
УДК 620.9.603.13:681.51

А. В. Борисенко, канд. техн. наук
Ин-т проблем моделирования
в энергетике им. Г.Е.Пухова НАН Украины
(Украина, 03164, Киев, ул. Генерала Наумова, 15,
тел. 4249164; E-mail: emvkiev@kv.uktel.net)

Современные модели оптимизации развития производства электроэнергии в рыночных условиях

(Статью представила канд. техн. наук Э. П. Семагина)

Проведен анализ основных факторов, определяющих развитие производства электроэнергии в рыночных условиях. Исследованы современные модели, разработанные для оптимизации производства электроэнергии. Рассмотрены подходы, позволяющие учесть динамические процессы развития сектора в условиях рыночных преобразований.

Проведено аналіз основних факторів, які визначають розвиток виробництва електроенергії в ринкових умовах. Досліджено сучасні моделі, розроблені для оптимізації виробництва електроенергії. Розглянуто підходи, які дозволяють врахувати динаміку розвитку сектору та дію ринкових перетворень.

К л ю ч е в ы е с л о в а: производство электроэнергии, динамика развития, моделирование рынка.

Эффективность сектора производства электроэнергии определяют конкурентоспособность экономики, уровень ее зависимости от внешних поставок энергоносителей, степень загрязнения окружающей среды.

Обеспечение эффективного и надежного производства электроэнергии в Украине требует проведения модернизации и замены основного оборудования. В наиболее тяжелом состоянии находится украинская тепловая энергетика. Оборудование украинских теплоэлектростанций (ТЭС) физически и морально устарело, работает в непроектных переменных режимах, не удовлетворяет современным экологическим стандартам. Тепловая энергетика наиболее чувствительна к изменению спроса на электроэнергию, цен на первичные энергоносители, ужесточению экологических требований. Процессы реструктуризации и появление конкуренции на рынке электроэнергии коснулись в первую очередь ТЭС.

Поскольку данная система является технически сложной, имеет внутренние взаимосвязи и существенно влияет на экономику страны в целом,

для обоснования ее развития традиционно используются экономико-математические модели. В традиционных моделях, созданных в США, странах бывшего СССР и в Украине, оптимизация проводится по критерию минимальных суммарных затрат сектора производства электроэнергии. При этом не учитываются особенности индивидуального поведения генерирующих компаний и рыночных процессов в энергетике. На протяжении последнего десятилетия в США и странах ЕС при поддержке правительственных организаций и крупных энергокомпаний созданы модели, описывающие работу производителей электроэнергии в рыночных условиях. Изучение передового зарубежного опыта и создание собственных моделей для выбора оптимальной политики перевооружения украинской тепловой энергетики в условиях рынка является весьма актуальной задачей.

Основные характеристики тепловой энергетики. При выборе генерирующего оборудования необходимо рассматривать широкий спектр перспективных энергоблоков, использующих различные виды топлива (энергетические угли различных типов, газ, мазут и др.), а также различные базовые технологии (паротурбинная, газотурбинная, сжигания и др.).

Для обеспечения экономичной и надежной работы в энергосистеме необходимо наличие оборудования с различными соотношениями постоянных и переменных затрат (рис. 1). Для работы в базовом режиме важны низкие переменные затраты, что достигается в результате увеличения капиталоемкости. Примером оборудования, работающего в базовом режиме (базового оборудования), может быть атомная электростанция (АЭС). Для оборудования, работающего в пиковом режиме (пикового оборудования), например газотурбинной электростанции (ГТУ), наоборот, более важной является низкая капиталоемкость. Промежуточные режимы обеспечиваются угольными паротурбинными энергоблоками (ПТУ) и парогазовыми установками (ПГУ).

Сектор генерации электроэнергии тесно связан с другими секторами экономики. Спрос на электроэнергию существенно реагирует на изменение цен. Цены на энергетическое топливо (рис. 2.) и другие ресурсы подвержены значительным изменениям. Долгосрочные прогнозы цен на основные ресурсы имеют значительную погрешность. Для учета неопределенности исходной информации наибольшее распространение получило формирование сценариев развития отрасли.

Для характеристики электрических нагрузок используют графики нагрузок по продолжительности, построенные способом ранжирования часовых нагрузок по убыванию (рис. 3). На практике, как правило, используют ступенчатые графики, включающие до 20-ти зон нагрузок.

На графике нагрузок по продолжительности работа конкретного энергоблока представлена горизонтальной полосой (рис. 4), ширина которой

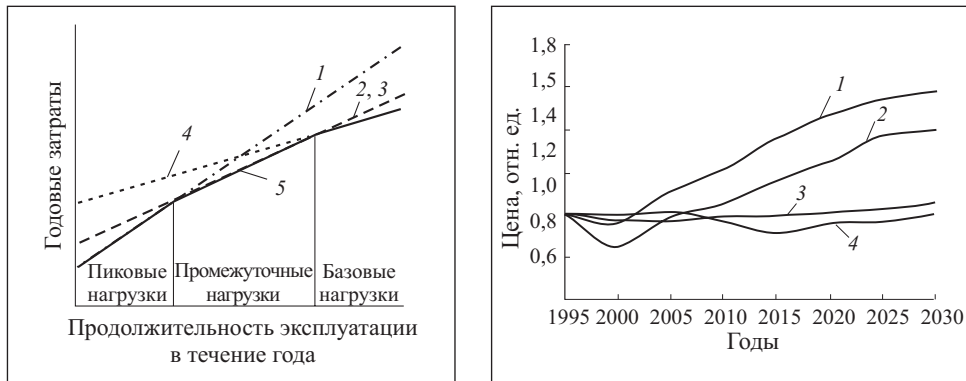


Рис. 1. Влияние экономических показателей оборудования на экономичность его использования в различных режимах: 1 — ГТУ; 2, 3 — ПГУ, ПТУ; 4 — АЭС; 5 — минимальные затраты

Рис. 2. Прогноз изменения цен на основные виды энергетического топлива [1]: 1 — природный газ; 2 — нефтепродукты; 3 — уголь; 4 — усредненные затраты на производство электроэнергии

