

ТРАНСФОРМАЦИЯ МЕТОДОВ И МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ⁷⁸

Панкрушина Т.Г., Хоршев А.А.

*Институт энергетических исследований Российской академии наук,
Россия, г. Москва, ул. Нагорная, д.31, к.2
t.pankrushina@eriras.ru, epos@eriras.ru*

Аннотация: Рассматриваются предложения по трансформации методов и моделей планирования развития энергосистем, позволяющие исследовать масштабы развития низкоуглеродных технологий тепловой генерации. Приведены результаты применения данных методов, демонстрирующие наличие значительных зон ее эффективного применения в России, в т. ч. объектов малой (распределенной) энергетики.

Ключевые слова: электроэнергетика, низкоуглеродные технологии, распределенная генерация, оптимизационная модель, масштабы развития.

Повышение энергоэффективности электроэнергетики и сдерживание эмиссии парниковых газов (ПГ) являются одними из главных целей энергетической политики страны на современном этапе, скорейшему достижению которых может способствовать активный переход к низкоуглеродным энергетическим технологиям (далее – НЭТ) в тепловой энергетике. С учетом того, что тепловые электростанции составляют основную часть производственного потенциала отрасли, а основным используемым энергоресурсом является природный газ, именно переход к НЭТ на газовых ТЭС – через активную замену паровых турбин на ГТУ и ПГУ и развитие теплофикации, в том числе распределенной когенерации, является стратегическим решением для российской электроэнергетики. Очевидно, что при выполнении исследований развития электроэнергетики России на долгосрочную перспективу нельзя игнорировать этот большой сегмент отрасли, что требует соответствующей корректировки существующего методического подхода и модельного инструментария.

Низкоуглеродные технологии в теплоэнергетике можно разделить на два основных сегмента по крупности объектов:

- большая (системная) тепловая генерация (мощностью от сотни до тысяч МВт), работающая на прогрессивном газотурбинном и парогазовом оборудовании с повышенной топливной экономичностью (по сравнению с традиционным паросиловым оборудованием). При этом к крупной тепловой генерации, использующей НЭТ, могут быть отнесены как объекты нового строительства, так и обновляемые путем установки прогрессивного оборудования действующие ТЭС;
- малая (распределенная) генерация (РГ), прежде всего, когенерация на базе газотурбинных и газопоршневых установок.

При этом, если подходы к моделированию развития крупной тепловой генерации являются достаточно развитыми (например, [1 - 4] и др.), то адекватное представление технологий распределенной генерации требует соответствующей трансформации не только методических подходов, но и всего применяемого модельного инструментария – в первую очередь, оптимизационной модели развития электроэнергетики России в рамках ТЭК страны (EPOS) [5].

Важнейшей особенностью распределенной генерации является то, что она, являясь неотъемлемой частью электроэнергетики, прежде всего, нацелена на обеспечение энергетических нужд конкретного потребителя. Принимая решение о сооружении объекта распределенной генерации, потребитель обычно сопоставляет стоимость производства тепла и электроэнергии на собственном объекте со стоимостью их приобретения на розничном рынке [6]. Таким образом, включение распределенной генерации в процесс планирования требует адекватно совместить традиционные «жесткие» подходы централизованного и оптимального планирования с «гибкими» решениями, учитывающими индивидуальные особенности экономики энергоснабжения конкретных потребителей. Другими словами, необходимо перенести «уровень принятия решений» об эффективности принимаемых инвестиционных решений с «оптового» – общесистемного – уровня на «розничный» – уровень конечного потребителя.

Это потребует, в первую очередь, при моделировании условий электроснабжения в системе балансовых уравнений выделить не только «оптовый» уровень (энергосистема в целом), но и «розничный» уровень (уровень конечного потребителя энергии). Именно на «розничном» уровне должен быть задан спрос на электроэнергию конечных потребителей, который может быть обеспечен

⁷⁸ Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ (проект № 17-79-20354)

как за счет поставок с «оптового» уровня, так и за счет объектов распределенной генерации. При этом потенциально возможна еще большая детализация «розничного» уровня баланса электроэнергии с его разделением по категориям потребителей по уровню напряжения (ВН, СН-1, СН-2 и НН), что позволяет оценить эффективные масштабы развития распределенной генерации для каждой из этих категорий. Такое описание условий электроснабжения делает крайне важным адекватный учет сетевых потерь и затрат на передачу электроэнергии с «оптового» уровня на «розничный», которые при отсутствии информации могут быть приняты на основе отчетных тарифов на передачу электроэнергии внутри региональной энергосистемы.

