

*В сборнике «Пятые Мелентьевские теоретические чтения», Москва,  
2004 г.*

**Комплексный подход и средства оптимизации инвестиционных решений  
в электроэнергетике в период реформирования рынка.**

*Веселов Ф. В., к.э.н., Макарова А. С., к.э.н.*

*Институт энергетических исследований РАН*

Накопленный в последнее десятилетие опыт системных исследований по долгосрочному прогнозированию и среднесрочному планированию развития электроэнергетики показывает, что в современных условиях при разработке инвестиционной программы, выборе и обосновании состава инвестиционных решений по техническому перевооружению и новому строительству разных типов электростанций и электрических сетей требуется учитывать широкий спектр условий и ограничений, включая:

1). Традиционные требования устойчивого энергоснабжения, предполагающие обязательное обеспечение перспективных балансов электрической мощности и энергии в разрезе энергообъединений и энергосистем (как минимум, на уровне ОЭС), а также локальных балансов тепловой энергии.

2). Взаимосвязь условий топливообеспечения ТЭС с региональными топливно-энергетическими балансами и изменением ценовой ситуации на рынках топлива, в частности, при поэтапной либерализации внутреннего рынка природного газа.

3). Хозяйственную структуру отрасли и ее прогнозируемое изменение в процессе реформирования, растущую децентрализацию принятия инвестиционных решений отдельными энергокомпаниями, исходя из собственных оценок эффективности инвестиций для бизнеса и располагаемых инвестиционных ресурсов.

4). Организацию рынка электроэнергии, принципы ценообразования и их трансформацию при переходе к конкуренции, ослабляющую связь между ценами и финансовыми потребностями энергокомпаний, включая их инвестиционные потребности.

Применение комплексного подхода к прогнозированию развития электроэнергетики и инвестиционному планированию в период интенсивного реформирования отрасли определяет необходимость совершенствования методов и инструментария исследований, перехода к *анализу электроэнергетики не только как сложной технологической, но и экономической системы, развивающейся в подвижной рыночной среде.*

Решение данной задачи предполагает интеграцию традиционных средств системного планирования (таких, как оптимизационные или имитационные модели развития электроэнергетики), ориентированных на «централизованное» планирование структуры и размещения производственных ресурсов, исходя из критериев экономической (народнохозяйственной) эффективности, с финансово-экономическими моделями отрасли и отдельных энергокомпаний. Однако, как показывает опыт, при этом неизбежна трудоемкая и неоднозначная итеративная увязка оптимальных планов производства и вводов мощностей с прогнозами экономического состояния энергокомпаний, в ходе которой выявляются ограничения на возможности своевременного и полного финансирования инвестиций.

Задача еще более усложняется из-за необходимости прогнозирования электроэнергетики в условиях высокой неопределенности основных внешних факторов, включая спрос и режимы электропотребления, динамику цен топлива и электроэнергии, а также стоимостные показатели электростанций. Выбор инвестиционных решений в период структурной перестройки как экономики в целом, так и отрасли должен основываться на результатах их риск-анализа с использованием многовариантных параметрических расчетов при одновременном изменении как производственных, так и финансово-экономических условий функционирования и развития электроэнергетики.

Перспективным решением этой проблемы является переход к совместному рассмотрению задач производственного, инвестиционного планирования и финансово-экономического прогнозирования отрасли в рамках *единой производственно-финансовой динамической модели развития электроэнергетики* [1].

Основной особенностью такого подхода является возможность совместной оптимизации развития и использования существующих и новых производственных и сетевых мощностей, а также располагаемых финансовых ресурсов отрасли, которые ограничены динамикой цен электроэнергии и распределены между отдельными энергокомпаниями.

В рамках модели данный подход реализуется путем формирования системы взаимосвязанных друг с другом балансов энергии, мощности, топлива и финансовых потоков. Их оптимизация с учетом прогнозируемой динамики потребности в электроэнергии и тепле, а также цен электроэнергии по основным энергообъединениям позволяет определить наилучшую (с точки зрения интегрального дохода) производственную и инвестиционную программу энергокомпаний, сбалансированную с требованиями их финансовой устойчивости.

Выбор и оценка стратегий устойчивого развития электроэнергетики должны выполняться на основе интегральных критериев эффективности в целом за период прогнозирования. Это требование определяет *динамический характер оптимизационной модели*, структура которой представляет собой последовательность типовых по составу статических блоков переменных и ограничений, между которыми установлены *динамические связи* в виде специальных уравнений.

Характеристика статического блока производственно-финансовой модели развития электроэнергетики представлена на рис. 1. В ней выделяются четыре основных функционально взаимосвязанных блока переменных и ограничений, отражающих производственные, инвестиционные и финансово-экономические условия устойчивого и сбалансированного развития электроэнергетики на одном временном этапе:

- Производственный блок;
- Блок топливообеспечения ТЭС;
- Инвестиционный блок;
- Финансовый блок.

**В Производственном блоке** определяются производственно-технологические условия использования установленной мощности действующих и новых электростанций и межсистемных ЛЭП. При многоузловом представлении ЕЭС России в данном блоке для каждого года и по каждой энергосистеме проверяются условия выполнения годовых балансов мощности, энергии и тепла.