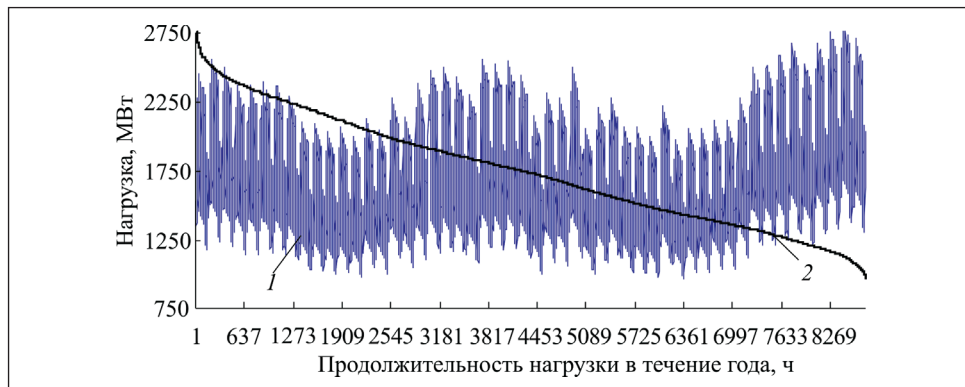


Рис. 3. График спроса на электроэнергию: 1 — хронологический; 2 — по продолжительности

соответствует мощности блока, а длина — продолжительности его использования на протяжении года. Продолжительность эксплуатации является наиболее общей характеристикой режима работы энергоблока. Из графика видно, что энергоблок производит электроэнергию в зонах нагрузок 1 — 8 и простаивает в зонах 9 — 11.

Тепловые электростанции являются крупнейшими источниками выбросов диоксида углерода, оксидов серы и азота, а также прочих вредных веществ. Постоянное ужесточение экологических требований приводит к увеличению платы за выбросы и к снижению предельных величин выбросов, что следует учитывать при составлении перспективных планов.

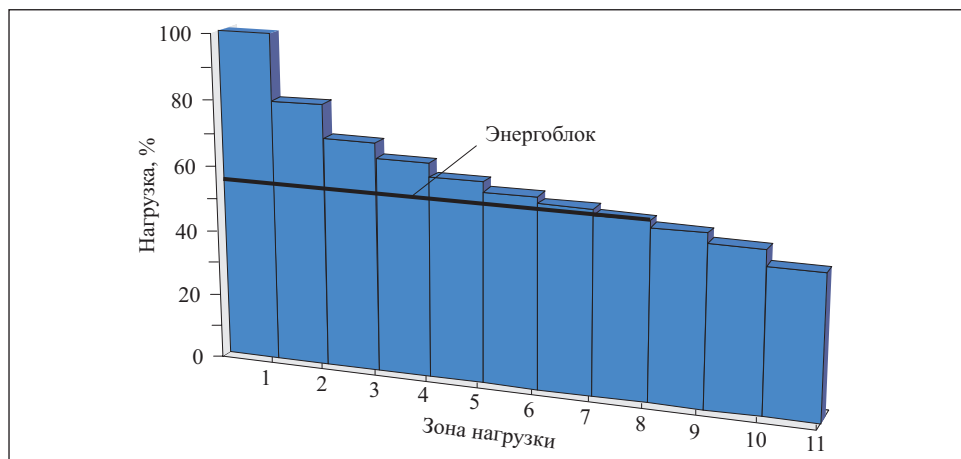


Рис. 4. Представление режима работы энергоблока на графике нагрузок по продолжительности

Для сектора производства электроэнергии характерно наличие внутренних связей, классификация которых приведена в работах [2, 3].

1. Прямые динамические связи характеризуют влияние на будущие инвестиционные решения инвестиционных решений, принятых на предыдущих этапах. Например, оптимальные характеристики нового энергоблока зависят не только от характера нагрузки, но и от состава и технического состояния уже имеющегося в системе оборудования.

Результатом действия прямых динамических связей является равенство общей величины мощностей, работающих на данном этапе, величине мощностей, работающих и введенных на предшествующем этапе, с учетом консервации и ликвидации оборудования.

2. Обратные динамические связи характеризуют влияние на режимы работы оборудования, введенного на предыдущих этапах, инвестиционных решений, принятых на последующих этапах. Например, на первом этапе (рис. 5) энергоблок работает в базовом режиме. Однако в результате введения новых мощностей, показатели эффективности которых выше, чем у рассматриваемого блока, он уступает им место в базовом режиме и перемещается в зону полупиковых режимов (2—4 прогнозируемые этапы).

Особенностью украинской тепловой энергетики является то, что большинство энергоблоков введено в работу в 60—70-е годы и их технико-экономические показатели значительно уступают современным стандартам. При вводе нового оборудования объемы производства на имеющихся блоках существенно снизятся, а возрастание конкуренции в отрасли и увеличение платы за выбросы будет способствовать этому процессу. Та-

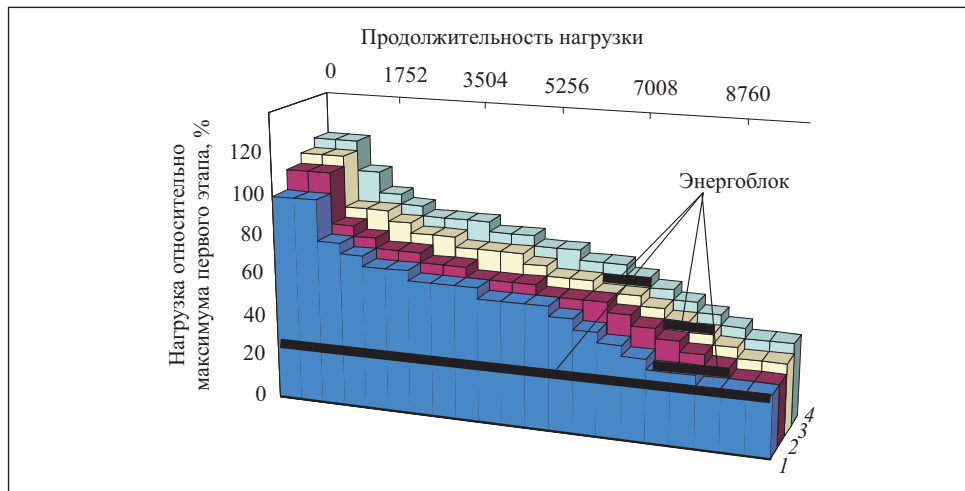


Рис. 5. Изменение режимов работы оборудования в процессе эксплуатации: 1 — 4 — прогнозируемые этапы

ким образом, для украинской энергетики учет динамических связей особенно актуален.

