

# АДАПТАЦИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ РАЗНОРОДНЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Хоршев А.А., Соляник А.И.

Институт энергетических исследований РАН,  
Россия, г. Москва, ул. Нагорная, д.31, корп.2

[epos@eriras.ru](mailto:epos@eriras.ru)

*Аннотация:* Рассмотрены возможности повышения гибкости оптимизационных моделей планирования развития энергосистем для обоснования эффективных направлений глубокой технологической перестройки электроэнергетики с учетом усиливающихся требований ее декарбонизации. Показаны возможности учета углеродного налога и его целевого использования, как дополнительного инвестиционного ресурса поддержки безуглеродных типов электростанций.

Ключевые слова: электроэнергетика, энергосистема, декарбонизация, углеродный налог, оптимизационная модель.

## Введение

Бурное развитие промышленности и транспорта в XX веке привело к резкому обострению экологических проблем как в развитых, так и во многих развивающихся странах. При этом наряду с традиционными локальными загрязнителями, все большее внимание стало уделяться проблеме парниковых газов (ПГ), влияние которых на климат носит глобальный характер, не зависящий от места их выброса. Резкое нарастание объемов антропогенной эмиссии ПГ в течение XX века, сопровождающееся наблюдаемым повышением средней температуры на планете, привело человечество к осознанию необходимости изучения потенциальных рисков глобального потепления и выработке мер по снижению влияния человечества на климат. Ряд международных научных исследований создали основу для развертывания под эгидой ООН международной активности по предотвращению неуправляемого роста выбросов ПГ, к которым отнесены шесть индивидуальных веществ и их групп: углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ), перфторированные углеводороды (PFCs), фторированные углеводороды (HFCs) и гексафторид серы ( $\text{SF}_6$ ).

С целью борьбы с глобальным изменением климата мировым сообществом были приняты Рамочная Конвенция ООН об изменении климата (РКИК ООН, UNFCCC) (1992 г.) [1] и последовавший за ней Киотский протокол (1997 г.) [2], предлагающие развитым странам и странам с переходной экономикой установить добровольные цели по снижению выбросов ПГ на период до 2020 г. Однако уже в начале 2010-х гг. стало очевидно, что предпринимаемых усилий для остановки глобального потепления оказывается недостаточным.

В результате в ноябре 2015 г. ООН было предложено Парижское соглашение по климату, которое вступило в силу в ноябре 2016 г. По состоянию на март 2021 г. Парижское соглашение было ратифицировано 191 из 197 стран-членов ООН, которые ответственны за 93 % мировых выбросов ПГ. Ключевая цель реализации данного договора заключается в удержании прироста средней глобальной температуры к 2100 г. на уровне ниже  $2^\circ\text{C}$  сверх доиндустриального уровня, а также в принятии мер по ограничению роста температуры не выше  $1,5^\circ\text{C}$ . Считается, что данная цель может быть достигнута только при реализации всеобъемлющих мер по контролю эмиссии ПГ.

По условиям Парижского соглашения после его ратификации каждая из стран-участниц должна представить в ООН свой добровольный «определенный на национальном уровне вклад» в снижение выбросов ПГ (Nationally Determined Contributions, NDC), по состоянию на март 2021 г. их представили все 191 страны, ратифицировавшие соглашение. А 82 страны, включая 27 стран-членов ЕС, ответственные за 40 % мировых выбросов – уже и скорректированные вторые NDC, которые необходимо предоставлять раз в 5 лет [3].

Россия также присоединилась к Парижскому соглашению и взяла на себя пока сдержанные, обязательства по ограничению уровня выбросов ПГ, которые, однако, с большой вероятностью в дальнейшем будут ужесточаться. Это, в свою очередь, неизбежно приведет к усилению экологических требований к развитию электроэнергетики нашей страны. Кроме того, дополнительное давление может оказать и ожидаемое введение Европейским Союзом (а за ним и другими странами) механизма трансграничного углеродного регулирования, облагающего дополнительными платежами импортируемые в ЕС товары с высоким «углеродным следом».

