

ГЕОГРАФИЯ МИРОВОГО ХОЗЯЙСТВА

УДК 911.3

А.М. Фаддеев¹

ФАКТОРЫ И ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РОССИИ

Представлены результаты исследования факторов и предпосылок размещения новых для электроэнергетики России типов генерирующих установок — газотурбинных и парогазовых (ГТУ и ПГУ). Определены технически обусловленные факторы их размещения. Проведен обзор их размещения в 1970–1980-х гг. Рассмотрены базовые объективные причины и дополнительные частные предпосылки активного строительства этих типов генерирующих установок в России в период с 2000 г. Продemonстрировано, что ввод в эксплуатацию ГТУ и ПГУ позволил приостановить процесс увеличения средней изношенности генерирующего оборудования в России. Определены различия в размещении ГТУ и ПГУ в 1970–1980-е гг. и в период с 2000 по 2014 г. Показано, что в настоящее время они размещаются не столько в регионах Крайнего Севера, как в советское время, а преимущественно в крупногородских агломерациях европейской части страны. Показано, что распространение новых типов генерирующих установок в энергодефицитных регионах до 2011 г. способствовало сокращению дальних перетоков электроэнергии, но с 2011 г. начали вступать в строй более крупные энергоблоки, расположенные преимущественно в энергоизбыточных регионах страны.

Ключевые слова: газотурбинные, парогазовые установки, электроэнергетика, генерация электроэнергии, факторы размещения.

Введение. В начале 2000-х гг. после десятилетнего периода застоя возобновилось развитие электроэнергетики России — сначала в рамках РАО “ЕЭС России”, а затем и в условиях приватизированной отрасли. Одним из компонентов этого процесса стал ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей, как для замещения устаревших фондов, так и для обеспечения электроснабжения новых потребителей.

Среди генерирующих установок особенно широкое распространение в течение последних 15 лет получили газотурбинные и парогазовые установки (ГТУ и ПГУ соответственно), которые по технико-экономическим показателям радикально отличаются от традиционных паротурбинных установок (ПТУ). Эти объекты ограниченно возводились в советское время, при этом не на всей территории страны. В 2000-е гг., напротив, строительство этих установок было заложено на значительной части территории страны.

Сейчас, в 2013–2015 гг., темп ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей в теплоэнергетике достигает пика за постсоветский период. В дальнейшем ожидается спад объемов закладки новых энергоблоков из-за стабилизации электропотребления (повышения темпа роста электропотребления [Нигматулин, 2014] не ожидается вплоть до конца 2010-х гг.). В настоящее время отсутствуют рыночные стимулы к закладке новых энергоблоков общего пользования, на рынке мощности на-

блюдается профицит предложения над спросом. Можно заключить, что очередной этап строительства генерирующих мощностей подходит к завершению. В связи с этим представляет особый интерес изучение особенностей размещения новых типов генерирующих установок.

Постановка проблемы. Факторы и условия размещения традиционных видов генерирующих установок (АЭС, ГЭС, а также ТЭС, основанных на ПТУ) были изучены специалистами-энергетиками (самые известные из них Л.А. Мелентьев, Е.О. Штейнгауз, М.А. Виленский, В.А. Шелест, А.А. Макаров, В.А. Рыльский) достаточно давно — к 1960-м гг. для тепловых и гидравлических электростанций [Виленский, 1963; Мелентьев, Штейнгауз, 1963; Шелест, 1965], несколько позднее — для атомных [Рыльский, 1981; Энергетический..., 1983].

Так, согласно основополагающему труду Л.А. Мелентьева и Е.О. Штейнгауза, установлено, что теплоэлектроцентрали целесообразно размещать на территориях с высокой плотностью тепловых нагрузок [1963, с. 298], конденсационные электростанции — как в крупных ареалах с высокой плотностью электропотребления, так и у топливных баз (при этом действуют ограничения, связанные с возможностями водоснабжения) [там же, с. 297]. Места размещения гидроэлектростанций (ГЭС) привязаны к водотокам, однако их можно размещать на территориях с высоким расходом рек [там же, с. 301], а также в других регионах, если суще-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, географический факультет, кафедра экономической и социальной географии России, аспирант; e-mail: faddeev@list.ru

ствуется острая необходимость покрытия пиковых нагрузок [там же, с. 302].

Согласно данным многочисленных работ, АЭС целесообразно размещать в регионах с высокой плотностью электрической нагрузки, большим объемом электропотребления и дефицитом ископаемого топлива [Рыльский, 1985, с. 85].

Аналогичные выводы о факторах и условиях размещения упоминаются и в работах по экономической географии [Трейвиш, 1975], как в приложении к СССР и России [Хрушев, 1986, с. 199–203], так и к зарубежным странам [Майергойз, 1969, с. 64, 67–68, 70, 74]. Кроме того, в 1980-е гг. факторы и условия размещения ГТУ и ПГУ вкратце упоминались в работах по экономике электроэнергетики [Комплексные..., 1988, с. 97–98, 101–102]. Однако размещение ГТУ и ПГУ рассматривалось только как одно из решений проблем энергетики в регионах с высокой пиковой электрической нагрузкой. Более того, эти выводы так и не были подтверждены реальным строительством в советское время. ГТУ получили ограниченное распространение на периферии СССР, а возведение ПГУ до 2000-х гг. ограничивалось только экспериментальными установками.

Однако при переходе к рыночной экономике существенно изменилось соотношение между ценами на энергетический уголь и природный газ, что привело к сокращению темпа ввода мощностей на угольных ТЭС до минимума и сделало актуальным возведение газомазутных энергоблоков. Таким образом, многие советские работы, которые в долгосрочной перспективе предполагали активное развитие угольной генерации вкупе с передачей электроэнергии по высоковольтным ЛЭП постоянного тока при ограниченном развитии газовой генерации [Виленский, 1963; Комплексные..., 1988; Макаров, Видгорчик, 1979], во многом потеряли свою актуальность. До сих пор нет публикаций, в которых были бы описаны закономерности размещения ТЭС, основанных на ГТУ и ПГУ.