Методика исследования динамических связей и применяемые для их анализа типы моделей проанализированы в [2].

В статической модели рассматривается состояние моделируемой системы только в начальный и конечный моменты прогнозируемого периода, а промежуточные состояния игнорируются. В силу низкой точности прогнозирования подобные модели для оптимизации электроэнергетики в настоящее время не используются.

В условно-динамических моделях прогнозируемый период разбивается на более короткие этапы (1—5 лет). Для каждого этапа, начиная с первого, создается статическая модель. Переход к следующему этапу осуществляется с учетом прямых динамических связей (для учета преемственности структуры генерирующих мощностей).

В сокращенных динамических моделях оптимизация развития генерирующих мощностей осуществляется одновременно на всех этапах. Данная модель отличается от полной динамической модели тем, что из рассмотрения исключаются консервация и ликвидация новых объектов, а режимы работы нового оборудования считаются неизменными. Очевидно, действие обратных динамических связей для нового оборудования в таких моделях учитывается не полностью.

Учет изменения режима можно при отражении в модели всех возможных режимов эксплуатации оборудования, что значительно усложняет расчеты.

В настоящее время известен только один пример создания полной динамической модели [2]. В данном случае влияние прямых и обратных связей реализуется по принципу маятника: оптимизация статических решений от первого этапа к следующему («ход вперед») позволяет учитывать действие прямых динамических связей при фиксированных обратных, а соответствующая оптимизация от последнего этапа к первому («ход назад») позволяет учитывать действие обратных динамических связей при фиксированных прямых. Реализация данного итеративного расчета требует значительного объема неавтоматизированных операций, что не позволяет широко использовать его на практике.

Традиционный подход к оптимизации развития электроэнергетики. В традиционных моделях развития электроэнергетики оптимизация проводится по критерию минимальных затрат на производство электроэнергии либо по критерию максимизации общего благосостояния производителей и потребителей. В развитых технологических моделях объединенная энергосистема представляется сетевой моделью с десятками узлов (в бывшем СССР — более двадцати узлов), включающих производство и потребление электроэнергии регионами страны. При этом в каждом узле допускается применение всех перспективных технологий генерации. Целью оптимизации является нахождение оптимальных технологий производства и мощностей новых электростанций в узлах системы.

В СССР вопрос оптимизации генерирующих мощностей рассматривался последовательно на трех иерархических уровнях [4].

1. Выбор рациональной структуры единой энергосистемы (ЕЭС) по виду используемых энергоресурсов и основным типам электростанций в составе топливно-энергетического комплекса (ТЭК). На этом уровне обосновывается перспективное топливообеспечение электростанций и в первом приближении определяется рациональная структура мощностей.

2. Создание модели ЕЭС и выбор рациональной структуры генерирующих мощностей ЕЭС и энергетических объединений по видам оборудования. На этом уровне обосновывается рациональная структура генерирующих мощностей ЕЭС и отдельных энергетических объединений, а также перспективная потребность в оборудовании.

3. Выбор множества рациональных вариантов развития электростанций энергетических объединений на перспективу. На этом уровне обосновываются решения о начале проектирования электростанций и их основных (системных) параметрах и приближенно определяется перспективная потребность в оборудовании.

При таком подходе на первом уровне проводится согласование модельных решений по развитию генерации электроэнергии с объемами производства других секторов ТЭК и экономики страны в целом, а на

втором и третьем уровнях оптимизации осуществляется детальное описание технических и режимных характеристик системы.

Упрощенная модель развития электроэнергетики с оптимизацией по критерию минимальных затрат. Рассматривается энергосистема, состоящая из узлов $i, i \in I$ (узлы n и i — смежные). Производство электроэнергии обеспечивается энергоблоками $l, l \in L$. Передача электроэнергии между узлами ($i-n$) осуществляется при различных уровнях напряжения $u, u \in U$. Годовой график нагрузок разбивается на зоны нагрузки $h, h \in H$. Период прогнозирования T разбит на временные этапы $t, t \in T$.

Модель представляется в виде следующих соотношений.

1. Обеспечение покрытия нагрузок в соответствующей зоне графика требует, чтобы сумма объемов производства электроэнергии в узле (первое слагаемое) и поступления электроэнергии в узел по сети с учетом потерь (второе слагаемое) была не меньше суммы объемов отпуска электроэнергии из узла в сеть (третье слагаемое) и потребления в узле (четвертое слагаемое):

$$\sum_l (yeg_{liht} + yig_{liht}) + \sum_{n,u} (1 - r_{(in)u}) (yel_{(ni)uht} + yil_{(ni)uht}) - \sum_{n,u} (yel_{(in)uht} - yil_{(in)uht}) - D_{iht} \geq 0,$$

где yeg_{liht} и yig_{liht} — используемые мощности существующей и вновь сооружаемой электростанций, работающих по технологии l в узле i в зоне нагрузки h на этапе t ; $yel_{(in)uht}$ и $yil_{(in)uht}$ — потоки мощности по существующей и вновь сооружаемой линии электропередачи (ЛЭП) между узлами i и n при напряжении u в зоне нагрузки h на этапе t ; $r_{(in)u}$ — коэффициент потерь между узлами i и n в ЛЭП, работающей под напряжением u ; D_{iht} — нагрузка в узле i в зоне нагрузки h на этапе t .

2. Ограничение использования мощностей существующей и вновь сооружаемой электростанций величинами мощностей, которыми они располагают:

$$\sum_h yeg_{liht} \leq xeg_{lit}, \quad \sum_h yig_{liht} \leq xig_{lit},$$

где xeg_{lit} и xig_{lit} — мощности существующих и вновь сооружаемых электростанций, работающих по технологии l в узле i на этапе t .