Во-вторых, моделирование объектов распределенной когенерации (РКГ), являющейся участником не только рынка электроэнергии (и мощности), но и тепловой энергии, требует достаточно детального представления также и условий теплоснабжения в каждой из региональных энергосистем. При этом, также как и для электроэнергии, баланс централизованно отпускаемого тепла должен быть разделен, как минимум, на два уровня – уровень магистральной тепловой сети, на котором функционируют крупные источники (как ТЭЦ, так и котельные), и уровень конечного потребителя, спрос на котором должен быть удовлетворен за счет поставок из магистральной сети (с учетом потерь) или производства на распределенных источниках. Это требует хотя бы укрупненного учета в модели затрат на транспорт тепловой энергии из магистральной сети до конечного потребителя. Для распределенных источников, размещаемых в непосредственной близости к потребителю, такими затратами можно пренебречь.

Кроме того, смоделирована возможность модернизации действующих котельных за счет сооружения на их базе объектов распределенной когенерации, а также замещения крупных ТЭЦ распределенными источниками – не только когенерационными, но и котельными.

Важно отметить, что учет в целевой функции оптимизационной модели всего спектра затрат, связанных с передачей электроэнергии и тепла, приведет к существенному увеличению ее значения – вплоть до 70 – 100 %.

Для апробации подхода и предложенных изменений оптимизационной модели была произведена количественная оценка оптимальных масштабов развития НЭТ в ЕЭС России при варьировании множества факторов неопределенности. Проведенные многовариантные расчеты показали:

1) Практическую невозможность в современных условиях обосновать эффективность развития распределенной тепловой генерации без изменения идеологии планирования развития энергосистем путем переноса «центра принятия решений» с общесистемного уровня на уровень конечного потребителя энергии.

2) Величина затрат на передачу электроэнергии с «оптового» на «розничный» уровень оказывает значительное влияние на технологическую конкуренцию НЭТ в тепловой энергетике и оптимальные масштабы развития распределенной когенерации. При стоимости передачи по тарифу для потребителей категории ВН развитие РКГ в некоторых регионах страны уже эффективно, но ее масштабы на уровне 2040 г. не превысят 1,4 – 2,1 ГВт. С ростом величины тарифа на передачу (при переходе от категории ВН к НН) они будут повышаться, а при тарифе на уровне категории НН достигнут своего предельного значения (около 10 ГВт), исходя из принятого объема спроса на тепловую энергию, на который претендуют объекты РКГ.

При этом рост объемов РКГ будет практически полностью компенсироваться снижением масштабов развития крупных низкоуглеродных ТЭС (ПГУ и ТЭЦ), что в итоге не позволит значительно нарастить суммарную мощность НЭТ в тепловой энергетике – она может увеличиться лишь до 64 ГВт в 2040 г., что составит около 22 % общей мощности электростанций ЕЭС России.

3) Отказ от выхода цен газа на равнодоходность с экспортными поставками к 2030 г, т.е. их стагнация (в реальном выражении) приведет в этот период к незначительному снижению суммарных масштабов развития НЭТ в тепловой энергетике (с 54 до 52 ГВт), прежде всего, за счет значительного сокращения объемов обновления низкоэффективных действующих газомазутных ТЭС при более сдержанном увеличении масштабов ввода новых крупных ПГУЭС.

В 2040 г. продолжающееся сдерживание цен газа, напротив, приведет к значительному росту масштабов внедрения НЭТ в тепловой энергетике – с 61 до 68 ГВт (их доля в структуре установленной мощности ТЭС при этом увеличится с 38 до 42 %). Здесь падение объемов обновления на действующих ТЭС будет компенсироваться ростом вводов новой мощности ТЭС (как крупных, так и распределенных), выигрывающих конкуренцию у генерации на альтернативных видах энергоресурсов – прежде всего, угле и атомной энергии.