Электроэнергетика России, являющаяся одним из крупнейших эмитентов ПГ (прежде всего – углекислого газа), сталкивается с серьезным вызовом: необходимо обеспечить существенное снижение углеродной интенсивности производства электроэнергии при увеличении спроса на электроэнергию и сдерживании экономической нагрузки на потребителей. Это потребует масштабных инвестиционных решений по снижению потребления угля и газа за счет перехода на технологии их более эффективного сжигания на ТЭС или замещения безуглеродными энергоресурсами.

С учетом неоднородной картины по зонам конкурентоспособности низко- и безуглеродных технологий в электроэнергетике страны [4] интенсивная низкоуглеродная перестройка отрасли потребует системных механизмов по специальной поддержке таких технологий, особенно – при сохранении прежней ценовой политики на газовом рынке («рост не выше инфляции»). При этом могут использоваться не только меры точечной финансовой поддержки отдельных технологий (например, специальные тарифы на мощность для ВЭС и СЭС), но и общие для всей экономики меры экологического регулирования в виде углеродных цен (при организации углеродного рынка) или налогов (при нормативном регулировании), директивных механизмов квотирования удельных или абсолютных выбросов ПГ, показателей энергоэффективности оборудования, целевых уровней развития безуглеродных технологий и др.

Очевидно, что учет подобных разнородных стимулирующих мер и административных требований по декарбонизации требует соответствующей адаптации оптимизационных моделей планирования развития энергосистем.

## 1 Предложения по учету требований по декарбонизации в модели планирования развития энергосистем (на примере модели EPOS)

Ниже рассмотрены возможности учета мер и требований по декарбонизации электроэнергетики на примере разработанного в ИНЭИ РАН модельного инструментария – оптимизационной модели развития и функционирования электроэнергетики в рамках ТЭК страны (EPOS), которая является составной частью модельно-информационного комплекса SCANNER [5 - 6].

Очевидно, что для полноценного исследования условий декарбонизации электроэнергетики России требуется обеспечить достаточно полное представление спектра низко- и безуглеродных технологий производства электроэнергии и особенностей их функционирования. Необходимая модификация используемой модели EPOS рассмотрена в [7 - 9]. Таким образом, можно выделить несколько основных направлений совершенствования используемого оптимизационного инструментария для исследовании влияния механизмов регулирования выбросов парниковых газов на масштабы перестройки технологической структуры ЕЭС России.

а) Изменения, связанные с учетом ограничений на объемы выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании органического топлива на электростанциях.

Как показывает мировая практика, масштабное развитие низко- и безуглеродных технологий практически всегда оказывается невозможным без применения специальных мер поддержки. Одной из таких мер является ограничение (квотирование) эмиссии парниковых газов в целом в экономике страны или в ее отдельных отраслях, в т.ч. и в электроэнергетике, с применением административных или экономических механизмов. Возможность учета последствий введения мер по ограничению эмиссии CO<sub>2</sub> в электроэнергетике, безусловно, должна быть предусмотрена в оптимизационной модели.

Так, при учете ограничения на предельные объемы эмиссии CO<sub>2</sub> для электростанций энергосистемы  $r$  (или в целом по ЕЭС России) в году (или ином, например, пятилетнем, временном интервале)  $t$  оно будет иметь вид (1). Важно отметить, что подобные ограничения при необходимости могут формироваться и для загрязняющих веществ других типов (например, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, зола и т.п.).

$$\sum_{i,f} \varepsilon_{e,i,f} \cdot B_{i,f,r,t} \leq E_{e,r,t}^{\text{эмис}} \quad (1),$$

где  $E_{e,r,t}^{\text{эмис}}$  – предельный годовой объем выбросов загрязняющих веществ типа  $e$  на тепловых электрических станциях энергосистемы  $r$ ;

$\varepsilon_{e,i,f}$  – удельные выбросы загрязняющих веществ типа  $e$  при использовании топлива типа  $f$  генерирующей технологией  $i$ ;

$B_{i,f,r,t}$  – годовой объем потребления топлива типа  $f$  генерирующей технологией  $i$  в региональной энергосистеме  $r$ .