Цель работы — определение факторов и предпосылок размещения ГТУ и ПГУ в России в период с 2000 г. до настоящего времени.

Материалы и методы исследований. Основные понятия, использованные в статье, — факторы и предпосылки размещения промышленных предприятий — приводятся по [Алисов, 1977]. Под факторами размещения производства понимают “техничко-экономические особенности производств и отраслей промышленности, зависящие от специфики техники и технологии получения продукции, потребностей общества в ее конкретных видах, достижений науки” [там же, с. 9].

Согласно Н.В. Алисову, факторы представляют собой своего рода “вводные” для решения задачи размещения производства. Решение же этой задачи также зависит от географических предпосылок производства, которые определяются как “географи-

ческие особенности отдельных стран и районов, влияющие на... размещение отдельных производств и отраслей” [1977, с. 10].

Исследование базируется на двух методах — сравнительно-географическом и сравнительно-историческом. В качестве базовой концепции использовано представление об энергетических порогах, разработанное Г.М. Кржижановским и Л.А. Мелентьевым. Под энергетическими порогами понимают переломные периоды, связанные с качественными изменениями энергетической базы общества и соответствующим ростом энерговооруженности [Энергетический..., 1983, с. 17].

В качестве исходной статистической информации использованы данные о параметрах газовых и паровых турбин, введенных в эксплуатацию как в советское время, так и в постсоветский период. Информация взята из следующих источников: статистические формы 6-ТП “Техничко-экономические показатели работы электростанций” по электростанциям и районным энергетическим управлениям СССР за период 1959–1990 гг., предоставленные архивом В.Н. Горлова; отчеты о функционировании электроэнергетики, опубликованные ЗАО “Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике” [Инвестиционные..., 2009] и ОАО “Системный оператор ЕЭС” [Отчет..., 2005–2014]; актуальные схемы и программы развития электроэнергетики РФ [Приказ..., 2013] и регионов; годовые отчеты генерирующих компаний.

В расчетах, касающихся периода после 2000 г., не учитывались агрегаты мощностью менее 10 МВт; агрегаты, установленные на мобильных электростанциях, детандер-генерирующих установках; установленные после демонтажа на других электростанциях, а также реконструированные после аварий. Учитывались агрегаты, планируемые к вводу в эксплуатацию в 2014–2018 гг., если по состоянию на июнь 2014 г. были известны поставщики турбин.

Для оценки влияния ввода ГТУ и ПГУ на перспективы развития передачи электроэнергии были использованы данные электробалансов субъектов Российской Федерации, публикуемые Федеральной службой государственной статистики. В качестве территориальных ячеек на уровне выше субъектов федерации взята сетка объединенных энергосистем (ОЭС), применяемая ОАО “Системный оператор ОЭС” [Отчет..., 2005–2014]. Границы между ОЭС обусловлены территориальной структурой электроэнергетики и часто совпадают с границами федеральных округов.

Результаты исследований и их обсуждение. *Техничко-экономические особенности ГТУ и ПГУ как факторы их размещения.* Газотурбинная установка представляет собой турбогенератор, в котором лопатки турбины вращаются не паром, а непосредственно продуктами сгорания топлива. С одной стороны, продукты сгорания перед лопатками газовой турбины характеризуются огромной темпе-

ратурой по сравнению с паром в паровой турбине (600–1300 °С против 300 °С [Фортов, Попель, 2011, с. 72]), что требует применения высококачественной стали для изготовления деталей турбины. Кроме того, ГТУ, работающая в конденсационном режиме, отличается низким КПД (30–35%).

С другой стороны, давление газа перед турбиной (до 20 атм) гораздо ниже, чем пара в традиционной турбине (до 240 атм), что позволяет сократить толщину стенок. Это означает, что газовая турбина будет нагреваться или охлаждаться гораздо быстрее паровой, что позволит сократить периоды запуска и остановки [Трухний и др., 2003, с. 183]. Если для пуска паротурбинной установки необходимо несколько часов, то газотурбинная может выйти на необходимую частоту за несколько минут.

Парогазовая установка представляет собой комбинацию ГТУ и ПТУ. В этих установках остаточная теплота продуктов сгорания, прошедших через газовую турбину, используется для нагрева воды, которая приводит в действие паровую турбину. Благодаря утилизации тепла ПГУ характеризуются высоким КПД (55–60%), что совершенно недостижимо для паротурбинных установок, работающих в конденсационном режиме (35–40%) [Фортов, Попель, 2011, с. 70, 73].

На основании описанных особенностей можно сформулировать факторы размещения газотурбинных и парогазовых энергоблоков. Во-первых, это требования к использованию газового и жидкого топлива — использование твердого топлива на них возможно только при проведении дорогостоящей предварительной газификации сырья, вследствие чего число действующих в мире парогазовых установок с газификацией угля исчисляется единицами; во-вторых, способность к быстрому запуску и остановке (маневренность); в-третьих, низкий коэффициент полезного действия газотурбинных (но не парогазовых) установок.

Эксплуатация ГТУ и ПГУ в РСФСР. Первые опытно-промышленные газотурбинные и парогазовые установки на территории РСФСР были введены в эксплуатацию в начале 1960-х гг. на Каширской ГРЭС и в Ленинграде, еще раньше несколько газотурбинных установок было построено на электростанциях УССР. ГТУ и ПГУ на электростанциях РСФСР играли крайне небольшую роль — их мощность составляла не более 10 МВт.

