

pISSN 2073-2872
eISSN 2311-875X

Экономическая политика государства

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ПРОГРАММ ОБНОВЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Ольга Валентиновна НОВИКОВА ^{a,*},
Юлия Владимировна ОРТИКОВА ^b

^a кандидат экономических наук, доцент Высшей школы атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ), Санкт-Петербург, Российская Федерация
novikova-olga1970@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0001-7025-3634>
SPIN-код: 5073-0111

^b студентка Высшей инженерно-экономической школы, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ), Санкт-Петербург, Российская Федерация
yuliya.ortikova@mail.ru
ORCID: отсутствует
SPIN-код: отсутствует

* Ответственный автор

История статьи:

Рег. № 40/2021
Получена 28.01.2021
Получена в доработанном виде 12.02.2021
Одобрена 28.02.2021
Доступна онлайн 15.03.2021

УДК 658.274

JEL: O13, P28, Q47

Аннотация

Предмет. Результативность государственных программ по внедрению договора поставки мощности (ДПМ) – долгосрочного договора, по которому компания обязуется построить новые генерирующие мощности определенных параметров в определенный срок, а потребитель, в свою очередь, обязан оплачивать эту мощность в рамках срока действия договора через повышенные тарифы на мощность.

Цели. Обзор итогов реализации программы обновления основных генерирующих мощностей по ДПМ, прогнозная оценка программы модернизации основных фондов генерирующих мощностей, запущенной в 2019 г.

Методология. Методологическую основу исследования составляет сравнительный анализ программ обновления генерирующих мощностей России по договорам о поставке мощности с учетом баланса спроса и предложения.

Результаты. Представлены итоги программы обновления генерирующих мощностей России, запущенной в 2010 г., приведена сравнительная характеристика двух программ обновления генерирующих мощностей России, дана прогнозная оценка эффективности программы обновления генерирующих мощностей России, запущенной в 2019 г.

Выводы. Благодаря реализации программы ДПМ введено новое эффективное оборудование, обеспечено снижение удельного расхода условного топлива на электростанциях. Однако недостаточно обоснованный выбор объекта обновления привел к проблеме профицита мощности в некоторых регионах

Ключевые слова:

договор о поставке мощности, обновление основных фондов, генерирующие объекты, КИУМ, модернизация

РФ. Программа «ДПМ-штрих», запущенная в 2019 г., создана с учетом жестких требований при отборе объектов внедрения. При этом проведенный анализ сопоставления темпов прироста мощности и темпов прироста спроса по энергосистемам позволяет сделать вывод об ожидаемом снижении коэффициента использования установленной мощности на электростанциях на период до 2025 г., что не позволит гарантировать экономическую эффективность реализуемых программ.

© Издательский дом ФИНАНСЫ и КРЕДИТ, 2021

Для цитирования: Новикова О.В., Ортикова Ю.В. Оценка результативности государственных программ обновления основных фондов в энергетике // *Национальные интересы: приоритеты и безопасность*. – 2021. – Т. 17, № 3. – С. 538 – 555.
<https://doi.org/10.24891/ni.17.3.538>

Актуальность проблемы обновления основных фондов генерирующих мощностей в России обоснована необходимостью обеспечения надежности энергосистемы. На сегодняшний день для частичного решения этой проблемы предложены договоры о поставке мощности.

В 2010 г. была запущена программа договоров о поставке мощности (ДПМ), нацеленная на строительство новых мощностей и модернизацию старых для покрытия энергодефицита и увеличения коэффициента обновления основных фондов электростанций России. Фактически реализация программы закончилась в феврале 2020 г., что повлекло за собой предусмотренные законом штрафы¹.

Основные результаты программы следующие: было введено 136 объектов на территориях первой и второй ценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), из которых 91 новых и 45 – модернизированных; совокупная мощность всех внедренных объектов составила 29 877 МВт; 1,3 трлн руб. (с НДС) инвестировано в мероприятия по обновлениям; на электростанциях, участвовавших в ДПМ, выведено 9,5 ГВт неэффективной генерации [1]. Средний возраст оборудования электростанций снизился с 37,5 до 34 лет. На апрель 2020 г. возврат инвестиций составил 1,4 трлн руб., и до 2028 г. оставшийся платеж прогнозируется на уровне 1,2 трлн руб.