Исходя из балансовых условий, именно в Производственном блоке определяются требования к масштабам и структуре вводов новой мощности и обновления (т.е. модернизации и замены устаревшего оборудования) действующих электростанций, а также усиления основных межсистемных электрических связей в территориальном разрезе (ВВ на рис. 1).

При формировании балансов мощности и энергии также может быть в явном виде учтена эластичность потребления через моделирование кривой реализации потенциала энергосберегающих мероприятий (в зависимости от цены электроэнергии).

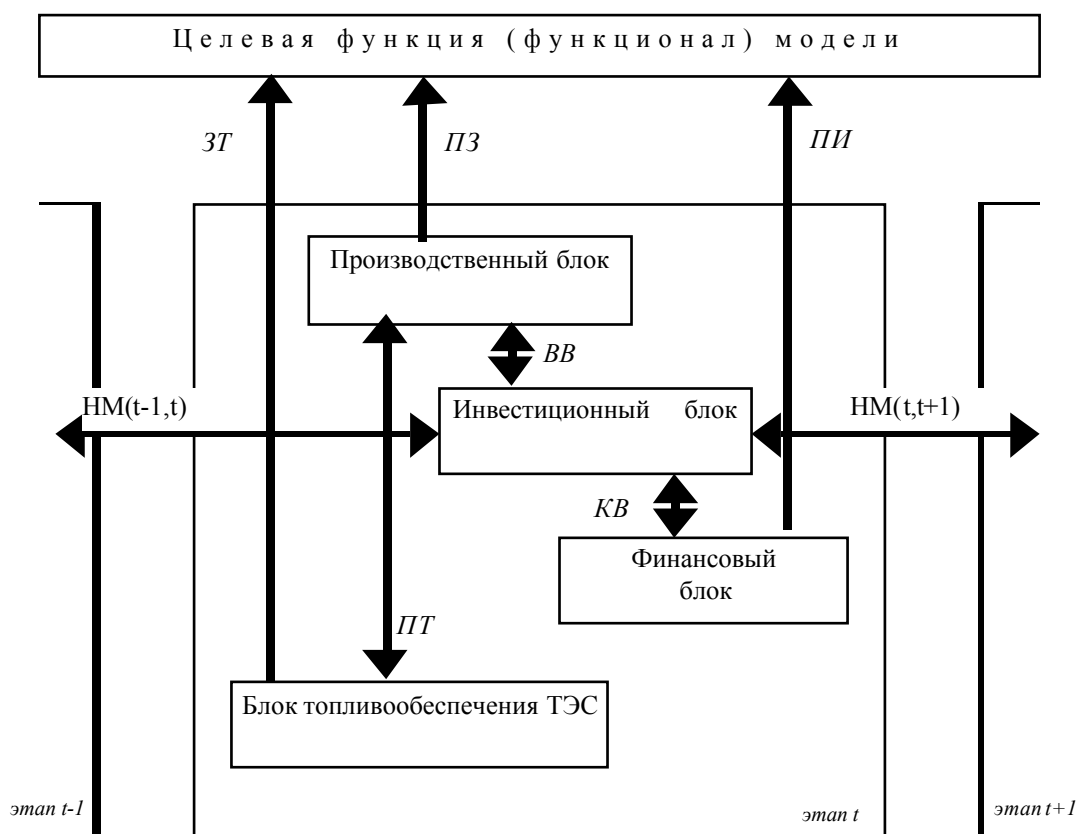
Коэффициенты функционала, связанные с переменными Производственного блока, определяют условно-постоянные затраты (ПЗ на рис. 1) на производство электроэнергии и централизованного тепла.

**В Блоке топливообеспечения ТЭС** проверяются условия баланса между потребностью электростанций в различных видах топлива (газ, мазут, виды энергетических углей) и возможностями их поставки в региональном разрезе. Состав выделяемых в модели узлов потребления по каждому виду топлива определяется

принятым агрегированием системы его транспортировки, и не обязательно совпадает с составом энергосистем, выделенных при формировании балансов мощности и энергии.

*Потребность в топливе* действующих и новых ТЭС является искомой величиной и определяется совокупностью годовых режимов использования мощности каждой электростанции с разными удельными расходами и структурой потребляемого топлива. Именно такое описание режимов работы электростанций обеспечивает функциональную связь Блока топливообеспечения ТЭС с Производственным блоком (ПТ на рис. 1).

*Поставки топлива* каждого вида в общем случае представляются ступенчатой функцией объема от цены, которая отражает различные варианты его добычи (производства) и транспортировки и определяет топливные затраты ТЭС в целевой функции (ЗТ на рис. 1).



**Рис. 1. Основные функциональные блоки и динамические связи в производственно-финансовой модели электроэнергетики (для одного временного этапа).**

Прогнозирование ресурсов топлива для электростанций и формирование таких «функций предложения» является серьезной самостоятельной задачей системных исследований в энергетике, которая решается в рамках разработки перспективных топливно-энергетических балансов регионов и прогнозирования развития топливных отраслей с помощью специальных имитационных или оптимизационных моделей.