Строительство установок более высокой мощности было развернуто в РСФСР в 1970-е гг. В этот период было возведено 2 газотурбинных энергоблока мощностью по 100 МВт на Краснодарской ГРЭС и 3 аналогичных блока на ГРЭС-3 Мосэнерго. Впоследствии газотурбинные установки мощностью 100 и 150 МВт были установлены на Ивановской ГРЭС и ГРЭС-3 Мосэнерго соответственно. Однако планы 1980-х гг. по массовому вводу в эксплуатацию ГТУ на ГРЭС в европейской части страны не были реализованы [Электроэнергетика..., 1997, с. 183].

ПГУ в советской электроэнергетике получили еще меньшее распространение, чем газотурбинные блоки большой мощности. До распада СССР они были построены лишь на Невинномысской и Молдавской ГРЭС.

Гораздо более широкое распространение в советское время получили газотурбинные установки мощностью 2,5–35 МВт. Благодаря маневренности их можно было эффективно использовать в энергоузлах, изолированных от объединенных энергосистем. Кроме того, уже тогда газовые турбины существенно опережали по мощности дизельные электрогенераторы, ранее применявшиеся в изолированных энергоузлах. Вследствие этого газотурбинные установки стали использовать как основной источник выработки электроэнергии в изолированных энергоузлах, несмотря на их низкий КПД и высокую себестоимость электроэнергии.

В 1970–1990 гг. множество газотурбинных установок было возведено в регионах Севера и Крайнего Севера: в Коми АССР, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком АО, Якутской АССР, Хабаровском крае, Сахалинской области. Газотурбинные электростанции возводились не только в стационарном исполнении, но и в виде передвижных энерговагонов и плавучих электростанций. В целом газотурбинные установки заняли определенную нишу между менее мощными дизельными электрогенераторами и более мощными паротурбинными установками, которые возводились в крупнейших изолированных энергоузлах (Норильск, Николаевск-на-Амуре).

Строительство ГТУ и ПГУ после 2000 г. На рис. 1 показано, насколько возрос объем ввода генерирующих мощностей в российской электроэнергетике с начала 2000-х гг. При этом существенную долю в структуре этих вводов, особенно в последние годы, занимают газотурбинные и парогазовые установки (45% в 2000–2013 гг., 63% в 2008–2013 гг.). Суммарная мощность этих энергоблоков, введенных в 2000–2014 гг. и предполагаемых к вводу в 2014–2018 гг., составляет почти 32 ГВт, это более 20% от суммарной мощности ТЭС России в 2000 г. Именно массовый ввод в эксплуатацию этих типов генерирующих установок привел к приостановке роста уровня износа турбинного оборудования электростанций страны. По оценкам Министерства энергетики РФ (Минэнерго), в 2011–2015 гг. средний возраст оборудования электростанций страны снизится с 33,3 до 32,6 года [Экспресс-доклад..., 2012–2013, с. 10]. Сохранение прежних темпов износа и выбытия генерирующего оборудования грозило привести к кризису в теплоэнергетике [Бабурин, Леснова, 2007, с. 240].

2000 г. — знаковый рубеж по двум причинам: во-первых, в 2000 г. была введена в эксплуатацию первая в России крупная парогазовая установка, расположенная на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге; во-вторых, тогда же началась разра-

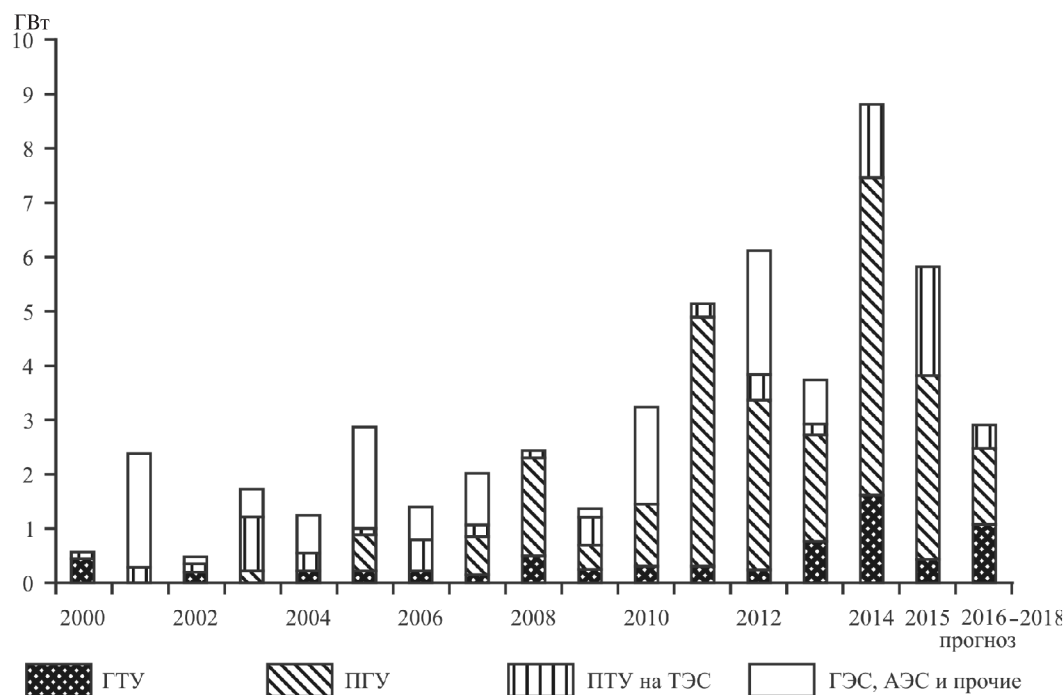


Рис. 1. Структура электрогенерирующих мощностей, введенных в эксплуатацию и строящихся на территории России по типам установок; составлена по данным [Инвестиционные..., 2009; Информационно-аналитический..., 2006–2012; Нигматулин, 2014]; прогнозная оценка на 2014–2018 гг. дана только по тепловой энергетике

ботка реформы отрасли, реализация которой способствовала массовому строительству ГТУ и ПГУ [Инвестиционные..., 2009, с. 170].