Программа ДПМ предусматривала в основном строительство новых генерирующих объектов. В частности, парогазовые установки (ПГУ) были

¹ Новикова О.В., Грушкин А.Н., Мокеров А.В., Гражданов А.А. Программа модернизации мощностей тепловых электростанций как инструмент повышения эффективности и надежности энергоснабжения: материалы научной конференции с международным участием «Неделя Науки СПбПУ». СПб: Изд-во СПбПУ, 2018. С. 42–44.

построены почти на 50% объектах программы, что составляет 74% всех мощностей, построенных в рамках ДПМ². Запуск новых энергоблоков и газотурбинных установок (ГТУ) состоялся на 25% всех объектов ДПМ (рис. 1). Тепловые электроцентралы (ТЭЦ) и государственные районные электростанции (ГРЭС) стали самыми популярными объектами, на которых проводились обновления – 89% от их общего числа. Доля замененных гидроагрегатов (ГА) составила всего 6% – это Лесогорская гидроэлектростанция (ГЭС) и Светогорская ГЭС, принадлежащие компании ПАО «ТГК-1». Паросиловые установки (ПСУ) были установлены на 5% всех обновленных объектов, паротурбинные установки (ПТУ) – на 5%, газотурбинная установка энергетическая (ГТЭ) – на 1%.

Программа ДПМ-штрих, запущенная в 2019 г., также призвана привлечь инвестиции в техническое обновление генерирующих мощностей России. Без проведения мероприятий по модернизации возраст более 50% мощностей России к 2029 г. достигнет 55 лет. С 2022 по 2031 г. планируется ввести 38 ГВт модернизируемых мощностей в ценовых зонах ОРЭМ и почти 2 ГВт в неценовых зонах [2]. Суммарные затраты оцениваются в 1,5 трлн руб.

На данный момент утверждено два постановления Правительства РФ, определяющих перечень объектов по программе ДПМ-штрих до 2025 г. Всего отобрано 84 объекта, из которых 62% составляют ТЭЦ, а 38% – ГРЭС. Анализируя основные мероприятия в рамках программы ДПМ-штрих, можно сделать следующие выводы: комплексная замена котлоагрегата или элементов котлоагрегата и замена цилиндра высокого давления будут выполнены на 72% всех объектов (рис. 2). Таким образом, основным результатом программы должна быть модернизация отдельных элементов генерирующих мощностей.

Нами была проведена сравнительная характеристика программ ДПМ и ДПМ-штрих. Обе программы нацелены на обновление генерирующих мощностей страны, снижение возраста основного оборудования электростанций [3]. Достижение этих целей обеспечивается через схожий механизм возврата инвестиций путем платы за мощность объектов ДПМ по повышенным тарифам. Однако между ними имеются некоторые различия.

Во-первых, срок оплаты по договору в рамках программы ДПМ-штрих составляет 16 лет против 10 лет в рамках программы ДПМ. За 16 лет должны быть реализованы возврат инвестиций и повышение доходности компаний на уровне 14%.

² Материалы IV международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность». М.: Изд-во ОИВТ РАН, 2018. 259 с.

Во-вторых, проанализировав основные мероприятия, которые были проведены по программе ДПМ и будут проведены по ДПМ-штрих, можно заключить, что первая программа была направлена в основном на строительство новых мощностей, а вторая нацелена на модернизацию и обновление отдельных элементов основного генерирующего оборудования на электростанциях [4].