Наличие индекса  $i$ , характеризующего генерирующую технологию, важно, так как объем эмиссии обусловлен не только содержанием углерода в топливе но и эффективностью его улавливания на самой электростанции (ТЭС с системами улавливания до 90 % эмитируемого  $\text{CO}_2$  рассматриваются при моделировании как отдельный класс низкоуглеродных технологий).

б) Изменения, связанные с применением платы за выбросы  $\text{CO}_2$  (углеродного налога) при сжигании органического топлива на электростанциях.

В случае моделирования последствий от введения экономических механизмов сдерживания эмиссии парниковых газов путем установления углеродного налога или организации торговли квотами на выбросы  $\text{CO}_2$  в составе целевой функции оптимизационной модели необходимо учесть дополнительное слагаемое (2). Это слагаемое ( $C_{opt}^{NH}$ ) характеризует суммарный за весь период прогнозирования объем платы за выбросы  $\text{CO}_2$  (и/или других загрязняющих веществ) электростанциями при сжигании органического топлива.

$$C_{opt}^{NH} = \sum_t \sum_r \sum_e \sum_{i,f} P_{e,t} \cdot \varepsilon_{e,i,f} \cdot B_{i,f,r,t} \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (2),$$

где  $P_{e,t}$  – удельная плата (цена) за единицу выбросов загрязняющих веществ типа  $e$  (в общем случае, изменяющаяся во времени).

в) Изменения, связанные с ограничением удельной углеродной интенсивности производства электроэнергии.

Одним из возможных целевых показателей, характеризующих государственную стратегию низкоуглеродного развития, может быть изменение углеродной интенсивности производства электроэнергии (выбросы  $\text{CO}_2$  в расчете на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии) до какого-то эталонного значения. Для этого в оптимизационной модели необходимо предусмотреть следующее ограничение (3), формируемое в целом по ЕЭС России для каждого года  $t$ , для которого такое условие задается.

$$\sum_{i,f,r} \varepsilon_{\text{CO}_2,i,f} \cdot B_{i,f,r,t}^{pp} \leq I_t^{yзлеп} \cdot \sum_r E_{r,t}^{pp} \quad (3),$$

где  $B_{i,f,r,t}^{pp}$  – годовой объем потребления топлива типа  $f$ , отнесенный на производство электроэнергии, генерирующей технологией  $i$  в региональной энергосистеме  $r$ ;

$E_{r,t}^{pp}$  – прогнозный годовой объем спроса на электрическую энергию в региональной энергосистеме  $r$  с учетом прогноза сальдо экспорта-импорта;

$I_t^{yзлеп}$  – целевой уровень удельной углеродной интенсивности производства электроэнергии в ЕЭС России в году  $t$ .

При использовании ограничений типа (1) и (3) в оптимизационной задаче определяется широкая область для выбора решений по снижению объемов эмиссии за счет совокупности инвестиционных мероприятий, включая:

- изменение технологической структуры тепловых электростанций с переходом на природный газ с меньшим содержанием углерода, а также с повышением доли технологий с высокой топливной экономичностью (см. подробнее ниже);
- замещение тепловых электростанций в балансе электроэнергии дополнительными объемами производства на безуглеродных электростанциях (атомных, гидро- и использующих возобновляемые энергоресурсы);
- выбор масштабов разных типов безуглеродных технологий с учетом их удельного вклада в снижение эмиссии  $\text{CO}_2$  (табл. 1) и необходимых для этого инвестиционных и эксплуатационных затрат.

г) Изменения, связанные с требованиями к уровню топливной экономичности ТЭС.

Требования по повышению энергетической эффективности оборудования являются также важным косвенным механизмом сдерживания выбросов – через ограничение объемов потребления энергии, в том числе – органического топлива. В электроэнергетике такие требования относятся, прежде всего, к повышению топливной экономичности тепловых электростанций и формулируются

через целевые показатели снижения удельного расхода топлива на производство (или отпуск) электроэнергии на ТЭС.