После распада СССР Россия располагала слабым производственным потенциалом в сфере выпуска газовых турбин. Так, к 1991 г. только Ленинградский металлический завод (ЛМЗ) мог выпускать газовые турбины мощностью 150 МВт. В последующие годы потребность электроэнергетики в газовых турбинах покрывалась за счет различных источников. Во-первых, несколькими заводами по выпуску авиационных двигателей было освоено производство турбин мощностью до 50 МВт. Во-вторых, ОАО «Рыбинские моторы» и ЛМЗ приобрели лицензии на производство газовых турбин мощностью 110 и 160 МВт у украинского предприятия «Зоря-Машпроект» и компании «Siemens» соответственно. Более того, ЛМЗ организовал совместное с «Siemens» производство газовых турбин. В-третьих, многие российские генерирующие компании пошли по пути прямой покупки газовых турбин у ведущих мировых производителей, в наибольшей мере это касается газовых турбин мощностью 160–390 МВт, которые в России не производятся даже по лицензии. Отставание России в разработке собственных газовых турбин высокой мощности не преодолено до сих пор. В табл. 1 показаны различия между структурой введенных в эксплуатацию газовых и паровых турбин по производителям. Таким образом, сокращение препятствий для импорта технологий и готовой продукции было необходимым условием для массового строительства ГТУ и ПГУ в России.

Таблица 1

Структура установленных в 2000–2014 гг. и устанавливаемых в 2014–2018 гг. газовых и паровых турбин по производителям, в ГВт

Производители	Газовые	Паровые
Российские по иностранным лицензиям	6,228	
Прочие российские	1,262	10,2319
Украинские	0,415	0,33
Из стран дальнего зарубежья	16,07	4,879

«Пики» ввода газотурбинных и парогазовых энергоблоков (рис. 1) происходят с периодичностью 3 года: в 2005, 2008, 2011 и 2014 гг. Первые два пика обусловлены частными причинами. Пик 2005 г. связан с вводом в эксплуатацию энергоблока мощностью 450 МВт на Калининградской ТЭЦ-2, пик 2008 г. — с вводом новых агрегатов на электростанциях Москвы и Московской области, решение о строительстве которых принято в 2005 г. после каскадной аварии, произошедшей в мае того же года (дефицит собственных генерирующих мощностей был одной из причин высокой нагрузки на электросетевое оборудование подстанций, что и привело к этой аварии).

Вторые два пика отражают повсеместный ввод газотурбинных и парогазовых установок во многих регионах страны, что обусловлено структурными изменениями в отрасли. Продажа контрольных пакетов акций генерирующих компаний, выделенных из РАО «ЕЭС России», частным инвесторам проводилась в 2007–2009 гг. Вскоре было заложено

множество энергоблоков, многие из которых запущены в 2011 г. После ввода этой серии энергоблоков практически сразу началось строительство новых мощностей, которые вводились в эксплуатацию в 2014 г. При этом если в 2011 г. лишь 11% новых газотурбинных и парогазовых установок (по мощности) введено на новых электростанциях, основанных после 2000 г., то в 2014 г. на этот тип промышленных площадок пришлось 50% новых мощностей ГТУ и ПГУ. Таким образом, реструктуризация электроэнергетики — один из факторов изменения территориальной структуры отрасли.

В ближайшие годы (2016–2018) ожидается спад темпа ввода газотурбинных и парогазовых энергоблоков, что прогнозирует и Минэнерго [Экспресс-доклад..., 2012–2013, с. 50]. Причина заключается в том, что большинство ГТУ и ПГУ строится на условиях договоров по поставке мощности (ДПМ). В 2000–2018 гг. на этих условиях было и будет введено 66% мощностей газотурбинных и парогазовых установок, альтернативные схемы инвестирования применяются генерирующими компаниями достаточно неохотно. Последние обязательства по ДПМ должны быть выполнены генерирующими компаниями к концу 2017 г., а новый инструмент, который стимулировал бы генерирующие компании к обновлению мощностей, до сих пор не разработан.

Территориальные закономерности и предпосылки размещения ГТУ и ПГУ. При сравнении объема ввода газотурбинных и парогазовых энергоблоков с вводом паротурбинных обнаруживается четкая дифференциация между западными и восточными регионами страны. В Объединенной энергосистеме

(ОЭС) Центра, средней Волги, Северо-Запада, Юга и Урала газотурбинные и парогазовые установки составляют более 80% мощностей на ТЭС, вводимых в период 2000–2018 гг. В ОЭС Сибири эта доля, напротив, составляет 22%, в ОЭС Востока — 31%. Низкий объем ввода газотурбинных и парогазовых установок к востоку от Тюмени виден на рис. 2. Это связано с тем, что основной вид топлива к востоку от Тюмени представлен углем. Однако в последние годы активно газифицируются южные регионы Дальнего Востока. Массовый ввод ГТУ и ПГУ, в том числе в традиционно “угольных” регионах, свидетельствует о том, что пока Россия не приблизилась к следующему “энергетическому порогу” [Энергетический..., 1983, с. 18], который предполагает радикальное изменение структуры топливного баланса с сокращением доли газа и нефти.

При сравнении территориальной структуры действующих электроэнергетических мощностей и места расположения новых газотурбинных и парогазовых установок выделяются два типа регионов, в которых наблюдается опережающий темп строительства этих установок.