В-третьих, рассматриваемые программы различаются принципом отбора объектов обновлений. По программе ДПМ перечень объектов был директивно установлен распоряжением Правительства РФ, фактически без учета меняющихся перспектив их использования. Это привело к тому, что на рынке возник профицит мощности. Прогноз роста спроса на электроэнергию с начала реформы РАО «ЕЭС России» не оправдался – пиковая нагрузка в 2019 г., по данным о функционировании ЕЭС России, составила 153 ГВт при установленной мощности 246 ГВт [5]. Многие станции оказались не загружены даже на 50% после внедрения новых мощностей [6]. В частности, это ПАО «ТГК-1», которое имело больше всего объектов (8 гидроагрегатов, 4 ПГУ, 2 ГТУ, 1 ПСУ), выбранных для выполнения обязательств по ДПМ. Согласно годовым отчетам о функционировании компании, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) Южной ТЭЦ после ввода энергоблока ПГУ 425 МВт в 2011 г. за период 2011–2015 гг. снизился с 62,4 до 37%. Также после ввода в эксплуатацию энергоблока ПГУ 463 МВт в 2012 г. на Правобережной ТЭЦ компании «ТГК-1» КИУМ станции за период 2012–2015 гг. снизился с 67 до 35,3%³ (рис. 3).

Стоит отметить, что КИУМ модернизированных объектов во второй ценовой зоне на 2019 г. составил 29%, а новых объектов – около 9% [7]. Согласно данным анализа ассоциации «Сообщество потребителей энергии», построенная в 2014 г. Новокузнецкая ГТЭС, предназначенная для покрытия пиковых нагрузок в регионе, имеет КИУМ не более 1%, причем инвестиции в этот проект составили 18 млрд руб. [8].

В рамках программы ДПМ-штрих, разработанной с учетом ошибок предыдущей программы ДПМ, перечень объектов формируется на конкурентной основе. По критерию минимальных удельных совокупных затрат на производство электрической энергии отбираются объекты, подлежащие модернизации. Отсюда следует второе название данной программы – КОМ МОД (конкурентный отбор модернизированных

³ Капунов И.В., Смирнов А.В. Перспективы применения парогазовых технологий на теплоэнергетических предприятиях: материалы II Всероссийской национальной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука: актуальные проблемы фундаментальных и прикладных исследований». Комсомольск-на-Амуре: Изд-во КНАГУ, 2019. С. 44–46.

мощностей). Правительство РФ устанавливает предельные значения капитальных затрат на реализацию заявленных инвестиционных проектов [9]. К конкурсу допускаются объекты, соответствующие определенным требованиям. Оборудование должно быть востребовано – показатель востребованности $k_{\text{вост},g}$ рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{вост},g} = \frac{\sum_{d \in D} D_d^{\text{вкл},g}}{D - \min(\sum_{d \in D} D_d^{\text{пл},g}; 360)},$$

где D – количество суток в периоде, состоящем из 24 календарных месяцев, предшествующих месяцу, в котором устанавливается соответствие единицы генерирующего оборудования g (далее – ЕГО), предусмотренному настоящим пунктом критерию (при проведении отбора на 2022–2024 гг. период исчисляется с 1 марта 2017 г. по 28 февраля 2019 г.), но не более периода функционирования ЕГО на оптовом рынке;

$\sum_{d \in D} D_d^{\text{пл},g}$ – количество суток в течение периода D , в которые для ЕГО g во всех часах суток d величина согласованных плановых ремонтных снижений мощности $\Delta_{1,h}^g$, рассчитанная в соответствии с п. 3.4.6 Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности⁴, была больше нуля;

$\sum_{d \in D} D_d^{\text{вкл},g}$ – количество суток в течение периода D , в которые ЕГО g находилась во включенном состоянии не менее одного часа.

Объект, на котором планируются мероприятия по обновлению, должен иметь выработанный парковый ресурс (для котельного оборудования – более 40 лет, для турбин – фактическая «наработка» должна превышать установленное для каждого типа турбин значение) [10].

В-четвертых, по причине различий в принципах отбора объектов в первую программу отбирались объекты преимущественно в Северо-Западном регионе (ПАО «ТГК-1» с 15 проектами), а по программе ДПМ-штрих до 2025 г. наибольшее количество отобрано по компании ПАО «Интер РАО ЕЭС» (12 проектов).

Для прогнозной оценки эффективности второй программы нами был проведен анализ соответствия прогнозируемого спроса на электрическую энергию мощности обновленных агрегатов. Было установлено, что на 52% объектов планируется увеличение установленной мощности с помощью

⁴ Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.
URL: https://np-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r13_01082018_25102017.pdf

проведения мероприятий по замене цилиндра высокого давления, различного вида турбин, по вводу установок ПГУ и ГТУ. В совокупности будет произведено увеличение установленной мощности на 818 МВт. В частности, наибольший прирост установленной мощности ожидается у объектов «Интер РАО» (рис. 4), в ОЭС Урала (прирост 345 МВт) – 42% от общего прироста до 2025 г., ОЭС Центра (220 МВт) – 34%, ОЭС Сибири (прирост около 100 МВт) – 13%.