**В Инвестиционном блоке** рассматриваются возможности обеспечения

балансовых требований к вводам мощности (ВВ на рис. 1) за счет множества альтернативных предложений по новому строительству и обновлению действующих электростанций.

Для этого в рамках данного блока сформированы уравнения, определяющие *динамику изменения установленной мощности новых и обновляемых электростанций* в каждом году (периоде)  $t$ :

- Ограничения на масштабы и технологический состав инвестиционных предложений по обновлению действующих электростанций при вариантно задаваемой динамике снижения их мощности.
- Накопленный (с начального года прогноза) прирост мощности новых и обновляемых электростанций (НМ), определяющий возможности их участия в балансах мощности и энергии Производственного блока.

Отличительной особенностью Инвестиционного блока является то, что здесь альтернативные инвестиционные предложения по вводам генерирующих мощностей дифференцируются не только в территориальном и технологическом разрезе, но и по отдельным энергокомпаниям. Это позволяет при поиске оптимальных инвестиционных решений учитывать ограничения по располагаемым объемам инвестиционных ресурсов (собственных и внешних) не только для электроэнергетики в целом, но и для каждой энергокомпании, а также существенное изменение этих ограничений в процессе реструктуризации компаний и формирования новых субъектов отрасли.

Описание инвестиционных потребностей электроэнергетики (КВ на рис. 1) с их дифференциацией по отдельным энергокомпаниям позволяет обеспечить функциональную связь Инвестиционного блока с **Финансовым блоком**.

Основной задачей этого блока является достижение каждой энергокомпанией сбалансированности между потребностью в инвестициях и возможными источниками (собственными или внешними) ее обеспечения в течение всего периода прогнозирования. Данный баланс формируется на основе оптимизации ежегодных финансовых потоков с учетом требований финансовой устойчивости. Для этого в систему ограничений Финансового блока включаются следующие группы условий:

- баланс текущих расходов (капиталовложения, обслуживание кредитов и дивиденды) и доходов (чистая прибыль, амортизация, заемный капитал);
- критерии оценки финансового состояния энергокомпаний (возврат на активы, возврат на собственный капитал, соотношение заемных и собственных средств и др.);
- дополнительные (статические, то есть для одного года, или интегральные за

период) ограничения на объем средств, привлекаемых из внешних источников.

В рамках Финансового блока модели по каждой энергокомпании определяются ежегодные объемы обязательных платежей (налоги и финансовые обязательства) и инвестиционных расходов (ПИ на рис. 1). Данные показатели также включаются в состав целевой функции.

На результаты прогнозирования электроэнергетики, получаемые в рамках производственно-финансовой модели, огромное влияние оказывает *критерий оптимальности* или ее целевая функция.

Как было отмечено выше, при динамической постановке оптимизационной задачи целевая функция отражает интегральный эффект от реализации той или иной стратегии развития отрасли. В общем случае, можно выделить два класса целевых функций, наиболее часто применяемых при решении практических задач прогнозирования электроэнергетики в современных условиях.

*Первый класс* функций используется для решения задачи, отвечающей условиям тарифного регулирования электроэнергетики. При этом оптимизация выполняется по критерию *минимума суммарных затрат на функционирование и развитие отрасли* при обеспечении необходимого масштаба финансирования инвестиций и поддержании минимального уровня финансовой устойчивости и прибыльности отдельных хозяйствующих субъектов отрасли. Целевая функция модели представляет собой *дисконтированную требуемую выручку энергокомпаний*, равную сумме их топливных и постоянных затрат, обязательных платежей и инвестиционных расходов, возможно, с учетом интегральных затрат на реализацию энергосберегающих мероприятий.

Такой подход к оптимизации развития электроэнергетики позволяет обосновать с отраслевых позиций *минимально приемлемую динамику цен электроэнергии* и широко применяется при разработке межотраслевых и макроэкономических прогнозов развития ТЭК и экономики страны, например, при формировании Энергетической стратегии.

*Другой класс* целевых функций используется для решения задачи оптимального развития электроэнергетики и отдельных энергокомпаний при задаваемых извне сценариях ценовой политики на рынках электроэнергии и топлива.

В этом случае в качестве критерия оптимальности рассматривается *интегральный дисконтированный доход* энергокомпаний, который определяется разностью выручки от реализации электроэнергии и тепла при заданном прогнозе цен и полных затрат на их производство и передачу.

Максимизация такой целевой функции в производственно-финансовой модели позволяет при обосновании инвестиционных решений учесть требования их финансовой реализуемости и коммерческой привлекательности для конкретных энергокомпаний. Данный критерий оптимальности может быть также трансформирован в производные критерии максимизации чистого дисконтированного дохода, чистой прибыли и т.д.

Однако возможности использования динамической оптимизационной модели развития электроэнергетики для разработки долгосрочной ценовой политики в отрасли не ограничиваются формированием целевой функции. На основе анализа двойственных оценок балансов энергии и мощности, отражающих *долгосрочные предельные затраты* на обеспечение спроса, могут быть получены стратегические целевые ориентиры для прогнозирования динамики цен на создающемся конкурентном рынке электроэнергии, соответствующие условиям его *долгосрочного рыночного равновесия*.