3. Ограничение использования пропускной способности существующих и вновь сооружаемых ЛЭП предельными величинами их пропускной способности:

$$\sum_{n,h} yel_{(in)uht} \leq xel_{(in)ut}, \quad \sum_{n,h} yil_{(in)uht} \leq xil_{(in)ut},$$

где $xel_{(in)ut}$ и $xil_{(in)ut}$ — пропускная способность между узлами i и n существующих и вновь сооружаемых ЛЭП, работающих под напряжением u , на этапе t .

4. В масштабных моделях также могут быть учтены ограничения на потребление определенных видов топлива и на ввод новых электростанций и ЛЭП (либо ограничения на объем инвестиций), а также условия участия станций в покрытии базисной нагрузки и другие факторы.

Целевая функция представляет собой сумму переменных затрат на производство электроэнергии на существующих и вновь сооружаемых электростанциях (первое слагаемое), а также объемов капиталовложений на сооружение новых электростанций и ЛЭП (второе и третье слагаемые) на всех этапах прогнозного периода с учетом их приведения к одному моменту времени:

$$\min_{\substack{xig_{lit}, xil_{(in)ut}, yeg_{liht}, \\ yig_{liht}, yel_{(in)uht}, yil_{(in)uht}}} \sum_t KT_t \times \\ \times \left[\sum_{l,i,h} v_{liht} (yeg_{liht} + yig_{liht}) + \sum_{l,i} k_l xig_{lit} + \sum_{n,u} k_u xil_{(in)ut} \right],$$

где k_l, k_u — капиталовложения в электростанцию типа l и в ЛЭП с напряжением u ; v_{liht} — переменные затраты электростанций, работающих по технологии l в узле i в зоне нагрузки h , на этапе t ; KT_t — коэффициент приведения затрат, понесенных на этапе t .

В результате решения задачи для каждого энергетического узла определяются следующие данные:

- использование мощности существующих станций;
- ввод новых мощностей по типам;
- режимы работы электростанций;

величины и направления потоков мощности и энергии по межсистемным связям.

При решении поставленных задач, как правило, используются методы линейного программирования. Для уточнения площадок и очередности ввода объектов (третий уровень оптимизации) применяется динамическое программирование.

Используемые в настоящее время в России модели оптимизации развития электроэнергетики (ЭНИН (Москва) [5] и СЭИ (Иркутск) [6]) характеризуются преимуществом идеологии построения, разработанной в СССР. В таких моделях детально учитываются технологические особенности электростанций и вопросы надежности энергосистемы. Однако

оптимизация по минимуму затрат на производство электроэнергии и предположения о неизменности режима работы оборудования в процессе эксплуатации не позволяют учитывать свойственные системе динамические связи и влияния рыночных условий функционирования энергетики. В моделях также не учитываются экологические ограничения и платежи за загрязнение окружающей среды.

К указанному типу моделей относится и модель развития электроэнергетики Украины, созданная в рамках разработки стратегии Украины до 2030 года [7]. Выбор оптимального решения в этой модели осуществляется по критерию минимальных затрат либо максимальной прибыли отрасли. Для учета неопределенности исходной информации используется сценарный подход. Модель не предназначена для анализа несовершенных рынков и не учитывает действия обратных динамических связей.

В моделях, разработанных в США и странах ЕС, энергетический комплекс рассматривается во взаимодействии с макроэкономической и экологической системами. Наиболее проработанными являются модель Национальной системы моделирования энергетики США — NEMS [8] и модель развития топливно-энергетического комплекса ЕС — PRIMES [9], в которых объединены функции моделей первого и второго уровней, созданных в СССР.

В моделях представлены основные секторы ТЭК: электроэнергетика, теплоснабжение, угольная, нефтяная, газовая промышленности. Структура каждого сектора представлена специальными модулями и описывается методами линейного либо нелинейного программирования. Модуль электроэнергетики NEMS и подмодуль производства электроэнергии и тепла PRIMES содержат обширное описание технологий и режимов работы энергетического оборудования, не уступающее моделям, разработанным в СССР. Кроме того, в моделях интегрированы такие прогрессивные механизмы:

определение величины резервов мощности в зависимости от потенциального ущерба потребителей в результате прекращения энергоснабжения;

внутренние механизмы определения скорости технического прогресса в зависимости от темпов распространения технологий (Learning by doing) и др.

В модели PRIMES оптимальное решение находится в точке рыночного равновесия. Оптимизация производства для каждого из секторов ТЭК осуществляется по критерию минимальных затрат и формулируется в виде набора задач линейного программирования: $\min_y c y$, $y \in Y$, где c и y — удельные производственные затраты и объемы производства. При этом учитывается следующее:

1. Сбалансированная работа сектора ТЭК требует равенства спроса d и производства с учетом потерь: $(1-r)y = d$, где r — коэффициент потерь.

2. Спрос в секторе потребления описывается нелинейной функцией от цены потребления p^{dem} : $d = D(p^{\text{dem}})$.

3. Цена предложения p^{sup} определяется обратной функцией предложения и зависит от производственных затрат и прочих влияющих факторов χ : $p^{\text{sup}} = f(c, y, \chi)$.

4. Условие рыночного равновесия состоит в равенстве цены потребления и цены предложения с учетом налогов τ : $p^{\text{dem}} = p^{\text{sup}} + \tau$.

Увязка решений задач, сформулированных для различных отраслей ТЭК, проводится итерационным путем.

Учет эластичности спроса на электроэнергию в зависимости от цены и эластичности цен на энергетическое топливо в зависимости от объемов потребления позволяет максимизировать суммарное благосостояние потребителей и производителей топлива и электроэнергии.

Отличительной особенностью модели PRIMES является подробное описание индивидуального поведения различных типов производителей электроэнергии. При этом сектор производства каждой из стран ЕС описывается тремя производителями: энергетической компанией, промышленной компанией, владеющей энергетическими мощностями, и коммунальным предприятием. Это позволяет учесть эффект масштаба производства, различия в стоимости капитала и другие факторы.

Указанные традиционные модели являются высокоэффективными инструментами для прогнозирования развития ТЭК таких крупных экономических образований как США и ЭС. В то же время их использование имеет ряд ограничений.

1. Модели изначально не предназначались для исследования поведения производителей в условиях несовершенного рынка.

2. В моделях обратные динамические связи либо не учитываются вовсе (условно-динамическая модель), либо учитываются только для существующего оборудования (сокращенная динамическая модель).

