки станций для использования в режимах компенсации пиков нагрузки и различных неоднородностей в потреблении электроэнергии, что приводит к большей устойчивости системы и надежности регулирования.

Таким образом, ГК ТЭС получают от ОРЭ следующий суммарный платеж за работу в системе:

$$D_{pГКТЭС}^{cc} = C_p^{фпс} \cdot \mathcal{E}_{pГКТЭС}^{фо} + D_p^{реж} + D_p^B + D_p^{рм} + D_p^{мн} + D_p^п - D_p^ш,$$

где $C_p^{фпс}$ — предельная граничная цена системы; $D_p^{реж}$ — увеличение платежа за произведенную электроэнергию, если не заявленные блоки ТЭС включались в режим по требованию диспетчерских служб; D_p^B — платеж за недопроизводство или перепроизводство электроэнергии в случае, если заявленные блоки ТЭС были разгружены для обеспечения резерва или нагружены дополнительно по требованию системы; $D_p^{рм}$ — платеж за обеспечение рабочей мощности блоков ТЭС; $D_p^{мн}$ — платеж за маневренность блоков ТЭС; $D_p^п$ — платеж за пуск блоков ТЭС; $D_p^ш$ — штраф за нарушение режима работы (отклонение от графика нагрузки).

Все дополнительные составляющие платежа за произведенную электроэнергию рассчитываются с учетом технического параметра работы блоков ТЭС — коэффициента полезного отпуска P^o .

2. Платеж $D_p^{эн}$ за поставленную в ОРЭ электроэнергию сетевыми субъектами через перетоки по внешнему сечению ЭЭС определяется на основании договоров с ОРЭ, согласно которым устанавливаются тарифы, дифференцированные как по зонам суток, так и по рабочим и выходным дням.

3. Затраты инфраструктуры D_p^{nc} разделяются на платежи НЭК «Укр-энерго» за использование магистральных и межгосударственных электросетей и выполнение диспетчерских функций и платежи Распорядителю системы расчетов платежей в ОРЭ. Размеры указанных платежей устанавливаются постановлениями НКРЭ.

4. Дополнительные отчисления поставщиков D_p^{bt} на развитие нетрадиционных источников энергии и другие инвестиционные проекты также устанавливаются постановлениями НКРЭ в процентах от D_p^{cc} .

5. Суммарный объем дотационных сертификатов D_p^{nb} , предоставляемых отдельным региональным энергопоставляющим компаниям, учитывается в наценке к оптовой рыночной цене продажи электроэнергии в ОРЭ и фактически является формой поддержки одних компаний за счет других и частичной компенсацией коммерческих потерь.

6. Затраты на покрытие потерь

$$D_p^{пф} = (D_{pAЭС}^{шр} + D_{pГЭС}^{ск} + D_{pГЭС}^3) + (D_p^{пс} + D_p^{псп})$$

при производстве и передаче электроэнергии относятся либо на итоговые платежи генерирующих субъектов для покрытия $\mathcal{E}_p^{ск}$, $\mathcal{E}_p^{шр}$, \mathcal{E}_p^3 , либо учитываются как коэффициент потерь

$$K_p^{пс} = \frac{\mathcal{E}_p^{фо} + \mathcal{E}_p^{эн} - \mathcal{E}_p^{пк}}{\mathcal{E}_p^{фо} + \mathcal{E}_p^{эн}} = 1 - \frac{\mathcal{E}_p^{пк}}{\mathcal{E}_p^{фо} + \mathcal{E}_p^{эн}}$$

в наценке к оптовой рыночной цене продажи электроэнергии в ОРЭ для покрытия $\mathcal{E}_p^{пс}$, $\mathcal{E}_p^{псп}$ в магистральных высоковольтных сетях.