В целом, в силу гибкости своей структуры в части выбора состава переменных и ограничений, а также целевой функции, рассматриваемая модель представляет собой достаточно универсальный инструмент для различного рода прогнозных исследований в электроэнергетике. Однако, *детализация представления производственно-технологической, территориальной и хозяйственно-организационной структуры отрасли* существенно зависит от конкретной постановки исследовательской задачи. Основными параметрами, определяющими выбор степени детализации модели, являются:

- этап прогнозирования (среднесрочный или долгосрочный), влияющий на выбор рационального временного горизонта, а также на детализацию прогноза по годам или пятилетиям;
- территориальный уровень прогнозирования (ЕЭС России, ОЭС, региональные энергосистемы), влияющий на подробность представления производственной структуры отрасли, особенно – межсистемных электрических связей;
- корпоративный уровень прогнозирования (отрасль, Холдинг РАО «ЕЭС России», региональные энергокомпании и электростанции федерального уровня), также влияющий на представление производственной структуры (прежде всего, в части генерирующих мощностей), а также на детализацию описания финансово-экономических условий развития электроэнергетики.

В настоящей статье рассматривается использование динамической производственно-финансовой модели развития электроэнергетики для выбора *инвестиционной программы Холдинга РАО «ЕЭС России» и его отдельных дочерних и зависимых обществ (ДЗО) на среднесрочную перспективу (5-7 лет)*. При решении этой

задачи в современных условиях необходимо обеспечить:

- экономическое сравнение инвестиционных предложений по генерирующим объектам различных ДЗО друг с другом, а также с альтернативными предложениями усиления межсистемных связей на основе оценки их эффективности в долгосрочной перспективе (до 2020 г.);
- выбор инвестиционных решений с учетом ограниченных инвестиционных возможностей существующих ДЗО и изменения инвестиционного потенциала новых оптовых и территориальных генерирующих компаний, создаваемых в ходе реструктуризации Холдинга;
- учет влияния реформирования рынка газа на условия топливоснабжения, уровень топливных затрат и конкурентоспособность действующих и новых ТЭС Холдинга в различных регионах страны;
- достижение максимального коммерческого эффекта от выбранных инвестиционных решений в целом для Холдинга при обеспечении стабильных показателей финансового состояния по каждому ДЗО.

Для получения требуемой экономической оценки инвестиционных предложений целесообразно выполнить прогноз условий развития электроэнергетики на период до 2020 года. При этом в модели выделяются:

- «плановый» период (до 2010 г.), для которого прогнозирование динамики развития электроэнергетики выполняется в годовом разрезе;
- период «последствия» (2011-2020 гг.), обеспечивающий оценку интегрального эффекта от реализации инвестиционных решений «планового» периода; для данного периода прогнозирование выполняется по пятилетиям (2015, 2020 гг.).

Поставленная задача также определяет четкие требования к *детализации представления отдельных блоков модели* в части:

- территориальных балансов мощности, энергии и топлива;
- технологического описания производственной структуры;
- существующей корпоративной структуры Холдинга и прогноза ее изменения в процессе реформ;
- множества альтернативных инвестиционных предложений;
- источников финансирования инвестиционных потребностей энергокомпаний.

(1). За основу *территориального представления производственной структуры электроэнергетики* принята традиционная детализация по ОЭС, однако внутри

энергообъединений выделены отдельные региональные энергосистемы (или их группы), имеющие слабые электрические связи с остальной частью ОЭС (рис. 2).

Таким образом, при оптимизации балансов мощности и энергии в модели рассматривается 15-20 узлов энергопотребления; при этом существующая система межсистемных ЛЭП представляется эквивалентной схемой, которая позволяет адекватно моделировать существующие и потенциально возможные балансовые перетоки энергии и мощности между ними. В то же время, из-за локального характера рынков тепла возможности теплоснабжения от ТЭЦ Холдинга моделируются в рамках балансов централизованного тепла для каждого субъекта РФ.