4) Изменение стоимости инвестируемого капитала, которая отражается в ставке дисконтирования, не оказывает практически никакого влияния на масштабы внедрения РГ, но существенно влияет на

объемы развития крупной тепловой генерации на базе НЭТ. Так, рост ставки дисконта с 7,5 до 10 % приводит к снижению мощности новых крупных низкоуглеродных ТЭС примерно на 6 ГВт на уровне 2040 г. Это будет происходить, прежде всего, за счет вытеснения более капиталоемких мероприятий по обновлению действующих и новому строительству прогрессивных ТЭС менее капиталоемкими, но не обеспечивающими существенного роста энергоэффективности мероприятиями по модернизацию оборудования действующих ТЭС.

5) Возможное введение платы за выбросы углерода в России в период после 2030 г. даже на уровне, 1200 руб./т CO₂ (сопоставимом с современной ценой в европейской системе ETS) приведет к существенному росту масштабов развития НЭТ в тепловой энергетике – с 61 до 80 ГВт на уровне 2040 г. Этот рост будет обеспечиваться за счет объемов нового строительства крупных высокоэффективных и обновления действующих ТЭС, в то время как масштабы развития распределенной когенерации, напротив, даже незначительно сократятся. Такое масштабное развитие НЭТ наряду с активным вытеснением угольной генерации (не только за счет газовой, но и АЭС) позволит увеличить их долю в суммарной структуре ТЭС к 2040 г. более чем до 51 % по сравнению с 38 % при отсутствии мер по сдерживанию выбросов ПГ.

6) Еще более важным фактором, определяющим масштабы развития как крупной низкоуглеродной тепловой энергетике, так и распределенной когенерации может стать ограничение на масштабы развития их основного конкурента – атомной генерации. Например, невозможность достижения оптимальных темпов ввода АЭС в период после 2030 г. (примерно 3,4 блока мощностью 1250 МВт ежегодно) будет способствовать дополнительному росту масштабов развития НЭТ в тепловой энергетике: при вводе в период после 2030 г. лишь 1 энергоблока АЭС в год масштабы развития НЭТ тепловой энергетике увеличатся почти на 20 ГВт и достигнут 80 ГВт к 2040 г. Однако помимо развития НЭТ необходимо и значительно увеличить мощности углеродоемкой угольной генерации, что не позволит существенно увеличить долю НЭТ в структуре установленной мощности ТЭС – всего до 42 %.

Таким образом, несмотря на значительное изменение структуры низкоуглеродных технологий тепловой энергетике под воздействием факторов неопределенности, их суммарные масштабы развития оказываются достаточно устойчивыми и на уровне 2040 г. практически всегда находятся в диапазоне 60 – 80 ГВт при установленной мощности электростанций в ЕЭС России более 280 ГВт, то есть доля НЭТ будет составлять 20 – 30 %.

Литература

1. Veselov F., Solyanik A., Khorshiev A. Evaluation of Adaptation Capability of the Russian Power Industry in front of Changes in Macroeconomic and Price Factors / Proceedings of 2018 11th International Conference Management of Large-Scale System Development, MLSD 2018. DOI: 10.1109/MLSD.2018.8551891.
2. Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршеев А.А. Опыт моделирования технологий и системного обоснования масштабов теплофикации в задачах перспективного развития электроэнергетики / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2011). Труды Пятой международной конференции (ежегодный сборник). Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2011. С. 354-357.
3. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука. 2015. – 448 с.
4. Системные исследования проблем энергетики / Под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука. 2000. – 558 с.
5. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршеев А.А. Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313-323.
6. Pankrushina T., Solyanik A., Zolotova I. Impact of grid tariffs on the competitiveness of distributed generating sources in the regions of Russia / Proceedings of the International Scientific Conference "Far East Con" (ISCFEC 2018). Series: Advances in Economics, Business and Management Research. DOI: 10.2991/iscfec-18.2019.155.