Во-первых, это крупногородские агломерации (рис. 3). Если на территории 13 городов с численностью населения 1–5 млн человек действует 5% электростанций общего пользования (включая электростанции, расположенные не далее чем в 10 км от городской черты), то на эти же города приходится 12% мощности новых газотурбинных и парогазовых установок. Схожая ситуация характерна для Москвы, а наиболее яркий пример — агломерация Санкт-Петербурга, в которой мощность электростанций общего пользования к концу

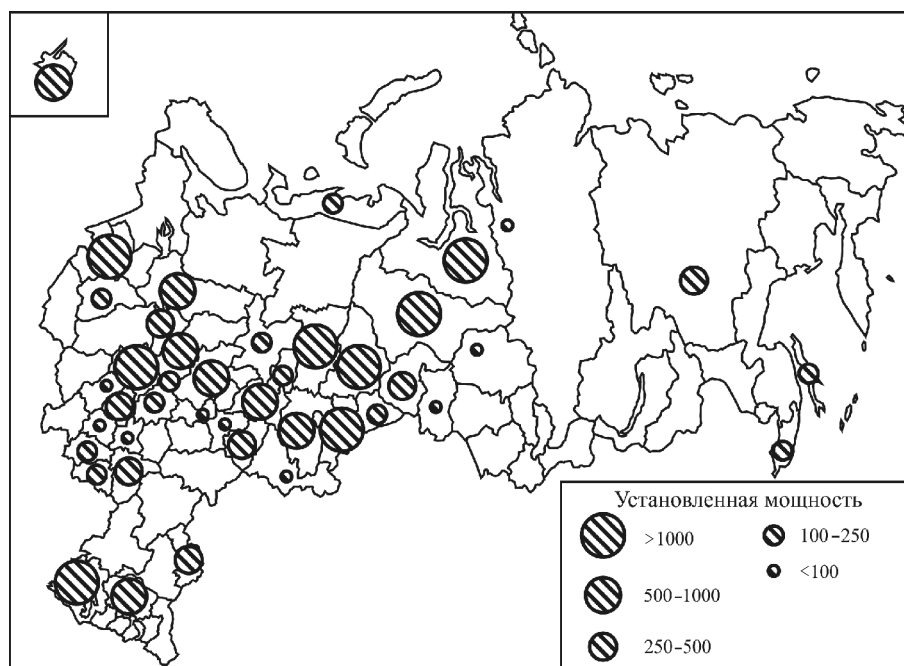


Рис. 2. Мощность ГТУ и ПГУ, введенных в эксплуатацию в 2000–2014 гг. и предполагаемых к вводу в 2014–2018 гг. в субъектах Российской Федерации. Составлено по данным [Инвестиционные..., 2009; Информационно-аналитический..., 2006–2012; Нигматулин, 2014]. Границы показаны по состоянию на 01.01.2014

1990-х гг. составляла 2,6 ГВт, а мощность новых и строящихся газотурбинных и парогазовых энергоблоков — 3,5 ГВт.

Распространение ПГУ и ГТУ в крупных городах связано с проблемой покрытия пиковых нагрузок. С 1990 г. доля промышленности в структуре электропотребления практически во всех регионах России замещалась коммунально-бытовым сектором и сферой услуг. Так, доля промышленности, строительства и транспорта в структуре полезного электропотребления на территории ОЭС Сибири и Востока к 2012 г. сократилась с 85 до 78%, а в остальных ОЭС с 77 до 60%. Наиболее активные сдвиги в структуре электропотребления отмечены в крупных городах.

Электрическая нагрузка со стороны сферы услуг и населения изменяется в течение суток сильнее, чем нагрузка со стороны промышленности. В связи с этим в городских агломерациях стала возрастать разность между пиковой и базовой нагрузкой. Этот процесс повысил актуальность развития маневренных генерирующих мощностей, дефицит которых отмечался еще в советское время [Энергетический..., 1983, с. 52].

Второй регион активного ввода газотурбинных и парогазовых установок — Крайний Север и приравненные к нему территории (14% в структуре мощностей против 17% в структуре вводов). Большое число газотурбинных энергоблоков мощностью до 45 МВт построено в нефтедобывающих регионах (Ханты-Мансийский, Ямало-Ненецкий, Ненецкий АО, Сахалинская область) в период с 2004 г. Возведение ГТУ на этих территориях обусловлено сырьевым и институциональным факторами. Эти электростанции используют в качестве топлива попутный нефтяной газ, а выработанную ими электроэнергию применяют для добычи нефти. Возведению таких установок в этих регионах способствовало подписанное в 2009 г. Постановление Правительства РФ, которое устанавливало штрафы для нефтяных компаний, сжигающих на факелах более 5% от объема добытого попутного нефтяного газа.

Влияние строительства ГТУ и ПГУ на динамику перетоков электроэнергии. Для оценки этого влияния составлена регрессионная модель, в которой зависимая переменная — объем перетоков электроэнергии между региональными энергосистемами в определенном году (с 1991 до 2012 г.). Предполагалось, что временной ход межрегиональных перетоков зависит от динамики ВВП и темпа ввода генерирующих мощностей:

$$F_t = \alpha P_t + \beta N_t + \varepsilon_t,$$

где F_t — объем межрегиональных перетоков электроэнергии в год t по отношению к уровню 1991 г., по данным [Экспресс-доклад..., 2012–2013], P_t — ВВП в сопоставимых ценах в год t по отношению к уровню 1991 г., N_t — установленная мощность электростанций в год t по отношению к уровню