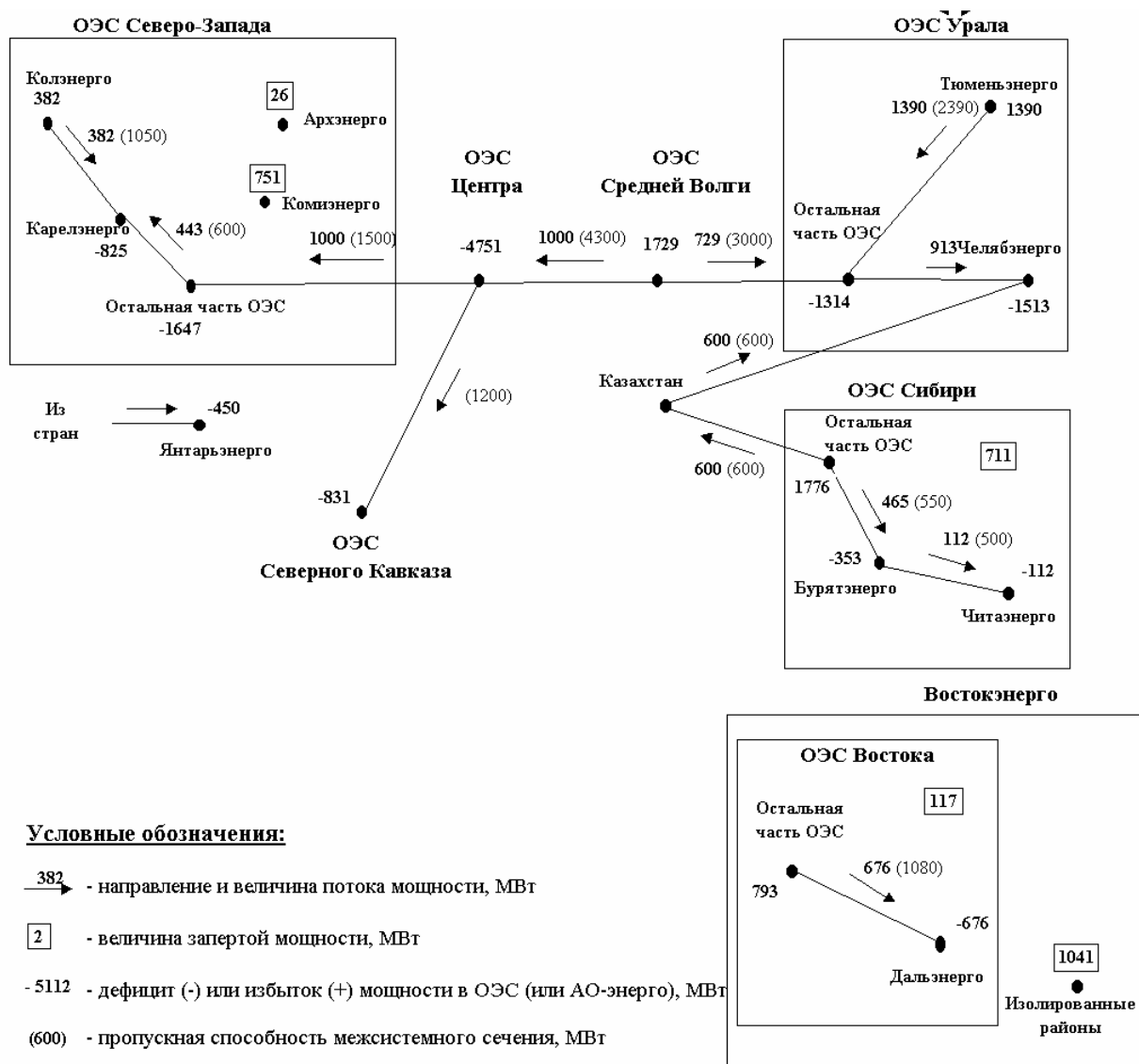


Рис. 2. Территориальное представление производственной структуры электроэнергетики.

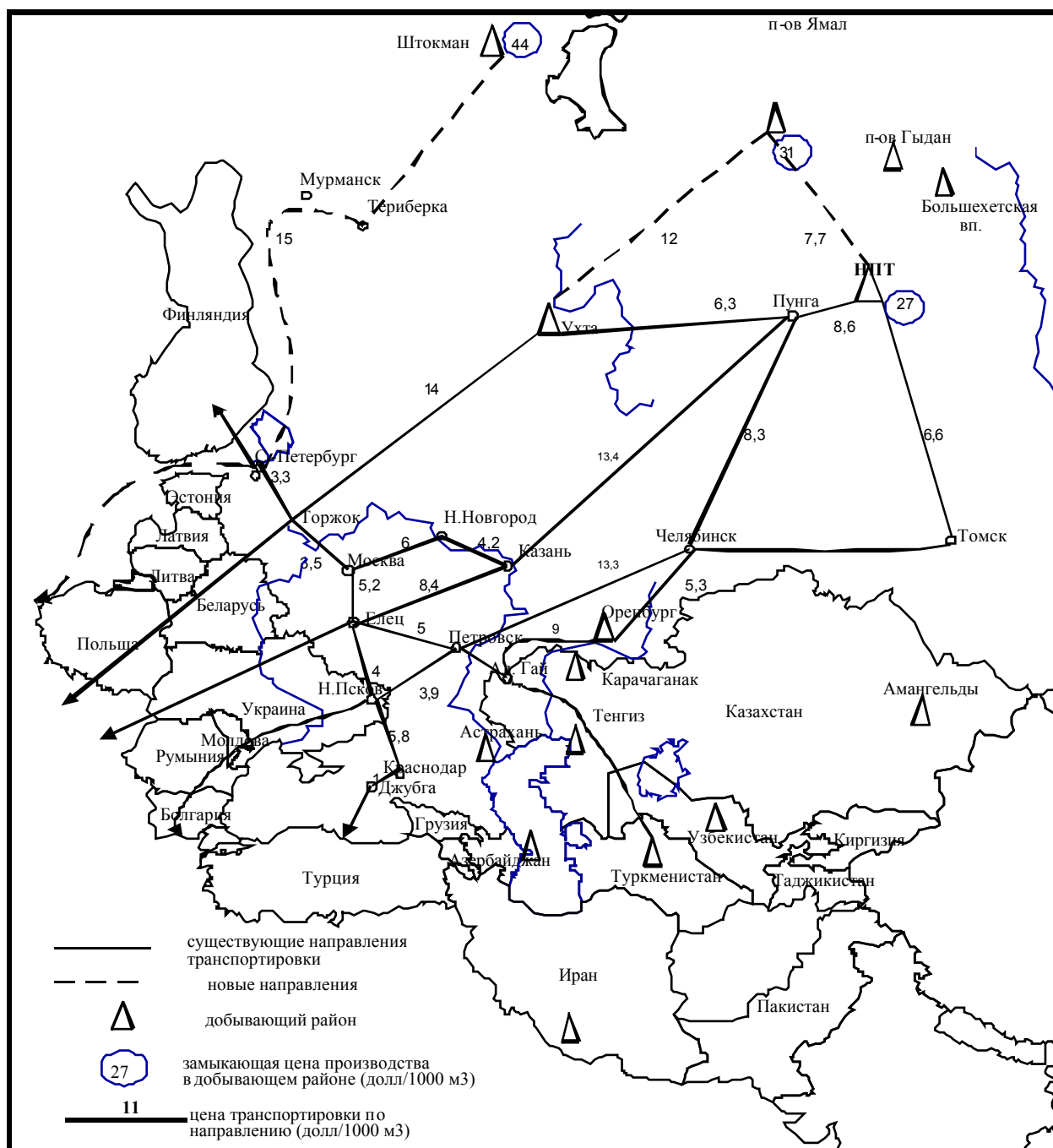
(2). Выбор *территориального представления условий топливоснабжения ТЭС* Холдинга определяется, в основном, технологическими и экономическими особенностями