На рис. 5 показано распределение объектов ДПМ-штрих с увеличением установленной мощности по энергетическим системам России в процентном соотношении [11].

Данный факт объясняется тем, что в этих районах планируется увеличение спроса на электрическую энергию. В табл. 1 представлены абсолютные величины прогноза спроса на электроэнергию в МВт и установленной мощности тепловых электростанций в МВт по энергосистемам с 2020 по 2025 г. [12].

Были проанализированы годовые темпы прироста прогнозных значений спроса на электроэнергию и установленную мощность по ТЭС до 2025 г. На диаграмме видно, что по каждой энергосистеме до 2025 г. прогнозные значения годовых темпов прироста установленной мощности ТЭС превышают прогнозные значения годовых темпов прироста спроса на электрическую энергию (рис. 6). Это позволяет сделать вывод об ожидаемом уменьшении КИУМ ТЭС как минимум до 2025 г. [13].

Для того чтобы понять, какая доля мощности останется неиспользованной до 2025 г., проанализируем данные баланса мощности ЕЭС России до 2025 г. (табл. 2, рис. 7) [14]. Спрос на мощность определяет максимум потребления, экспорт мощности, нормативный резерв мощности. Покрытие спроса вычисляется путем вычитания из установленной мощности станций (включая АЭС, ГЭС, ТЭС, ВЭС и СЭС) ограничений установленной мощности на максимум нагрузки, вводов мощности после прохождения максимума и величины запертой мощности. Избыток резервов определяется разницей величин «Покрытие спроса» и «Спрос на мощность».

Процент неиспользованной мощности за 2019 г. составляет почти 14% в ЕЭС России. Однако на диаграмме (см. рис. 7) наблюдается положительная тенденция к снижению процента неиспользованной мощности с 13,61 до 8,21% за рассматриваемый период. Это означает, что возврат инвестиций становится более вероятным [15].

По результатам проведенного исследования можно сделать следующие выводы. Оценка эффективности программы ДПМ, запущенной в 2010 г., носит неоднозначный характер. С одной стороны, введено новое, эффективное оборудование, благодаря которому обеспечено снижение удельного расхода условного топлива на ТЭС и достигнут эффект превышения темпов роста цены на топливо над темпами роста цены на электроэнергию [11]. С другой стороны, на рынке образовался профицит мощности из-за проблем механизма отбора объектов обновления мощностей. Реализуемая программа ДПМ-штрих создана с учетом ошибок предыдущей – проводится конкурентный отбор объектов обновлений, что дает основание рассчитывать на более эффективное использование мощностей.

Однако проведенный анализ сопоставления темпов прироста мощности и темпов прироста спроса по энергосистемам позволяет сделать вывод об ожидаемом снижении КИУМ на ТЭС на период до 2025 г., что может снизить экономическую эффективность реализуемых мероприятий [16]. При этом анализ динамики изменения избытка мощности сверхнормативного резерва ЕЭС России за период 2019–2025 гг. свидетельствует о постепенном повышении загруженности мощностей ТЭС России.

Таблица 1

Прогнозные значения и годовые темпы прироста спроса на электроэнергию и установленной мощности ТЭС до 2025 г.

Table 1

Estimated values and annual rates of growth in the demand for power supply and installed capacity of the thermal power plant up to 2025