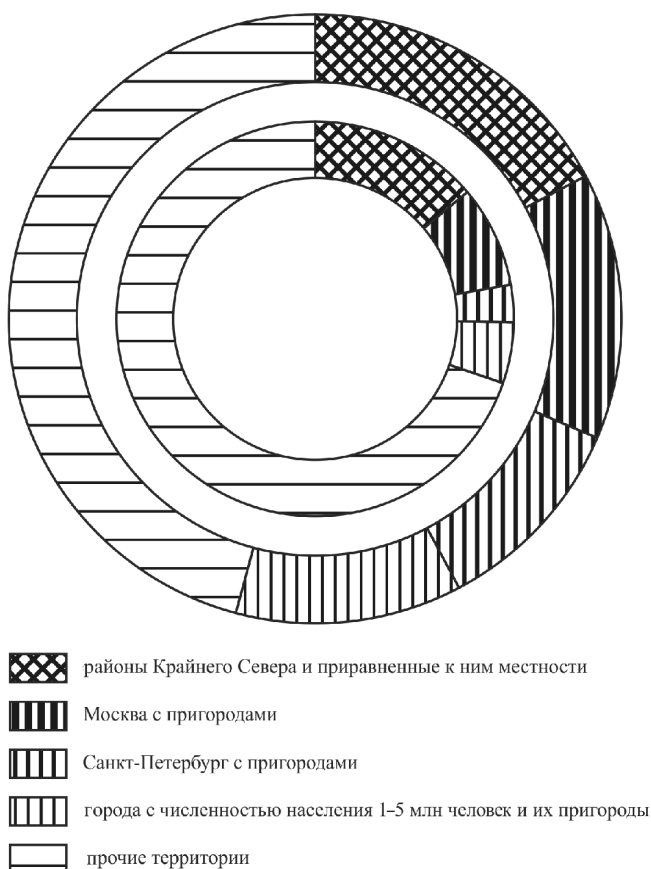


Рис. 3. Территориальное распределение мощностей ГТУ и ПГУ, введенных в эксплуатацию 2000–2014 гг. и предполагаемых к вводу в 2014–2018 гг. на территории России (внешнее кольцо) по сравнению с территориальным распределением установленной мощности электростанций общего пользования на конец 2012 г. (внутреннее кольцо). Составлено по данным [Инвестиционные..., 2009; Информационно-аналитический..., 2006–2012; Нигматулин, 2014]

1991 г., α и β — искомые значения коэффициентов при независимых переменных, ε_t — остаток в год t .

Построенная модель достаточно неплохо описывает реальную динамику межрегиональных перетоков электроэнергии: коэффициент детерминации равен 0,62. В этой модели коэффициент β принял отрицательное значение (–3,8). Это означает, что чем больше вводилось генерирующих мощностей, тем слабее возрастал объем дальних перетоков электроэнергии. Подобная закономерность возможна в том случае, если новые мощности вводились в строй преимущественно в энергодефицитных регионах.

Действительно, как видно из данных табл. 2, с 2005 по 2011 г. новые ГТУ и ПГУ вводились в эксплуатацию преимущественно в энергодефицитных регионах. Уже с 2007 г. объем межрегиональных перетоков электроэнергии начал сокращаться. С 2011 г. тенденция несколько изменилась — начали вступать в строй более крупные энергоблоки, расположенные, скорее, в энергоизбыточных регионах. Соответственно в будущем объем дальних перетоков электроэнергии несколько возрастет, хотя и не достигнет уровня 1991 г. Такой низкий темп

Таблица 2

Структура установленных электрогенерирующих мощностей в 2000, 2005 и 2011 г. и структура ввода в эксплуатацию ГТУ и ПГУ (2000–2018 гг.) по типам региональных энергосистем

Региональные энергосистемы	Ввод в эксплуатацию ГТУ и ПГУ			Установленная мощность		
	2000–2004	2005–2011	2011–2018	2000	2005	2011
Дефицитные	22,1%	68,7%	47,8%	18,9%	25,5%	29,8%
Избыточные	54,2%	25,2%	36,6%	40,9%	41,5%	50,2%
Самообеспеченные*	23,7%	6,1%	15,6%	40,2%	33,0%	20,0%

* На территории энергосистемы выработано от 90 до 110% объема потребленной электроэнергии.

увеличения перетоков электроэнергии ставит вопрос о целесообразности реализации амбициозных инвестиционных программ сетевых компаний [Электроэнергетика..., 2014, с. 18].

Выводы:

— основные технически обусловленные факторы размещения газотурбинных и парогазовых установок — их маневренность, а также необходимость использовать газовое и жидкое топливо;

— с 1970-х гг. ГТУ малой мощности (до 35 МВт) благодаря своей маневренности стали широко использовать в изолированных от ЕЭС энергоузлах, расположенных в районах Крайнего Севера, где они заняли промежуточную нишу между менее мощными дизельными электрогенераторами и более мощными ПТУ;

— к основным причинам массового строительства ГТУ и ПГУ после 2000 г. относятся доступность природного газа на обширной территории как в экономическом, так и в техническом плане, высокая изношенность генерирующего оборудования, а также замещение доли промышленности в структуре электропотребления сферой услуг и коммунально-бытовым сектором. Кроме того, строительству газотурбинных и парогазовых энергоблоков способствовало сокращение барьеров для импорта газовых турбин высокой мощности и

технологий их производства, а также создание гарантий компенсации инвестиций, вкладываемых генерирующими компаниями, с помощью договоров по поставке мощности. Несмотря на то что российские компании до сих пор отстают от мировых лидеров в этом секторе энергетического машиностроения, массовый ввод в эксплуатацию ГТУ и ПГУ привел к приостановке роста уровня износа турбинного оборудования электростанций страны;

— строительство газотурбинных и парогазовых установок, в том числе на новых промышленных площадках, приводит к изменениям в территориальной структуре электроэнергетики России. Новые ГТУ и ПГУ размещаются преимущественно в крупногородских агломерациях в европейской части страны и на Урале. Кроме того, ГТУ вводятся в северных нефтедобывающих регионах;

— до 2011 г. газотурбинные и парогазовые установки вводились в эксплуатацию преимущественно в энергодефицитных регионах. В связи с этим чем больше вводилось генерирующих мощностей, тем слабее возрастал объем дальних перетоков электроэнергии. Низкий темп роста перетоков электроэнергии ставит вопрос о целесообразности реализации амбициозных инвестиционных программ электросетевых компаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

REFERENCES

Алисов Н.В. О соотношении и взаимосвязях факторов, условий и предпосылок размещения промышленности как категорий разных систем // Вопр. географии промышленности СССР и зарубежных стран. М.: Моск. филиал Географического об-ва СССР, 1977. С. 9–14.