транспортировки различных видов топлива из разных регионов их добычи (производства) до регионов потребления.

Поставки энергетических углей на ТЭС рассматриваются в разрезе крупных экономических районов страны (федеральных округов), а при необходимости детализируются до уровня отдельных субъектов РФ. При этом для каждого вида угля варианты его поставки формируются с учетом индивидуальных (радиальных) маршрутов железнодорожной перевозки от районов добычи до выделенных районов потребления.

Для описания поставок мазута на ТЭС в модели принята аналогичная детализация, также с выделением радиальных транспортных потоков от районов производства к районам потребления.

В отличие от угля и мазута, условия поставки газа моделируются с учетом ограниченных пропускных способностей и транспортных расходов по отдельным звеньям системы магистральных газопроводов ЕСТ России. Для этого в модели используется ее эквивалентная схема с выделением 20-30 узлов поставки (рис. 3).



**Рис. 3. Территориальное представление производственной структуры газовой отрасли.**

Подробная детализация транспортной системы газовой отрасли особенно важна при моделировании развития электроэнергетики в условиях дерегулирования рынка газа, когда цена его поставки в различные районы страны будет существенно дифференцирована с учетом транспортной составляющей.

(3). Для формирования среднесрочной инвестиционной программы как по Холдингу РАО «ЕЭС России» в целом, так и по его отдельным ДЗО (АО-энерго и АО-электростанций), в модели предполагается достаточно подробная *технологическая детализация объектов генерации*:

- все участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) – ГЭС, ТЭС федерального уровня и АЭС, - рассматриваются поименно;
- все крупные (мощностью свыше 300 МВт) электростанции АО-энерго и промышленных потребителей (блок-станции) также рассматриваются поименно;
- остальные электростанции на уровне каждого субъекта РФ агрегированы в укрупненные *производственные технологии* по следующим признакам:
  - тип станции (КЭС/ТЭЦ);
  - начальные параметры пара (24МПа/13МПа/9МПа и ниже);
  - проектное топливо (газотопное/твердое);
  - балансовая принадлежность (АО-энерго, блок-станции).

Требование столь подробной детализации действующих электростанций связано с необходимостью учета в модели возможного *изменения ведомственной принадлежности большинства электростанций при реструктуризации Холдинга*. План структурных реформ предполагает переход к принципиально иной организационной структуре отрасли, включая объединение отдельных АО-электростанций в оптовые генерирующие компании (ОГК), выделение генерации АО-энерго и формирование на их основе укрупненных территориальных генерирующих компаний (ТГК).

В рамках модели предусматривается возможность исследования различных (по срокам и содержанию) вариантов реструктуризации РАО «ЕЭС России»; при этом все изменения организационной структуры фиксируются в *матрице ведомственной принадлежности объектов генерации* (табл. 1).

**Таблица 1. Пример матрицы ведомственной принадлежности ТЭС (годы 1 и N)**

Год (1)	КЭС-1	КЭС-2	КЭС-3	КЭС-4	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-5	ТЭЦ-6	ТЭЦ-7
АО-ЭС1	+										
АО-ЭС2		+									
АО-ЭС3			+								
АО-ЭС4				+							
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
АО-эн1					+	+	+				
АО-эн2								+	+	+	+

Год (N)	КЭС-1	КЭС-2	КЭС-3	КЭС-4	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-5	ТЭЦ-6	ТЭЦ-7
ОГК-1	+			+							
ОГК-2		+	+								
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
ТГК-1					+	+				+	
ТГК-2							+	+	+		+

(4) *Детализация инвестиционных предложений* в модели определяется составом типовых вариантов обновления действующих электростанций, а также сооружения новых генерирующих объектов [2]. Типизация вариантов обновления ТЭС (табл. 2) выполнена применительно к приведенным выше признакам действующих электростанций (тип/параметры пара/проектное топливо).