Таблица 1. Вклад разных типов электростанций в снижение выбросов CO<sub>2</sub> при замещении электроэнергии от ТЭС (расчет на 1 ГВт мощности)

Технология	Коэффициент использования установленной мощности, %	Снижение выбросов CO <sub>2</sub> в год при замещении, млн т		
		угольной ТЭС	газодизельной паротурбинной ТЭС	парогазовой ТЭС
Парогазовая ТЭС	80	4.7	1.2	-
АЭС	85	7.8	4.0	2.8
ВЭС	23 - 30	2.1 - 2.7	1.1 - 1.4	0.7 - 1.0
СЭС	14 - 18	1.3 - 1.6	0.7 - 0.8	0.5 - 0.6

В оптимизационной модели могут быть заданы подобные целевые требования в виде ограничения (4) в целом по ЕЭС России (или по отдельным типам ТЭС и регионам). Такое изменение позволяет оценить влияние на эмиссию ПГ разных темпов ускоренного обновления ТЭС ( $i \in I^{TЭС}$ ) с переходом на более эффективные, низкоэмиссионные технологии.

$$\sum_{f,r} B_{TЭС,f,r,t}^{э} \leq I_t^{э-TЭС} \cdot \sum_r W_{TЭС,r,t} \quad (4),$$

где  $W_{TЭС,r,t}$  – объем производства электроэнергии ТЭС в региональной энергосистеме  $r$ ;

$I_t^{э-TЭС}$  – целевой уровень удельного расхода условного топлива на производство электроэнергии на ТЭС в ЕЭС России в году  $t$ , для которого задается это условие.

При использовании ограничения типа (4), задаваемом в целом по ЕЭС России, в модели выделяется широкая область для оптимизации инвестиционных решений по обновлению действующих электростанций более современным оборудованием или их замещению новыми ТЭС с улучшенными показателями удельного расхода топлива. При этом может меняться как вид топлива (угольные электростанции заменяются газовыми с более низким удельным расходом), так и меняться продуктовая структура производства (увеличение объемов мощности электростанций с комбинированным циклом производства электроэнергии и тепла, имеющими наиболее высокие показатели эффективности использования топлива).

д) Изменения, связанные с ограничением на минимальную долю безуглеродной генерации в производственной структуре отрасли.

Для моделирования сценариев с экзогенно заданной долей безуглеродных технологий в структуре генерации в оптимизационной модели представляется целесообразным предусмотреть ограничение на минимальные объемы производства электроэнергии соответствующими технологиями в ЕЭС России (или в ее отдельных частях). В качестве примера далее приводится математическая запись ограничения на минимальную долю АЭС ( $i \in I^{АЭС}$ ) в структуре производства электроэнергии ЕЭС России (5).

$$\sum_r W_{АЭС,r,t} \geq SHARE_t^{АЭС} \cdot \sum_r E_{r,t}^{э} \quad (5),$$

где  $W_{АЭС,r,t}$  – объем производства электроэнергии АЭС в региональной энергосистеме  $r$ ;

$SHARE_t^{АЭС}$  – целевая доля АЭС в структуре производства электроэнергии ЕЭС России в каждом году  $t$ , для которого задается это условие.

Подобные ограничения могут формироваться также и по доле данных технологий в структуре установленной мощности, однако активным в оптимизационной модели в любой момент времени должно быть только одно из них.

е) Изменения, связанные с учетом ограничений на темпы развития отдельных технологий.

Стремительное увеличение мощности любой генерирующей технологии (особенно новой, прорывной) может столкнуться с ограничениями со стороны обеспечивающих отраслей (машиностроение, строительство), а также с дефицитом квалифицированных трудовых ресурсов. В современных российских условиях эта проблема становится еще более актуальной, особенно с

учетом требований промышленной политики по активной локализации производства некоторых типов энергетического оборудования (например, фотоэлектрических панелей, оборудования ветряных электростанций, газовых турбин большой мощности), а также с учетом инерционности расширения производственных мощностей даже по существующим типам оборудования. Это предопределяет необходимость формирования в модели специального ограничения на прирост (или темп прироста) мощности той или иной технологии.