3. Модели недоступны для зарубежных пользователей.

Для украинских пользователей доступны более простые модели данного типа: ENPER [10] и MARKAL [11]. Эти модели могут быть применены для планирования развития энергетики с учетом развития технологии генераций, режимных особенностей, динамики спроса на электроэнергию и цен на топливо. В то же время, эти модели, так же как NEMS и PRIMES, не учитывают действия рыночных факторов и обратных динамических связей в отрасли. Следует заметить, что практическое использование указан-

ных моделей требует сбора масштабных массивов отраслевых и макроэкономических данных, стандарт которых отличается от украинского.

Рыночные преобразования в отрасли. В настоящее время энергетика всех развитых стран в той или иной степени охвачена рыночными преобразованиями. В украинской энергетике рыночные преобразования были начаты в 1995 г. Сегодня функционирует система с единым покупателем электроэнергии, конкурирующими генерирующими и регулируемым распределительными компаниями. Дальнейшее развитие рыночных преобразований осуществляется в рамках «Концепции функционирования и развития оптового рынка электрической энергии Украины». Продолжается приватизация энергораспределительных и энергогенерирующих компаний.

В результате реструктуризации отрасли изменяется как структура, так и принципы поведения участников рынка:

1) вместо одного монополиста появились несколько конкурирующих фирм, оператор сетей, торговцы электроэнергией, оптимизирующие свою деятельность индивидуально;

2) изменились критерии оптимизации деятельности — максимизация прибыли вместо минимизации затрат.

Опыт стран Западной Европы и США показал, что реструктуризация и приватизация энергетике приводят к появлению в отрасли крупных компаний, способных влиять на рыночные цены и объемы производства. Необходимость прогнозирования последствий реструктуризации, попытки регулирующих органов и производителей прогнозировать поведение конкурирующих фирм, а также значительная погрешность традиционных моделей при анализе рыночных систем привели к созданию в течение последнего десятилетия моделей рынков электроэнергии с несовершенной конкуренцией.

Основным проявлением несовершенной конкуренции на рынке является превышение рыночной ценой уровня маржинальных затрат в результате манипулирования предложением и уровнем цен со стороны крупных компаний. Это утверждение противоположно основному принципу совершенной конкуренции, предполагающему, что ни один из производителей не в состоянии влиять на цену, равную маржинальным затратам наиболее дорогого блока, задействованного для покрытия спроса.

Несовершенная конкуренция может быть описана различными состояниями рынка: между равновесием конкурентного рынка и нерегулируемой монополии (рис. 6). При совершенной конкуренции равновесие достигается в точке C кривой спроса $D-D$, где цена p_C равна маржинальным затратам — прирост затрат при увеличении объемов производства на единицу ($MC = \partial c / \partial y$). Такой механизм функционирования

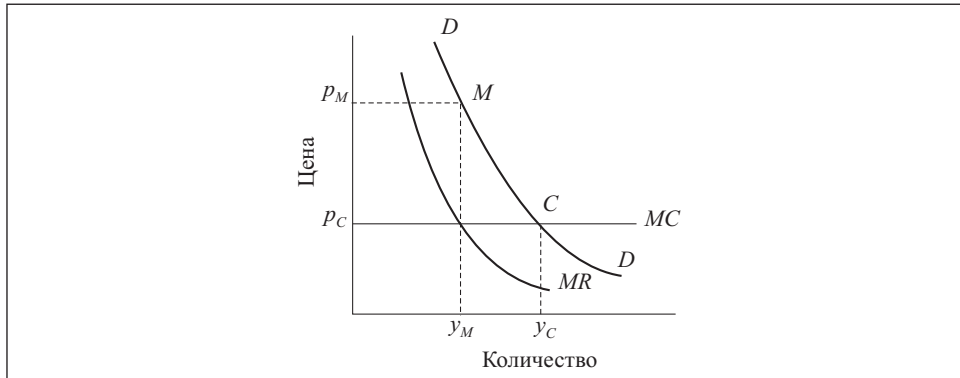


Рис. 6. Изменение равновесия рынка в зависимости от уровня конкуренции

рынка обеспечивает максимальное общественное благосостояние. На монопольном рынке действует один производитель, который максимизирует свою прибыль в точке M , устанавливая объем производства таким, чтобы маржинальный доход — прирост дохода при увеличении объемов производства на единицу ($MR = \partial(py) / \partial y$) — равнялся маржинальным затратам. Получаемая в результате монополия цена p_M является верхней границей рыночной цены.

Применяемые в настоящее время модели отличаются по типу описываемого рыночного механизма, типу рыночной игры, степени детализации описания сетей. В зависимости от применяемой архитектуры рынка, различные модели описывают рынок с единым покупателем, рынки с двусторонними контрактами, с присутствием межрегиональных торговцев и без них [12]. Если арбитражные торговцы отсутствуют, то разница в ценах на электроэнергию между регионами может быть необоснованно высокой и превышать затраты на транспорт.

Применяемый в рыночной модели тип игры зависит от уровня монополизации рынка. Рассмотрим рынок, на котором действуют конкурирующие фирмы: $j, g \in J$. Для описания рынков с совершенной конкуренцией используется модель Бертрана, в которой предполагается, что ни один из игроков не может влиять на цену [13]. Доход фирмы j в модели Бертрана определяется выражением $R_j^{\text{Bertrand}} = p_j y_j = py_j$, где y_j — объемы поставок фирмы j , а маржинальный доход — выражением $MR_j^{\text{Bertrand}} = \frac{\partial(py_j)}{\partial y_j} = p$.

На практике производственные мощности концентрируются у нескольких крупных энергокомпаний, что снижает конкурентность рынка. Для описания олигополий часто используется модель Курно [13], в которой производители устанавливают объемы производства, предполагая, что конкуренты

не будут предпринимать ответных действий. В данной модели производители осознают, что изменение их объемов производства влияет на цену $\left(\frac{\partial p}{\partial y_j} \neq 0\right)$, но допускают, что другие производители не реагируют на изменение

объемов их производства $\left(\frac{\partial y_{-j}}{\partial y_j} = 0\right)$, где $y_{-j} = \sum_{g \neq j} y_g$ — объем поставок других производителей.