Итоговый платеж определяется так:

для АЭС

$$D_{pAЭС}^{оп} = D_{pAЭС}^{cc} - D_{pAЭС}^{шр} = \mathcal{E}_{pAЭС}^{фо} \cdot T_{AЭС} - D_{pAЭС}^{шр},$$

для ГЭС

$$D_{pГЭС}^{оп} = D_{pГЭС}^{cc} - D_{pГЭС}^{ск} - D_{pГЭС}^3 = \mathcal{E}_{pГЭС}^{фо} \cdot T_{ГЭС} - D_{pГЭС}^{ск} - D_{pГЭС}^3,$$

где $T_{AЭС}$, $T_{ГЭС}$ — фиксированные тарифы продажи электроэнергии в ОРЭ соответственно генерирующими компаниями АЭС и ГЭС.

7. Суммарный платеж в ОРЭ за электроэнергию всеми поставщиками за расчетный период состоит из платежей $D_{pпрт}^{эн} = \mathcal{E}_{pпрт}^{пк} U_p^{ор} - D_{pпрт}^{пв}$ субъектов, приобретающих электроэнергию в ОРЭ по регулируемому тарифу с учетом оптовой рыночной цены продажи электроэнергии в ОРЭ и предоставленного дотационного сертификата, и платежей $D_{pпнт}^{эн} = \mathcal{E}_p^{пнт} U_p^{ор}$

субъектов, работающих по нерегулируемому тарифу — оптовой рыночной цене. Следовательно, суммарный платеж определяется из выражения

$$D_p^{\text{эп}} = D_{p\text{рт}}^{\text{эп}} + D_{p\text{пт}}^{\text{эп}}.$$

Оптовая рыночная цена продажи электроэнергии поставщикам в ОРЭ составляет

$$C_p^{\text{оп}} = \frac{C_p^{\text{ок}} + C_p^{\text{н}}}{1 - K_p^{\text{пс}}},$$

где $C_p^{\text{н}}$ — наценка к оптовой цене $C_p^{\text{ок}}$ покупки рынком электроэнергии у производителей, которая фактически корректирует ее в сторону понижения на величину $D_p^{\text{зн}} = \varphi (D_{p\text{АЭС}}^{\text{оп}}, D_{p\text{ГЭС}}^{\text{оп}}, D_{p\text{ГЭС-ВЭС}}^{\text{сс}})$ за счет низких тарифов генерирующих субъектов, работающих по фиксированному тарифу. Расчетные величины $C_p^{\text{ок}}$ и $C_p^{\text{н}}$ определяются из выражений

$$C_p^{\text{ок}} = \frac{C_p^{\text{фпс}} \cdot \mathcal{E}_{p\text{ГКТЭС}}^{\text{фо}} + D_p^{\text{реж}} + D_p^{\text{рм}} + D_p^{\text{мн}}}{\mathcal{E}_{p\text{ГКТЭС}}^{\text{фо}}}, \quad (1)$$

$$C_p^{\text{н}} = \frac{D_p^{\text{в}} + D_p^{\text{п}} - D_p^{\text{ш}} + D_p^{\text{эи}} + D_p^{\text{ис}} + D_p^{\text{вт}} + D_p^{\text{пв}} + D_p^{\text{зн}}}{\mathcal{E}_p^{\text{фо}} + \mathcal{E}_p^{\text{эи}}}. \quad (2)$$

Расчетным периодом p при проведении расчетов платежей и анализе их результатов является один час. По истечении каждого часа автоматизированная система коммерческого учета выполняет измерение и сбор данных о произведенной, потребленной и переданной по сетям передачи электроэнергии всеми субъектами ОРЭ. В то же время для проведения финансовых взаиморасчетов периодом времени при расчетах платежей субъектам ОРЭ Правилами рынка установлены сутки. Поэтому баланс платежей строится сначала на основе расчета баланса за каждый расчетный период p , а затем формируется баланс итоговых платежей за сутки:

$$D_p^{\text{сс}} + D_p^{\text{эи}} + D_p^{\text{ис}} + D_p^{\text{вт}} + D_p^{\text{пв}} - D_p^{\text{пф}} = D_p^{\text{эп}}, \quad p = \overline{1, 24},$$

$$D^{\text{сс}} + D^{\text{эи}} + \sum_{p=1}^{24} D_p^{\text{ис}} + \sum_{p=1}^{24} D_p^{\text{вт}} + \sum_{p=1}^{24} D_p^{\text{пв}} - \sum_{p=1}^{24} D_p^{\text{пф}} = D^{\text{эп}},$$