**Таблица 2. Типовые варианты обновления действующих и новых ТЭС.**

Тип ТЭС	Действующие ТЭС			Продление срока эксплуатации	Способы обновления ТЭС			Новые ТЭС
	Типовые группы оборудования	Вид топлива	Тип существующего оборудования		Работы по восстановлению ресурса	Установка модернизированного оборудования	Замена прогрессивным оборудованием	
КЭС	1	Газ, мазут	К-300-240, К-800-240	К-300-240, К-800-240	К-300-240, К-800-240	МК-330-240, МК-850-240	ПГУ-325, ПГУ-450, ПГУ-540	ПГЭС
	2	Газ,мазут	К-200-130, К-150-130	К-200-130, К-150-130	К-200-130, К-150-130	МК-225-130	ПГУ-170	
	3	Газ,мазут	Мелкое конденсационное оборудование 90 ата и ниже	К-100-90, К-50-90	К-100-90, К-50-90	МК-225-130	ПГУ-170, ПГУ-70,	
	4	Уголь	К-300-240, К-500-240	К-300-240, К-500-240	К-300-240, К-500-240	МК-330-240, МК-525-240	К-330-300 с ЦКС, К-525-240, К-300-240 ЦКС, ПГУ с ГФ угля	Котлы на 300 ата и с ЦКС, ПГУ с ГФ угля
	5	Уголь	К-200-130, К-150-130	К-200-130, К-150-130	К-200-130	МК-225-130	МК-225-130 ЦКС ПГУ с ГФ угля	Котлы с ЦКС, ПГУ с ГФ угля
	6	Уголь	Мелкое конденсационное оборудование 90 ата и ниже	К-100-90, К-50-90	К-100-90	МК-225-130	МК-225-130 ЦКС, ПГУ с ГФ угля	Котлы с ЦКС, ПГУ с ГФ угля
ТЭЦ	7	Газ, мазут	Т-100,50-130 и ПТ-80,60-130	Т-и ПТ-100, 50-130	Т-100-130	МТ-115-130	ПГУ-170(Т), ГТУ-110+КУ	ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ
	8	Газ,мазут	Мелкое теплофикационное оборудование 90 ата и ниже	Т-25-90	Т-25-90	МПТ-25-130	НК-37+КУ, ГТУ-16(25)+КУ	Котлы с ЦКС, ПГУ с ГФ угля
	9	Уголь	Т-100,50-130 и ПТ-80,60-130	Т-и ПТ-100, 50-130	Т-100-130	МТ-115-130	Т-115-130 ЦКС, ПГУ с ГФ угля	Котлы с ЦКС, ПГУ с ГФ угля

Кроме этого, для каждого типа действующих ТЭС определены альтернативные варианты обновления, существенно различающиеся между собой технико-экономическими показателями (тепловая экономичность, капиталовложения, сроки сооружения):

- проведение работ по восстановлению ресурса (РВР);
- замена устаревшего оборудования новым модернизированным с несколько более высокой тепловой экономичностью (МО) и мощностью;
- замена устаревшего оборудования технически новым (НТ).

При описании в модели действующих электростанций для каждой из них, в соответствии с ее типом, определяется множество инвестиционных предложений по их обновлению (табл. 2). При этом в модели в виде *матрицы вариантов обновления* предусмотрена возможность задания в динамике их переменного состава, например, с учетом временных ограничений на сроки появления новых технологий (табл. 3).

**Таблица 3. Пример возможных вариантов обновления действующих ТЭС**

Варианты обновления	Газомазутная КЭС		Угольная КЭС	
	До 2010	До 2020	До 2010	До 2020
Продление К-300-240 гм	+			
РВР К-300-240 гм	+			
Модернизация МК-330-240 гм	+	+		
Замена К-300-240 гм → ПГУ-325, 450	+	+		
...	...	...	...	...
Продление К-300-240 уголь			+	
РВР К-300-240 уголь			+	
Модернизация МК-330-240 уголь			+	+
Замена ЦКС К-300-240 уголь → ЦКС			+	+
Замена К-300-240 уголь → ПГУ с ГФ				+

Инвестиционные средства, необходимые для обновления объектов, в каждом году включаются в состав потребности в капитальных вложениях отдельных энергокомпаний с учетом заданной балансовой принадлежности действующих электростанций.

Наряду с этим, для каждой энергокомпании рассматриваются возможности сооружения новых электростанций (табл. 2); соответствующие финансовые ресурсы также включаются в общую потребность энергокомпаний в капитальных вложениях с учетом сроков и распределения капиталовложений по годам строительства.

(5). В качестве возможных *инвестиционных ресурсов энергокомпаний* для финансирования проектов обновления и нового строительства в модели для каждого года рассматриваются:

- суммарные амортизационные отчисления энергокомпаний, включающие начисления не только по действующим, но и по обновленным или новым мощностям, введенным в эксплуатацию в течение периода прогнозирования;
- чистая прибыль энергокомпаний после текущих выплат акционерам и кредиторам;
- заемные средства (кредиты и облигации), возможно, в виде нескольких вариантов, различающиеся стоимостью капитала и сроками погашения.