В структуре ограничений оптимизационной задачи это новое условие на предельный прирост мощности (вводы новой мощности) генерирующей технологии  $i$  в целом по ЕЭС России в любом году  $t$  будет иметь вид (6).

$$\sum_r \Delta X_{i,r,t} \leq CALIM_{i,t} \quad (6),$$

где  $\Delta X_{i,r,t}$  – ввод новой мощности генерирующей технологии  $i$  в год  $t$  в региональной энергосистеме  $r$ ;

$CALIM_{i,t}$  – суммарное ограничение на прирост мощности технологии  $i$  в году  $t$ .

Подобное ограничение может быть наложено и на темпы прироста мощности (темпы ввода новой мощности). Тогда для генерирующей технологии  $i$  в целом по ЕЭС России в любом году  $t$  оно будет иметь вид (7).

$$\sum_r \Delta X_{i,r,t} \leq CGRLIM_{i,t} \cdot \sum_r X_{i,r,t-1} \quad (7),$$

где  $X_{i,r,t-1}$  – установленная мощность генерирующей технологии  $i$  в предшествующий год  $t-1$  в региональной энергосистеме  $r$ ;

$CGRLIM_{i,t}$  – предельный темп прироста мощности технологии  $i$  в году  $t$ .

Кроме того, может формироваться ограничение на скорость увеличения темпов строительства новых генерирующих мощностей любой технологии, в соответствии с которым вводы новой мощности в году  $t$  не могут превосходить вводы мощности в предшествующий период  $t-1$ .

Схожим образом может также накладываться ограничение на суммарные за период прогнозирования (а также и за любой другой произвольный период) вводы новой мощности той или иной генерирующей технологии.

## **2 Предложения по учету целевого использования углеродного налога, как дополнительного инвестиционного ресурса поддержки безуглеродных типов электростанций в модели планирования развития энергосистем (на примере модели EPOS)**

Низкоуглеродная технологическая перестройка в электроэнергетике потребует значительных инвестиций, а ограничения по доступным ресурсам для их финансирования могут серьезно влиять на темпы и масштабы декарбонизации. Для учета этого фактора при моделировании представляется целесообразным также предусмотреть в оптимизационной модели ограничение на доступный объем капиталовложений, которое может формироваться как в целом по отрасли, так и по ее отдельным сегментам (ТЭС, АЭС, ВИЭ, ГЭС, сети). В качестве примера далее представлено подобное ограничение на суммарные капиталовложения в целом по ЕЭС России, формируемое для каждого года прогнозного периода (8). Данные ограничения также могут задаваться для отдельных временных интервалов, объединяющих несколько лет.

$$\sum_{i,r} k_{i,r} \cdot \Delta X_{i,r,t} \leq KB_t^{max} \quad (8),$$

где  $k_{i,r}$  – удельные капиталовложения на единицу установленной мощности генерирующей технологии  $i$  в региональной энергосистеме  $r$ ;

$\Delta X_{i,r,t}$  – переменная ввода установленной мощности генерирующей технологии  $i$  в региональной энергосистеме  $r$  в году  $t$ ;

$KB_t^{max}$  – максимально доступный объем капиталовложений в ЕЭС России в периоде  $t$ .

Анализ мировой практики применения углеродных налогов и систем торговли выбросами показывает, что в большинстве стран мира значительная часть собираемых с помощью этих

механизмов углеродного регулирования финансовых средств в обязательном порядке (в соответствии с местным законодательством) направляется на финансовую поддержку мер по повышению энергоэффективности или развитию возобновляемой энергетики. Подобный механизм «реинвестирования» средств в безуглеродные сегменты электроэнергетики позволяет заметно снизить общую стоимость декарбонизации в отрасли.