Доход фирмы j в модели Курно определяется выражением $R_j^{\text{Cournot}} = p(y)y_j = p(y_j + y_{-j})y_j$, где $p(y)$ — обратная функция рыночного спроса, а маржинальный доход — выражением

$$MR_j^{\text{Cournot}} = \frac{\partial (py_j)}{\partial y_j} = p + \frac{\partial p}{\partial y} \left(1 + \frac{\partial y_{-j}}{\partial y_j}\right) y_j = p + \frac{\partial p}{\partial y} (1+0)y_j = p + \frac{\partial p}{\partial y} y_j.$$

Модель Штакельберга предполагает наличие в отрасли лидера, реагирующего на поведение конкурентов и последователей, которые не учитывают реакции лидера [13]. Применяются также менее распространенные подходы [14]. Практически все современные рыночные модели описывают многоузловые задачи. В то же время большинство моделей не учитывают тепловых потерь в сети и перетоков реактивной мощности, характеризуя отдельные участки сети только затратами на передачу и максимальной передаваемой мощностью. В большинстве моделей производители принимают цены на транспорт как заданные. Учет влияния производителей на транспортные цены приводит к усложнению моделей и часто делает невозможным получение оптимального решения [13].

Современная модель рынка электроэнергии с несовершенной конкуренцией включает следующее:

1. Набор условий максимизации прибыли генерирующих компаний (которые реализуют один из механизмов конкуренции).
2. Условия работы оператора системных сетей.
3. Набор условий максимизации прибыли арбитражных торговцев.
4. Условия равновесия рынка.

Модель Курно для производства электроэнергии в условиях несовершенной конкуренции без наличия арбитражной торговли. Рассматривается энергосистема, состоящая из узлов $i, i \in I$ (узел m — смежный с узлом i). Производство электроэнергии обеспечивается энергоблоками $l, l \in L$. На рынке действуют производители $j, j \in J$, не вступающие в сговор. Цена в каждом узле описывается обратной функцией спроса: $pe_i = a_i - b_i \sum_j s_{ji}$, где a_i и b_i — коэффициенты обратной функции спроса в узле i ; s_{ji} — объем поставок фирмы j в узел i .

Для описания электрической сети используется упрощенная модель, в которой потери в сети и реактивные потоки не учитываются, а для описания перетоков используются уравнения постоянного тока. Данный подход позволяет описать все междузловые перетоки с помощью фиктивного узла (хаба), при этом предполагается, что вся электроэнергия произведенная в отдельно взятом узле отправляется производителем в хаб, а оттуда — в узел потребления. Плата за передачу по линии берется только в случае перегрузки линии. Потоки, способствующие перегрузке, штрафуются, а обратные потоки, разгружающие линию, получают премию.

Описание работы производителя. Задачей производителя является максимизация прибыли

$$WGEN_j = \sum_i (a_i - b_i * \sum_j s_{ji}) * s_{ji} - \\ - \sum_i \sum_l (ca_{jil} * yeg_{jil}) - \sum_i ptr_i * (s_{ji} - \sum_l yeg_{jil}), \forall j,$$

которая равна доходам (первое слагаемое) за вычетом затрат на производство электроэнергии (второе слагаемое) и затрат на передачу электроэнергии от узла производства через хаб в узел потребления. Здесь ca_{jil} — затраты фирмы j на производство в узле i по технологии l ; yeg_{jil} — производство электроэнергии фирмы j в узле i по технологии l ; ptr_i — цена на передачу из хаба в узел i .

Баланс фирмы предполагает равенство объемов производства фирмы во всех узлах и объемов поставок фирмы во все узлы:

$$\sum_i s_{ji} = \sum_i \sum_l yeg_{jil}, \forall j;$$

ограничение мощности оборудования:

$$yeg_{jil} \leq xeg_{jil}, \forall j, i, l,$$

где xeg_{jil} — максимальная мощность энергоблока фирмы j в узле i по технологии l ; условия неотрицательности объемов производства и поставок:

$$yeg_{jil} \geq 0; \forall j, i, l; s_{ji} \geq 0, \forall j, i.$$

Оператор сети максимизирует общее благосостояние участников рынка за счет предоставления права пользования сетью наиболее эффективным производителям, низкие производственные затраты которых позволяют заплатить за услуги по передаче электроэнергии наибольшую цену. В результате задачей оператора сети является максимизация платы

за использование сети (при этом плата за использование не перегруженных участков сети равна нулю):

$$WTSO = \sum_i Nflow_i ptr_i,$$

где $Nflow_i$ — переток между хабом и узлом i .

Условие неотрицательности цен на передачу: $ptr_i \geq 0, \forall i$.

Для описания перетока по линии m (yel_m) используется набор коэффициентов γ_{mi} , которые показывают, как изменяется переток по линии m при изменении поступления в сеть в узле i . В результате баланс для линии m описывается выражением

$$yel_m = \sum_i \gamma_{mi} \left(\sum_j s_{ji} - \sum_j \sum_l yeg_{jil} \right), \quad \forall m,$$

где yel_m — переток по линии m .

Ограничение пропускной способности ЛЭП: $yel_m \leq xel_m, \forall m$, где xel_m — максимальная мощность ЛЭП m .

Условие равновесия рынка. Спрос на электроэнергию в каждом узле системы равен суммарному объему поставок в узел фирм-производителей $\sum_j s_{ji}$ и определяет цену в узле посредством обратной функции спроса:

$$pe_i = a_i - b_i \sum_j s_{ji}, \quad \forall i.$$

Условие неотрицательности цен на электроэнергию: $pe_i \geq 0, \forall i$.

Баланс в узлах системы обеспечивается равенством перетока из узла в хаб и разницы объемов поставок и объемов производства всех производителей для рассматриваемого узла:

$$Nflow_i = \sum_j \left(s_{ji} - \sum_l yeg_{jil} \right), \quad \forall i.$$

Задача оптимизации производства электроэнергии в условиях несовершенной конкуренции является нелинейной задачей дополнителности, а в случае использования линейных функций спроса и маржинальных затрат она становится смешанной линейной задачей дополнителности [15].

Решение задач моделирования энергорынка. Для одновременного решения задач нескольких участников рынка применяются два основных подхода.