Наконец, задача обоснования среднесрочной инвестиционной программы РАО «ЕЭС России» определяет четкие требования к *критерию оптимальности* производственно-финансовой модели. Состав выбираемых при оптимизации инвестиционных решений для отдельных ДЗО должен обеспечить *максимизацию интегрального дохода от инвестиций в целом для Холдинга* РАО «ЕЭС России» при заданном прогнозе цен на рынке электроэнергии.

Критерий максимизации интегрального дохода Холдинга в наибольшей степени отвечает особенностям инвестиционного планирования внутри отдельной крупной энергетической корпорации со сложной организационной структурой в рыночной среде.

Во-первых, такой критерий учитывает условия ценовой политики в отрасли, когда цена электроэнергии не связана с реальными финансовыми потребностями корпорации и определяется внешними по отношению к ней факторами: макроэкономическими приоритетами государства в период тарифного регулирования или краткосрочным балансом спроса и предложения после перехода к конкурентному рынку.

При этом для каждой энергокомпании учитывается не только эффективность каждого из инвестиционных предложений, но и его финансовая реализуемость – наличие достаточных средств при том или ином сценарии рыночных цен электроэнергии. Полученное в результате такого «вписывания» в ценовые ограничения оптимальное решение может, для ряда компаний, в частности, предусматривать вынужденное замещение в нем ряда инвестиционных предложений, требующих значительных капиталовложений, менее капиталоемкими альтернативами, несмотря на более низкую эффективность последних.

Во-вторых, такой критерий обеспечивает возможность экономического сравнения всех инвестиционных альтернатив Холдинга, а не только ограниченного состава предложений внутри каждого ДЗО (АО-энерго или АО-электростанций), и оценки эффективности их реализации в целом для корпорации. В результате в оптимальном решении часть эффективных инвестиционных предложений некоторых ДЗО может быть замещена альтернативными предложениями других ДЗО, если они обеспечивают

дополнительный эффект в целом для Холдинга. Таким образом, оптимизация, нацеленная на максимизацию интегрального дохода Холдинга, не предполагает обязательной максимизации интегрального дохода для каждого ДЗО.

Отвечающая выбранному критерию оптимальности целевая функция модели представляет собой дисконтированную за период разность между выручкой от реализации электрической энергии и тепла и полными производственными (топливные и постоянные затраты), финансовыми (налоговые, процентные платежи) и инвестиционными расходами Холдинга, которые определяются в Производственном блоке, Блоке топливообеспечения ТЭС и Финансовом блоке модели.

В завершение необходимо отметить, что потенциал применения динамической производственно-финансовой модели электроэнергетики не исчерпывается только задачами прогнозирования отрасли или отдельных компаний. Исходя из своей структуры, модель может быть адаптирована для решения более масштабных задач *межотраслевого согласования развития электроэнергетики и основных топливных отраслей ТЭК страны на базе оптимизации топливно-энергетических балансов регионов.*

Для этого модель необходимо в явном виде дополнить описанием производственной структуры основных топливных отраслей, тесно интегрированных с электроэнергетикой (газовая, угольная, нефтяная в части производства мазута) в виде цепочек «добыча-транспорт-потребление».

Производственная часть топливных отраслей представляется (по каждому виду топлива):

- множеством переменных вариантов добычи (производства) или импорта в территориальном и технологическом разрезе, характеризующимися различными объемами и ценой производства;
- вариантами транспортировки (сетевой или радиальной) между регионами добычи и потребления, характеризующимися пропускными способностями и стоимостью транспорта.

Потребность по каждому виду топлива каждом регионе представляется в виде суммы:

- неварьируемого (обязательного) спроса всех внутренних потребителей, кроме ТЭС, а также экспортных поставок;
- варьируемого (переменного) спроса действующих и новых ТЭС.

При более широкой, межотраслевой постановке задачи изменяется и характер *целевой функции*. В этом случае она представляет собой интегральные за период дисконтированные расходы (включая инвестиционные) электроэнергетики и основных

топливных отраслей на обеспечение внутреннего и экспортного спроса на топливо и энергию.

Минимизация такой целевой функции позволяет определить оптимальные для всей экономики страны параметры стратегического развития ядра топливно-энергетического комплекса и обосновать *согласованную систему цен на продукцию основных отраслей ТЭК*, обеспечивающую экономически обоснованную среднюю требуемую выручку компаний.

Кроме того, анализ двойственного решения для данной задачи позволяет оценить долгосрочные предельные затраты в электроэнергетике и топливных отраслях и определить на их основе требования к ценовой политике в период либерализации рынков топлива и энергии, обеспечивающей условия *долгосрочного рыночного равновесия на конкурентных энергетических рынках*.

#### Литература

1. Энергетика России. Стратегия развития. (Научное обоснование Энергетической политики). М, 2004.

2. Е. А. Волкова, Т. В. Новикова, В. С. Шульгина. Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПГУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций.// Газотурбинные технологии, №1, 2004, стр. 20-24.