Для учета внутриотраслевого перераспределения средств в оптимизационной модели необходимо ограничение (8) трансформировать в ограничение (9), которое описывает увеличение доступных инвестиционных ресурсов на развитие ВИЭ-электростанций ( $i \in I^{ВИЭ}$ ) за счет частичного использования собранных углеродных платежей.

$$\sum_{i,r} k_{i,r} \cdot \Delta X_{i,r,t} - \lambda_t \cdot C_{opt(t-1)}^{YH} \leq KB_t^{макс-ВИЭ} \quad (9),$$

где  $KB_t^{макс-ВИЭ}$  – максимально доступный объем капиталовложений на развитие ВИЭ-электростанций в ЕЭС России в году  $t$ ;  $\lambda_t$  – доля объема углеродных платежей, направляемая на финансирование инвестиций в ВИЭ в году  $t$ ;

$C_{opt(t-1)}^{YH}$  – объем углеродных платежей в электроэнергетике в году  $t-1$ , который определяется в соответствии с формулой (10).

$$C_{opt t}^{YH} = P_{CO_2,t} \cdot \sum_r \sum_{i,f} \varepsilon_{CO_2,i,f} \cdot B_{i,f,r,t} \quad (10),$$

где  $P_{CO_2}$  – удельная плата (цена) за единицу выбросов  $CO_2$ ;  $\varepsilon_{e,i,f}$  – удельные выбросы  $CO_2$  при использовании топлива типа  $f$  генерирующей технологией  $i$ .

При этом на такую же величину  $\lambda_t \cdot C_{opt(t-1)}^{YH}$  должно быть сокращено значение переменной суммарных капиталовложений в развитие ВИЭ в году  $t$ , которая участвует (с соответствующим коэффициентом дисконтирования) в уравнении целевой функции модели. Это условие описывается уравнением (11).

$$\sum_{i,r} k_{i,r} \cdot \Delta X_{i,r,t} - \lambda_t \cdot C_{opt(t-1)}^{YH} = KB_t^{ВИЭ} \quad (11),$$

где  $KB_t^{ВИЭ}$  – переменная, характеризующая объем капиталовложений на развитие ВИЭ-электростанций в ЕЭС России в году  $t$ .

### 3 Особенности программной реализации системы моделирования, обеспечивающие адаптацию оптимизационной модели EPOS к разнородным требованиям по декарбонизации электроэнергетики

Проведение многовариантных расчетов на оптимизационной модели с учетом такого большого количества дополнительных ограничений, описывающих разнородные требования декарбонизации российской электроэнергетики, многие из которых не должны быть активными одновременно, требует той или иной глубины модификации матрицы оптимизационной задачи линейного программирования (ЛП):

- перерасчет значений коэффициентов матрицы и правых частей ограничений без изменения размерности матрицы (модификация по границам);
- добавление/удаление переменных и ограничений имеющихся классов с изменением размерности, но без изменения структуры матрицы (модификация с масштабированием структуры);
- добавление/удаление новых типов переменных и ограничений, меняющих как размерность, так и структуру матрицы, а также состав целевой функции (модификация с изменением структуры).

В большинстве широко распространенных коммерческих и свободно распространяемых оптимизационных моделях (например, TIMES [10], MESSAGE [11], OSeMOSYS [12] и др.) выполнение подобных модификаций оптимизационной задачи требует перерасчета и переформирования всей матрицы, начиная от создания переменных и уравнений, расчета коэффициентов матрицы и до формирования входного problem-файла пакета оптимизации. Это значительно увеличивает время выполнения разносторонних многовариантных расчетов и может

выступать в виде существенного фактора, ограничивающего количество рассматриваемых оптимизируемых вариантов.

С целью преодоления этого ограничения в ИНЭИ РАН был предложен и реализован оригинальный подход к «блочному» формированию матриц задачи линейного программирования [13], который позволяет оперативно осуществлять все три перечисленных выше типа изменений матрицы ЛП задачи (рис. 1).