ОЭС	Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ОЭС Урала	Прогноз спроса, млрд кВт·ч	49 678,9	49 193,9	49 098,8	49 236,8	49 256,8	49 354,6
	Темп прироста, %	...	-0,98	-0,19	0,28	0,04	0,2
	Установленная мощность, МВт	249,505	256,234	265,725	270,717	274,888	276,441
	Темп прироста, %	...	2,7	3,7	1,88	1,54	0,56
ОЭС Центра	Прогноз спроса, млрд кВт·ч	35 854,9	35 154,9	35 060,6	35 248,6	35 288,6	35 408,6
	Темп прироста, %	...	-1,95	-0,27	0,54	0,11	0,34
	Установленная мощность, МВт	240,159	244,97	248,579	250,775	253,34	254,986
	Темп прироста, %	...	2	1,47	0,88	1,02	0,65
ОЭС Сибири	Прогноз спроса, млрд кВт·ч	26 578	26 436	26 288	26 747	26 957,5	27 012,5
	Темп прироста, %	...	-0,56	1,75	0,79	0,2	0,93
	Установленная мощность, МВт	211,423	209,701	216,19	223,301	225,548	230,774
	Темп прироста, %	...	3,09	3,29	1,01	2,32	0,27

Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Таблица 2

Баланс мощности ЕЭС России на 2019–2025 гг.

Table 2

Power balance of the UES of Russia for 2019–2025

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Спрос на мощность, МВт	187 909	190 909	193 365	195 359	197 036	198 772	199 796
Покрытие спроса, МВт	217 523	218 245	215 477	217 031	218 021	218 869	217 672
Избыток резервов, МВт	29 614	27 336	22 112	21 672	20 985	20 097	17 876
Неиспользованная мощность, %	13,61	12,53	10,26%	9,99	9,63	9,18	8,21

Источник: авторская разработка

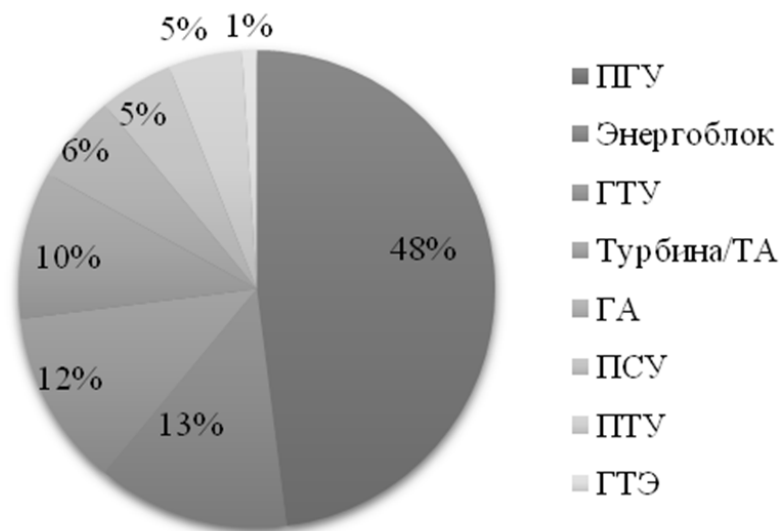
Source: Authoring

Рисунок 1

Структура объектов ДПМ по типу проведенных обновлений

Figure 1

Facilities under power capacity supply contracts by type of renewal



Источник: авторская разработка

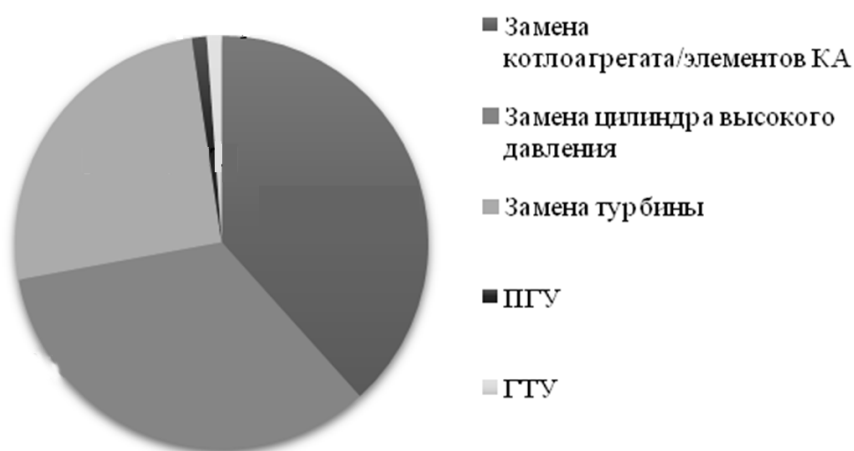
Source: Authoring

Рисунок 2

Структура объектов ДПМ-штрих по типу модернизации

Figure 2

Facilities under power capacity supply contracts (shtrikh) by type of retrofitting