Alisov N.V. O sootnoshenii i vzaimosvyazyah faktorov, usloviy i predposylok razmeshcheniya promyshlennosti kak kategoriy raznyh sistem [On the subject of relation and interdependence of such terms as factors, conditions and preconditions of distribution of industrial facilities], Voпр. geografii promyshlennosti SSSR i zarubezhnyh stran, Moskovskiy filial geograficheskogo obshchestva SSSR, 1977, pp. 9–14 (in Russian).

Бабури В.Л., Леснова О.В. Циклы в электроэнергетике // Пространство циклов: Мир — Россия — регион. М.: URSS, 2007. С. 231–240.

Baburin V.L., Lesnova O. Tsikly v elektroenergetike [Cyclicity in the electric power industry], Prostranstvo tsiklov: Mir — Rossiya — region, Moscow, URSS, 2007, pp. 231–240 (in Russian).

Виленский М.А. Электрификация СССР и размещение производительных сил. М.: Соцэкгиз, 1963. 247 с.

Vilenskiy M.A. Elektrifikatsiia SSSR i razmeshchenie proizvoditelnyh sil [Electrification of the USSR and distribution of industrial facilities], Moscow, Sotsekgiz, 1963, 247 p. (in Russian).

Инвестиционные стратегии крупного бизнеса и экономика регионов / Под ред. О.В. Кузнецовой. 2-е изд. М.: Книж. дом “ЛИБРОКОМ”, 2009. 440 с.

Investitionnye strategii krupnogo biznesa i ekonomika regionov [Investment strategies of big business and economics of regions], ed. by O.V. Kuznetsova, 2nd ed., Moscow, Knizhnyy dom “LIBROKOM”, 2009, 440 p. (in Russian).

Информационно-аналитический доклад: Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации. М.: Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, 2006–2012.

Informatsionno-analiticheskiy doklad: Funktsionirovaniye i razvitiye elektroenergetiki Rossiiskoi Federatsii [Operation and development of the electric power industry in Russian Federation: analytical report], Agentstvo po prognozirovaniyu balansov v elektroenergetike, Moscow, 2006–2012 (in Russian).

Комплексные проблемы развития энергетики СССР / Под ред. А.А. Макарова, А.А. Папина. Новосибирск: Наука, 1988. 288 с.

Kompleksnyye problemy razvitiya energetiki SSSR [Complex problems of the development of the electric power industry of the USSR], ed. by A.A. Makarov, A.A. Papin, Novosibirsk, Nauka, 1988, 288 p. (in Russian).

Майергойз И.М. География энергетики социалистических стран Восточной Европы. М., 1969. 112 с.

Mayergoys I.M. Geografiya energetiki sotsialisticheskikh stran Vostochnoy Evropy [Geography of the energy industries in the Eastern Europe socialist countries], Moscow, 1969, 112 p. (in Russian).

Макаров А.А., Вигдорчик А.Г. Топливо-энергетический комплекс: методы исследования оптимальных направлений развития. М.: Наука, 1979. 279 с.

Makarov A.A., Vigdorichik A.G. Toplivno-energeticheskiy kompleks: metody issledovaniia optimalnykh napravleniy razvitiia [Research methods of optimal development directions of the energy industries], Moscow, Nauka, 1979, 279 p. (in Russian).

Мелентьев Л.А., Штейнгауз Е.О. Экономика энергетики СССР. М.; Л.: Гос. энергетическое изд-во, 1963. 432 с.

Melentyev L.A., Shteyngaуз E.O. Ekonomika energetiki SSSR [Economics of the energy industries of the USSR], Gos. energeticheskoe izd-vo, Moscow–Leningrad, 1963, 432 p. (in Russian).

Нигматулин Б.И. Замечания к Схеме и программе развития ЕЭС России в 2013–2019 гг. Ч. 1 // Энергорынок. 2014. № 2. С. 34–41.

Nigmatulin B.I. Zamechaniya k Skheme i programme razvitiia EES Rossii v 2013–2019 gg. Ch. 1 [Remarks on the Scheme and program of the development of the Russian Unified power system in 2013–2019. Part 1], Energorynok, 2014, V. 2, pp. 34–41 (in Russian).

Отчет о функционировании ЕЭС России. [Эл. ресурс] ОАО “Системный оператор ЕЭС”. 2005–2014. URL: http://so-ops.ru/index.php?id=tech_disc2014up (дата обращения: 22.06.2014).

Otchyot o funktsionirovanii EES Rossii [Report of the operation of the Russian Unified power system] ОАО “Sistemnyy operator EES”, 2005–2014. URL: http://so-ops.ru/index.php?id=tech_disc2014up (Accessed: 22.06.2014) (in Russian).

Приказ Минэнерго России от 19.06.2013 № 309 “Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 годы”. [Эл. ресурс]. Министерство энергетики РФ. 2013. URL: http://www.minenergo.gov.ru/documents/fold13/index.php?ELEMENT_ID=15555 (дата обращения: 22.06.2014).