I. Дискретизация пространства стратегий участников с последующей проверкой оптимальности всех возможных решений либо применением эвристических методов решения.

II. При сохранении непрерывного пространства стратегий решение может быть получено следующими методами:

1. Для определения точки рыночного равновесия в работе [16] успешно применен специально созданный программный продукт. В его основе лежит итерационный процесс, в котором на каждом шаге итерации выбирается очередной участник рынка, оптимизирующий свою деятельность при фиксировании решений, принятых конкурентами на предыдущем шаге. Итерационный процесс заканчивается, если ни один из участников рынка не может существенно улучшить свою целевую функцию.

2. Определение точки равновесия на рынке электроэнергии возможно также с использованием универсальных математических пакетов программ.

Для непосредственного решения смешанных задач дополнительности используются программные средства MILES и PATH, интегрированные в состав пакета программ GAMS [14]. Использование стандартных пакетов программ решения задач нелинейного программирования требует замены задачи многокритериальной оптимизации системой равенств и неравенств. Для этой цели применяются условия Куна—Курша—Таккера (ККТ условия) [17].

Использование ККТ условий при несовершенной конкуренции.

ККТ условия производителей. Получение условий оптимальности для указанной задачи начинается с введения для каждого ограничения фиктивной переменной или цены ограничения. Эти переменные представляют собой маржинальную цену изменения соответствующего ограничения. Обозначим цену ограничений объемов производства ρ_{jil} , а цену ограничений объемов поставок θ_j . Понятно, что для каждого энергоблока $\rho_{jil} \geq 0$; $yeg_{jil} \leq xeg_{jil}, \forall jil$.

Рассмотрим случай, когда $yeg_{jil} < xeg_{jil}$, т. е. имеется достаточно мощностей для обеспечения производства. В этом случае в рыночных условиях потребитель не будет оплачивать дополнительное увеличение мощности, поэтому цена ограничения производства $\rho_{jil} = 0$. В противном случае ($yeg_{jil} = xeg_{jil}$) имеется дополнительная потребность в мощности, поэтому цена ограничения производства $\rho_{jil} > 0$. Обобщенно рассмотренные условия можно записать так:

$$0 \leq \rho_{jil} \perp yeg_{jil} - xeg_{jil} \geq 0, \forall jil,$$

где символ ортогональности \perp показывает, что как минимум одно из выражений должно выполняться в виде равенства. Например, $\rho_{jil} = 0$ — в первом случае и $yeg_{jil} = xeg_{jil}$ — во втором. Условие ортогональности также можно записать в виде

$$\rho_{jil} \geq 0, yeg_{jil} - xeg_{jil} \leq 0, \rho_{jil}(yeg_{jil} - xeg_{jil}) = 0, \forall jil.$$

Объемы поставок фирмы j во все узлы i должны соответствовать объемам производства указанной фирмы:

$$\theta_j \geq 0; \sum_i s_{ji} = \sum_i \sum_l yeg_{jil}, \forall j.$$

Поскольку данное ограничение имеет вид равенства, введения соответствующего условия ортогональности не требуется.

В условиях рынка увеличение поставок фирмы j в узел i (s_{ji}) приводит к снижению рыночной цены, а следовательно, и прибыли. Поэтому фирма будет наращивать объемы поставок пока прирост прибыли не окажется нулевым: $\frac{\partial WGEN_j}{\partial s_{ji}} = 0$. При этом будет получен оптимальный объем поставок $s_{ji} \geq 0$. Понятно, что в случае убыточности, $\frac{\partial WGEN_j}{\partial s_{ji}} < 0$, поставки в

условиях рынка прекращаются: $s_{ji} = 0$. Описанные условия могут быть представлены соотношением:

$$0 \leq s_{ji} \perp \frac{\partial WGEN_j}{\partial s_{ji}} \leq 0, \forall j, i.$$

После преобразований получим

$$s_{ji} \geq 0; a_i - b_i \sum_j s_{ji} - b_i s_{ji} - ptr_i - \theta_j \leq 0;$$

$$\left(a_i - b_i \sum_j s_{ji} - b_i s_{ji} - ptr_i - \theta_j \right) s_{ji} = 0, \forall j, i.$$

Оптимальный объем производства ($yeg_{jil} > 0$) соответствует условию $\frac{\partial WGEN_j}{\partial yeg_{jil}} = 0$, а в случае убыточной работы $\left(\frac{\partial WGEN_j}{\partial yeg_{jil}} < 0 \right)$ производство

прекращается ($yeg_{jil} = 0$). Обобщенно эти соотношения описываются условием ортогональности

$$0 \leq yeg_{jil} \perp \frac{\partial WGEN_j}{\partial yeg_{jil}} \leq 0, \forall j, i, l.$$

После преобразования получаем

$$yeg_{jil} \geq 0; -ca_{jil} + ptr_i - \rho_{jil} + \theta_j \leq 0;$$

$$(-ca_{jil} + ptr_i - \rho_{jil} + \theta_j) yeg_{jil} = 0, \forall j, i, l.$$

ККТ условия оператора сети. Введем фиктивную переменную λ_m , соответствующую ограничению пропускной способности линии m . Если величина перетока по линии не достигает предельной величины, $\sum_i \gamma_{mi} Nflow_i < xel_m$, то спрос на увеличение пропуски по линии отсутствует и цена ограничения составляет $\lambda_m = 0$. В противном случае $\left(\sum_i \gamma_{mi} Nflow_i = xel_m \right)$ имеются участники рынка, готовые оплатить дополнительный переток: $\lambda_m > 0$. Указанные условия описываются следующими соотношениями:

$$\sum_i \gamma_{mi} Nflow_i \leq xel_m; \quad \lambda_m \geq 0; \quad \lambda_m \left(\sum_i \gamma_{mi} Nflow_i - xel_m \right) = 0; \quad \forall m.$$

При увеличении платы за переток по перегруженным линиям спрос на транспортные услуги будет снижаться. Поэтому для оператора сети условием оптимальности перетоков будет равенство нулю дополнительной прибыли от увеличения перетока между i -м узлом и хабом $Nflow_i$: $\frac{\partial WTSO}{\partial Nflow_i} = 0, \forall i$. После преобразования получим $ptr_i - \sum_m \gamma_{mi} \lambda_m = 0, \forall i$.