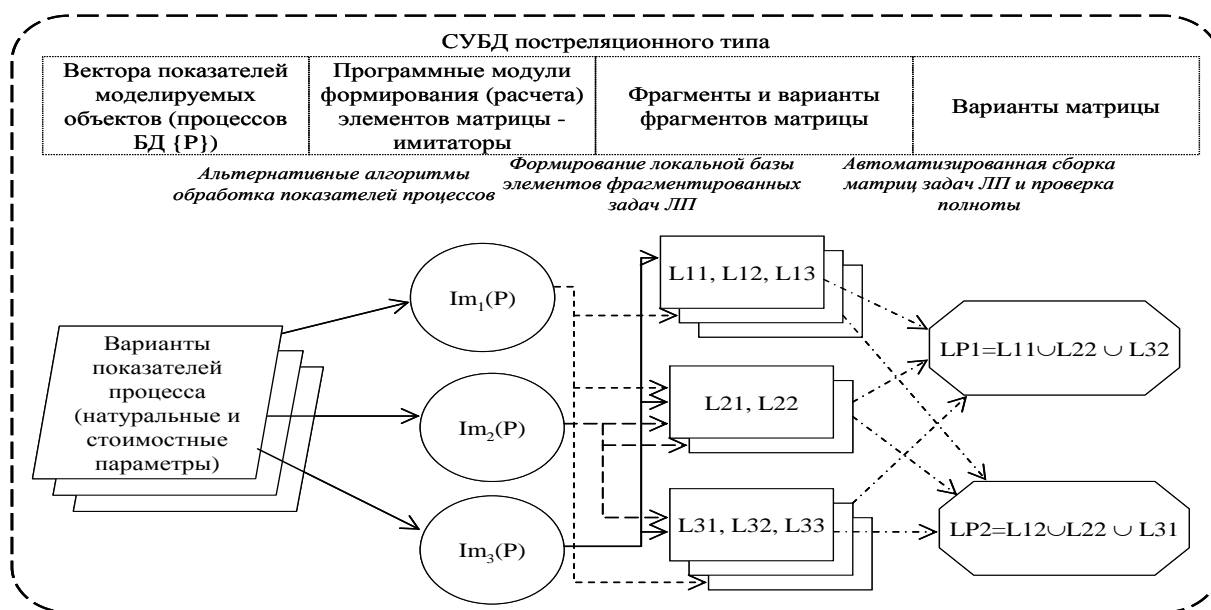


Рис. 1. Основные составляющие технологии «блочного» формирования матриц задачи ЛП

При этом «блочность» формирования матрицы обеспечивается за счет:

- множества вариантов исходных статических и натуральных и стоимостных показателей, описывающих статические и динамические характеристики моделируемых объектов, представленных множеством процессов {P} в БД;
- множества программных модулей (имитаторов) {Im}, создаваемых пользователем и реализующих альтернативные (в т.ч. применяемые для разных вариантов структуры матрицы задачи ЛП) алгоритмы перехода от исходных показателей моделируемых объектов к коэффициентам и правым частям ограничений матрицы задачи ЛП, также хранящимся в БД;
- произвольной, определяемой пользователем, фрагментации матрицы задачи ЛП в файлах БД (например, по территории, типам балансовых и иных ограничений, временным периодам, технологиям и проч.), что при модификации модели обеспечивает возможность обновления имитаторами данных лишь для части фрагментов (или добавления нового фрагмента) без полного пересчета всего массива коэффициентов;
- автоматизированной сборки матрицы задачи ЛП из отдельных фрагментов, состав которых определяется пользователем; таким образом, в случае модификации модели ее формирование происходит по «блочному» типу из исходного множества фрагментов – при обязательной проверке полноты матрицы задачи ЛП перед запуском оптимизатора.