Prikaz Minenergo Rossii ot 19.06.2013 No 309 “Ob utverzhenii skhemy i programmy razvitiya Edinoi energeticheskoi sistemy Rossii na 2013–2019 gody” [Ministry of Energy Act No 309 (June, 19, 2013) “Scheme and program of the development of the Russian Unified power system in 2013–2019”], Russian Federation Ministry of Energy, 2013.

URL: http://www.minenergo.gov.ru/documents/fold13/index.php?ELEMENT_ID=15555 (Accessed: 22.06.2014) (in Russian).

Рыльский В.А. Региональные проблемы развития энергетики и электрификации СССР. М.: Экономика, 1981. 168 с.

Rylskiy V.A. Regionalnye problemy razvitiya energetiki i elektrifikatsii SSSR [Regional problems of development of the energy industries and the electrification of the USSR], Moscow, Ekonomika, 1981, 168 p. (in Russian).

Трейвиш А.И. Географические проблемы развития атомной энергетики // Проблемы географии промышленности. М.: Московский филиал Географического общества СССР, 1975. С. 144–147.

Treyvish A.I. Geograficheskie problemy razvitiya atomnoy energetiki [Geographical problems of the development of the nuclear power], Problemy geografii promyshlennosti, Moscow, Moskovskiy filial Geograficheskogo obshchestva SSSR, 1975, pp. 144–147 (in Russian).

Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. Основы современной энергетики. Ч. 1. Современная теплоэнергетика. 2-е изд. М.: Изд-во МЭИ, 2003. 376 с.

Trukhniy A.D., Makarov A.A., Klimenko V.V. Osnovy sovremennoy teploenergetiki. Ch. 1. Sovremennaya teploenergetika, 2-e izd, [Basics of modern energy industry. V. 1. Modern heat power industry], 2nd edition, Moscow, Izd-vo MEI, 2003, 376 p. (in Russian).

Фортвов В.Е., Попель О.С. Энергетика в современном мире: научное издание. Долгопрудный: Изд. дом “Интеллект”, 2011. 168 с.

Fortov V.E., Popel O.S. Energetika v sovremennom mire: nauchnoe izdanie [Energy industries in the modern world: scientific issue], Dolgoprudny, Izd. dom “Intellect”, 2011, 168 p. (in Russian).

Хрущев А.Т. География промышленности СССР. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Мысль, 1986. 416 с.

Hrushchuyov A.T. Geografiya promyshlennosti SSSR [Industrial geography of the USSR], 3rd ed., Moscow, Mysl, 1986, 416 p. (in Russian).

Шелест В.А. Экономика размещения электроэнергетики СССР. М.: Наука, 1965. 268 с.

Shelest V.A. Ekonomika razmeshcheniya elektroenergetiki SSSR [Economy of distribution of the electric power industry of the USSR], Moscow, Nauka, 1965, 268 p.

Экспресс-доклад “Анализ итогов деятельности электроэнергетики”. [Электронный ресурс]. Министерство энергетики РФ. 2012–2013. URL: http://www.minenergo.gov.ru/press/doklady/?PAGEN_1=2 (дата обращения: 22.06.2014).

Ekspress-doklad “Analiz itogov deiatelnosti elektroenergetiki” [Express report “Results of the operation of the electric power industry in Russian”], Ministerstvo energetiki RF, 2012–2013. URL: http://www.minenergo.gov.ru/press/doklady/?PAGEN_1=2 (Accessed: 22.06.2014).

Электробаланс субъектов РФ. Федеральная служба государственной статистики РФ. URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/el-balans.xls (дата обращения: 22.06.2014).

Elektrobalans subyektov RF [Electric power balance of Russian regions], Federalnaya sluzhba gosudarstvennoy statistiki Rossii. URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/el-balans.xls (Accessed: 22.06.2014) (in Russian).

Электроэнергетика России: история и перспективы развития / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: АО “Информ-энерго”, 1997. 568 с.

Elektroenergetika Rossii: istoriya i perspektivy razvitiya [The electric power industry of Russia: history and prospect].

Ed. by A.F. Dyakov, Moscow, Informenergo, 1997, 568 p. (in Russian).

Электроэнергетика России: проблемы выбора модели развития. М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2014. 45 с.

Elektroenergetika Rossii: problemy vybora modeli razvitiya [The electric power industry of Russia: a problematic

choice of development model], Moscow, Izd. dom Vyshei shkoly ekonomiki, 2014, 45 p. (in Russian).

Энергетический комплекс СССР / Под ред. Л.А. Мелентьева, А.А. Макарова. М.: Экономика, 1983. 264 с.

Energeticheskiy kompleks SSSR [Energy complex of the USSR]. Ed. by L.A. Melentev, A.A. Makarov, Moscow, Ekonomika, 1983, 264 p. (in Russian).

Поступила в редакцию
30.06.2014

A.M. Faddeev

DRIVERS AND FACTORS OF SITING GAS TURBINE AND COMBINED-CYCLE POWER PLANTS IN RUSSIA

The paper discusses the results of the analysis of factors and drivers of siting gas turbine and combined-cycle power plants which are new for the electricity production in Russia. Technical factors governing their location are identified and a review of their siting during 1970–1980-ies is presented. Basic causes and additional drivers contributing to the intensification of construction of such power generating facilities since 2000 are described. The start-up of gas turbine and combined-cycle power plants operation has resulted in slowing the increase of the generating equipment wear degree in Russia. The comparison of gas turbine and combined-cycle power plants siting in 1970–1980-ies and since 2000 showed that at present they are mainly located in large urban agglomerations of the European part of Russia, while in the Soviet period their principal area was in the Extreme North regions. Before 2011 the construction of new types of power generating facilities in energy-deficient regions led to the reduction of long-range power flows; since 2011 larger generating units are put into operation, mainly in the energy-proficient regions of this country.

Key words: gas turbine power plant, combined-cycle power plant, electric power industry, generation of electricity, factors of siting.