где $D^{\text{сс}}$, $D^{\text{эи}}$, $D^{\text{эп}}$ — итоговые платежи за сутки, проведенные в соответствии с аналогичными правилами вычисления соответствующих платежей за расчетный период p . При этом вследствие округления промежуточных результатов, как правило, возникает небаланс между суммарным платежом за все расчетные часы суток и итоговым платежом за сутки для

каждого субъекта расчета, проведенного по аналогичным правилам вычисления платежа расчетного периода:

$$НД^{cc} = D^{cc} - \sum_{p=1}^{24} D_p^{cc}; \quad НД^{эи} = D^{эи} - \sum_{p=1}^{24} D_p^{эи}; \quad НД^{эп} = D^{эп} - \sum_{p=1}^{24} D_p^{эп},$$

где $НД^{cc}$, $НД^{эи}$, $НД^{эп}$ — небалансы соответствующих платежей D^{cc} , $D^{эи}$, $D^{эп}$. Кроме того, платежи генерирующих субъектов рынка (генкомпаний (Γ)) образуются из платежей объектов (станций (C), блоков (B)), входящих в состав генерации. Это также может привести к возникновению небаланса между суммарным платежом по всем структурообразующим объектам и итоговым платежом генерирующего субъекта, проведенного по аналогичным правилам вычисления платежа за расчетный период p :

$$НД_{p\Gamma}^{cc} = D_{p\Gamma}^{cc} - \sum_{C \in \Gamma} \sum_{B \in C} D_{pB}^{cc}.$$

Таким образом, для установления баланса платежей необходимо сбалансировать каждую составляющую в балансовом уравнении. При этом сначала необходимо выполнить баланс суточных и часовых значений платежей для объекта расчета, а затем сбалансировать значения платежей генерирующего субъекта и его структурообразующих объектов генерации — блоков электростанций, генкомпаний.

С целью уточнения значений платежей субъектов ОРЭ за расчетный период для данной модели разработан алгоритм балансировки. В этом алгоритме предполагается установление величины небаланса и отнесение ее для первого вида небаланса на последний час p_{\max} с ненулевым значением платежа, а для второго вида небаланса — на структурный объект генерации B_{\max} с максимальным значением платежа. Тогда уточненные значения соответствующих платежей запишем в виде

$$D_{p_{\max}}^{cc*} = D_{p_{\max}}^{cc} + НД^{cc}; \quad D_{B_{\max}p}^{cc*} = D_{B_{\max}p}^{cc} + НД_{p\Gamma}^{cc}; \quad D_{p_{\max}}^{эи*} = D_{p_{\max}}^{эи} + НД^{эи};$$

$$D_{p_{\max}}^{эп*} = D_{p_{\max}}^{эп} + НД^{эп}.$$

Применение модели. Исходными почасовыми данными для расчёта платежей реально действующей компьютерной модели, описанной в работе [3], являются следующие:

- данные диспетчерского журнала о планируемой и фактической нагрузке, объемах производства, передачи и потребления энергии;
- фактическая предельная (граничная) цена системы;
- цена рабочей мощности;

плановый график нагрузки;
начальная, последняя заявленная максимальная и минимальная мощности;
расчетная заявленная цена электроэнергии для блока;
заявленная приращенная цена электроэнергии для блока;
цена за маневренность блока;
заявленный диапазон маневренности;
признак обязательной работы;
признак маневренности блока.

Нормативные параметры проведения расчетов, которые утверждает и предоставляет в виде распорядительных документов НКРЭ, следующие:

тарифные зоны;
тарифы для субъектов;
объемы дотационных сертификатов;
затраты на инфраструктуру;
тариф на передачу электроэнергии в высоковольтных сетях;
период максимальной нагрузки;
коэффициент штрафа;
коэффициент полезного отпуска блока;
допустимое отклонение выработки блока.