## Заключение

В последние годы все большее количество стран объявляют об ужесточении своих национальных целей по снижению выбросов парниковых газов и достижении углеродной нейтральности в глобальном стремлении не допустить роста среднемировой температуры выше 2 °С сверх доиндустриального уровня. Россия, являющаяся одним из крупнейших эмитентов ПГ в мире, также не сможет остаться в стороне от общемировой «климатической гонки», а электроэнергетика страны, безусловно, должна будет сыграть одну из ведущих ролей в этом процессе. Это потребует масштабных инвестиционных решений по снижению потребления угля и газа за счет перехода на технологии их более эффективного сжигания на ТЭС или замещения безуглеродными энергоресурсами. Опыт ведущих стран мира показывает, что реализация все более жестких обязательств по снижению выбросов парниковых газов и срокам достижения углеродной нейтральности оказывается невозможным без применения специальных мер углеродного

регулирования, среди которых наибольшее распространение получили углеродные налоги и системы торговли квотами на выбросы парниковых газов.

Выполненная адаптация основного инструментария исследований – оптимизационной модели развития электроэнергетики в ТЭК позволила учесть влияние разных типов мер углеродного регулирования на масштабы развития низко- и безуглеродных технологий и их конкурентоспособность, в том числе: прямые ограничения на использование углеродоемких технологий, минимальные или максимальные уровни/темпы развития конкретных технологий, ограничения по абсолютным объемам эмиссии CO<sub>2</sub> от электростанций или требование снижения удельного показателя углеродной интенсивности производства электроэнергии. Обеспечена возможность включения платы за выбросы CO<sub>2</sub> в целевую функцию оптимизационной задачи для оценки влияния этого все более распространенного в мире экономического механизма углеродного регулирования.

Также представлен подход к описанию в оптимизационной модели целевого использования углеродных платежей внутри электроэнергетики для финансирования капиталовложений в развитие безуглеродной энергетики, что позволяет значительно ограничить рост цены электроэнергии для конечных потребителей.

Проведение многовариантных расчетов на оптимизационной модели с учетом такого большого количества дополнительных ограничений, описывающих разнородные требования декарбонизации российской электроэнергетики, многие из которых не должны быть активными одновременно, может быть существенно облегчено при реализации оригинального подхода к «блочному» формированию оптимизационной задачи, позволяющего значительно сократить время на формирование каждого из рассматриваемых вариантов.

## Литература

1. Рамочная конвенция Организации Объединенных Наций об изменении климата (Нью-Йорк, 9 мая 1992 г.). <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>
2. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (Киото, 11 декабря 1997 г.). [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php)
3. Climate Watch NDC Content. 2021. World Resources Institute, USA. <https://www.climatewatchdata.org/ndc-overview>
4. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40-52.
5. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.С., Хоршев А.А. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82-94.
6. F. Veselov, A. Khorshev. Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia / 2017 IEEE 11th International Conference on Application of Information and Communication Technologies (AICT), Moscow, Russia, 2017.
7. Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Хоршев А.А. Особенности применения оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем при возрастающей роли возобновляемой энергетики / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2020). Труды Тринадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2020. С. 911-921.
8. Панкрушина Т.Г., Хоршев А.А. Трансформация методов и моделей для планирования энергосистем с учетом развития низкоуглеродных технологий тепловой генерации / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019). Труды Двенадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2019. С. 625-627.
9. T. Pankrushina, A. Khorshev. Methodical approach to assessing the optimal development scale of distributed cogeneration in the UPS of Russia for the long-term / E3S Web of Conferences. 114 05006 (2019).
10. Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G. Documentation for the TIMES Model PART I, July 2016. [https://iea-etsap.org/docs/Documentation\\_for\\_the\\_TIMES\\_Model-Part-I\\_July-2016.pdf](https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf)
11. Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide, Nuclear Energy Series No. NG-T-5.2, IAEA, Vienna, 2016. [http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1718\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1718_web.pdf)
12. Howells, M.; Rogner, H.; Strachan, N.; Heaps, C.; Huntington, H.; Kypreos, S.; Hughes, A.; Silveira, S.; Decarolis, J.; Bazillian, M.; et al. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development // Energy Policy 2011, 39, PP. 5850-5870. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
13. Курилов А.Е., Рудникова Г.Г., Хоршев А.А. Инструментальные средства имитационного и оптимизационного моделирования в задачах прогнозирования и развития электроэнергетики / Труды I международной конференции «Управление развитием крупномасштабных систем». Под ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2007. С. 137-145.....