ККТ условия клирингового механизма рынка, соответствуют формулировкам, приведенным в рассмотренном выше примере. Условие ценообразования в i -м узле:

$$pe_i \geq 0; \quad pe_i = a_i - b_i \sum_j s_{ji}, \quad \forall i.$$

Баланс для i -го узла:

$$Nflow_i = \sum_j \left(s_{ij} - \sum_l yeg_{jil} \right), \quad \forall i.$$

Моделирование производства электроэнергии в условиях несовершенной конкуренции является развивающейся областью. Известно лишь несколько моделей, описывающих развитие отрасли в условиях несовершенной конкуренции [18 — 21]. Проводимые в настоящее время исследования направлены на сравнение эффективности альтернативных рыночных моделей, различных механизмов ценообразования на услуги передачи и др. В то же время, по степени детализации описания технических и режимных особенностей работы сектора рыночные модели существенно уступают

традиционным. Существующие модели в полной мере не учитывают динамические процессы, характерные для сектора производства электроэнергии. Учет действия динамических связей требует одновременного рассмотрения совокупности краткосрочных задач (оптимизации нагрузок оборудования) и долгосрочных задач оптимизации работы электроэнергетики (оптимизации ввода генерирующего оборудования).

Таким образом, модели оптимизации электроэнергетики, работающие по принципу минимальных затрат (максимального благосостояния), созданные в США, ЕС, России и в Украине, не позволяют учесть влияния рыночных преобразований, которые внедряются в энергетический сектор Украины. Создание отечественных моделей развития производства электроэнергии в условиях несовершенной конкуренции является актуальной задачей.

The analysis of main factors which determine electric power production development in market conditions is provided. The present models are studied which developed for optimization of electric power production. Considered approaches allow to take into account the dynamic processes of sector development under a market transformation conditions.

1. *Energy in Europe. European Union energy outlook to 2020.* — European Commission. Special issue. — November, 1999. — 217 p.
2. *Макаров А. А., Мелентьев Л. А.* Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. — Новосибирск : Наука, 1973. — 275 с.
3. *Беляев Л. С., Войцеховская Г. В., Савельев В. А.* Системный подход при управлении развитием электроэнергетики. — Новосибирск : Наука, 1980. — 239 с.
4. *Волькенгау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. — М. : Энергия, 1981. — 320 с.
5. *Веселов Ф. В., Курилов А. Е., Хоршев А. А.* Построение и использование моделей линейного программирования в задачах исследования энергетики // Сб. тр. конф. «Моделирование — 2006», 16—18 мая — Киев : ИПМЭ им. Г. Е. Пухова НАН Украины, 2006. — С. 147—152.
6. *Воропай Н. И., Труфанов В. В.* Математическое моделирование электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество. — 2000. — № 10. — С. 6—12.
7. *Костюковський Б. А., Шульженко С. В., Гольденберг І. Я., Власов С. В.* Методи та засоби дослідження перспектив розвитку електроенергетики в умовах впровадження ринкових відносин // Проблеми загальної енергетики. — 2002. — № 2. — С. 6—13.
8. *The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System. Model Documentation Report.* — Energy Information Administration. — March, 2004. — 256 p.
9. *The PRIMES Energy System Model. Reference Manual.* — National technical university of Athens. — 2001. — 247 p.
10. *Wien Automatic System Planning (WASP) Package. A Computer Code for Power Generating Expansion Planning.* — International Atomic Energy Agency (IAEA). — Vienna, 2001. — 274p.
11. *Loulou R., Goldstein G., Noble K.* Documentation for the MARKAL Family of Models. Energy Technology System Analysis Programme. — October, 2004. — 386 p.
12. *Hobbs B.* Linear Complementarity Models of Nash—Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets // IEEE Transactions on Power Systems. — 2001. — Vol. 16, No. 2. — P. 194—202.

13. *Hobbs, B. F., Helman U.* Complementarity-Based Equilibrium Modeling for Electric Power Markets// Modeling Prices in Competitive Electricity Markets. J. Wiley Series in Financial Economics. Edited by D.W. Bunn. — 2004. — Ch. 3. — P. 69—96.
14. *Day, C. J., Hobbs B. F., Pang, J. -S.* Oligopolistic Competition in Power Networks: A Conjectured Supply Function Approach// IEEE Transactions on Power Systems. — 2002. — 17(3). — P. 597—607.
15. *Billups S. C., Murty K. G.* Complementarity problems. Journal of Computational and Applied Mathematics. — 2000. — Vol. 124, № 1—2. — 1. — P. 303—318.
16. *Barquin J., Vazquez M.* Cournot Equilibrium Computation on Electricity Networks// 2nd International Workshop Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems. — August 11—14, 2003. Irkutsk, Russia. — 7 p.
17. *Ehrenmann A., Neuhoff K.* A Comparison of Electricity Market Designs in Networks.— Cambridge Working Papers in Economics: CWPE 0341. — 2003. — 31 p.
18. *Wei J. -Y., Smeers Y.* Spatial Oligopolistic Electricity Models with Cournot Generators and Regulated Transmission Prices// Operations Research. — 1999. — 47(1). — P. 102—112.
19. *Murphy F., Smeers Y.* Generation Capacity Expansion in Imperfectly Competitive Restructured Electricity Markets// Ibid. — 2005. — Vol. 53, № 4. — P. 646—661.
20. *Chuang A., Wu F., Varaiya P.* A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons// IEEE Transaction Systems on Power Systems. — 2001. — Vol. 16, N. 4. — P. 885—890.
21. *Botterud A., Kapras M., Vogstad K., Wangensteen I.* A Dynamic Simulation Model for Long-term Analysis of the Power Market// 14th Power Systems Computation Conference. June 24—28, 2002. — Sevilla, Spain. — 7 p.

Поступила 21.12.07;
после доработки 13.03.08

БОРИСЕНКО Андрей Владимирович, канд. техн. наук, докторант Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины. В 1994 г. окончил Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический ин-т». Область научных исследований — технико-экономическая оптимизация характеристик и режимов работы энергогенерирующего оборудования.