Для предлагаемой математической модели рынка в качестве исходных можно использовать уже имеющиеся плановые и фактические расчетные почасовые данные об объемах производства, передачи и потребления электроэнергии для заранее выбранных суток за предыдущий период, так как изменения в Правилах ОРЭ приводят в основном к перераспределению платежей между всеми субъектами энергорынка с незначительным перераспределением нагрузки между генерирующими субъектами. Все остальные данные из числа приведенных считаем фиксированными и неизменными. Учитывая сезонный и календарный характер изменения нагрузки в ЭЭС необходимо выбрать в каждом сезоне по четверо суток, чтобы иметь возможность провести анализ влияния предлагаемых изменений в Правилах расчетов платежей в ОРЭ в обычные рабочие дни, выходные и праздничные дни, дни максимальной и минимальной нагрузки в каждом сезоне.

Рассмотренная математическая модель функционирования оптового рынка предполагает решение задачи сравнительного анализа расчета платежей для плановых объемов производства и экспорта-импорта электроэнергии при прогнозируемых (заданных) значениях объемов потерь и потребления, граничной цены системы, цены предложенной рынком и фактических объемов производства и потребления энергии по данным реализованного диспетчерского графика нагрузки. Такой анализ позво-

ляет определять затраты системы на резервирование мощности или на останов блоков, вызванные неточностью прогнозирования нагрузки. В дальнейшем, в зависимости от поставленной задачи, в выражение (2) вводим дополнительный платеж и определяем величину наценки C_p^H , оптовую цену энергорынка C_p^{op} и платежи его субъектов. Таким образом получаем возможность сравнительного анализа оптовой цены энергорынка и платежей его субъектов до и после внесения изменений в Правила при проведении расчетов платежей для плановых и фактических объемов производства и потребления электроэнергии. Затем, если на величину C_p^{op} заданы ограничения $C_{p\min}^{op} \leq C_p^{op} \leq C_{p\max}^{op}$, решается задача оптимизации размера нового вида платежа.

Вывод. В представленной математической модели учтены основные правила функционирования и ценообразования в ОРЭ, что позволяет определять влияние на оптовую цену рынка тех или иных предлагаемых изменений в схемах и правилах расчетов платежей субъектов ОРЭ, а также изменений, связанных с введением новых видов платежей. Модель может быть использована для проведения многовариантного экспертного анализа возможного перераспределения финансовых средств, поступающих от конечных потребителей, между субъектами ОРЭ.

A mathematical model of operating the electric energy wholesale market is proposed for solving the problems of its management related with the further modernization of the energy market rules.

1. Борукаев З. Х., Евдокимов В. Ф., Остапченко К. Б., Шатров В. Ф. Теоретические и информационные аспекты создания компьютерной системы управления топливно-энергетическим комплексом // Электрон. моделирование. — 2002. — 24, № 1. — С. 59—70.
2. Постанова НКРЕ про затвердження Правил Оптового ринку електричної енергії України від 12 листопада 1997 року № 1047а із змінами і доповненнями, внесеними постановами НКРЕ станом на 1 травня 2003 року.
3. Борукаев З. Х., Остапченко К. Б. Компьютерная модель Оптового рынка электроэнергии Украины // Электрон. моделирование. — 2004. — 26, № 1. — С. 111—124.
4. Концепція функціонування та розвитку Оптового ринку електричної енергії України // Матеріали наук.-практ. конф. 25 липня 2002. — Київ : ЕнергоКлуб України, 2002. — 72 с.

Поступила 18.09.06;
после доработки 17.10.06

БОРУКАЕВ Зелимхан Харитонович, канд. техн. наук, ст. науч. сотр., зав. отделом Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г.Е.Пухова НАН Украины. В 1971 г. окончил Ростовский гос-университет. Область научных исследований — математическое моделирование физических полей и процессов, моделирование информационных процессов и систем.

ОСТАПЧЕНКО Константин Борисович, канд. техн. наук, доцент кафедры Национального технического университета Украины «КПИ». В 1985 г. окончил Киевский политехнический ин-т. Область научных исследований — моделирование информационных процессов и систем.