Источник: авторская разработка

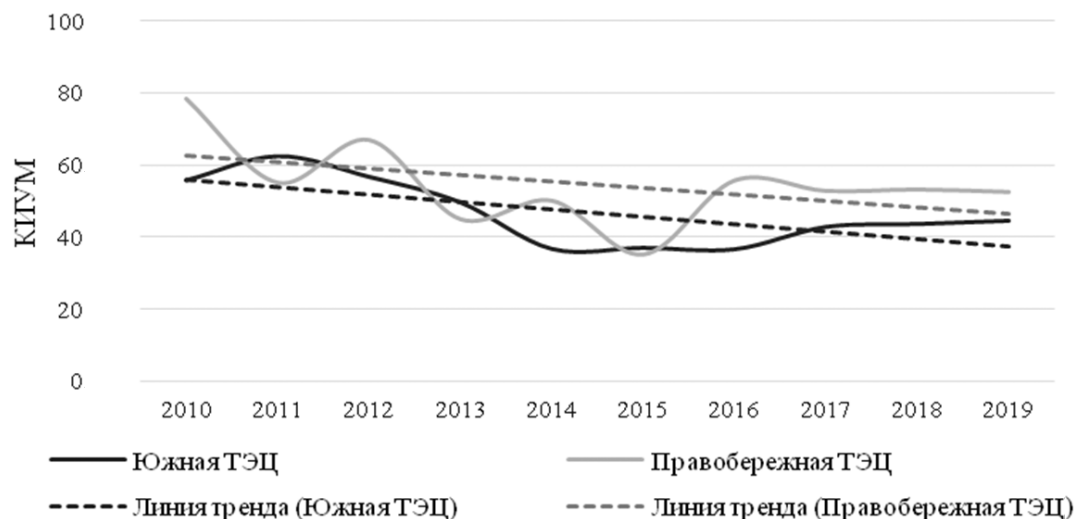
Source: Authoring

Рисунок 3

Динамика изменения КИУМ станций ТГК-1 в 2010–2019 гг.

Figure 3

Trends in the power capacity factor at T GK-1 plants, 2010–2019



Источник: авторская разработка

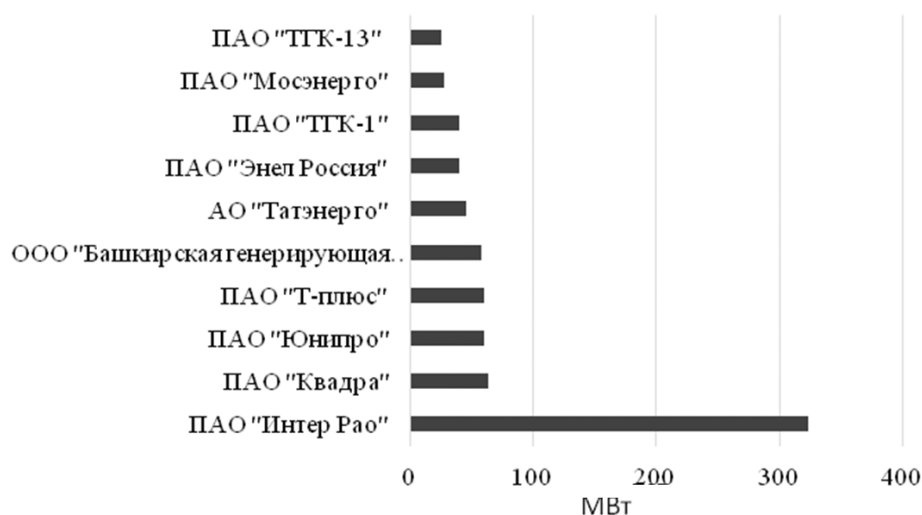
Source: Authoring

Рисунок 4

Прирост установленной мощности генерирующих компаний по ДПМ-штрих

Figure 4

A growth in the installed capacity of generating companies under power capacity supply contracts (shtrikh)



Источник: авторская разработка

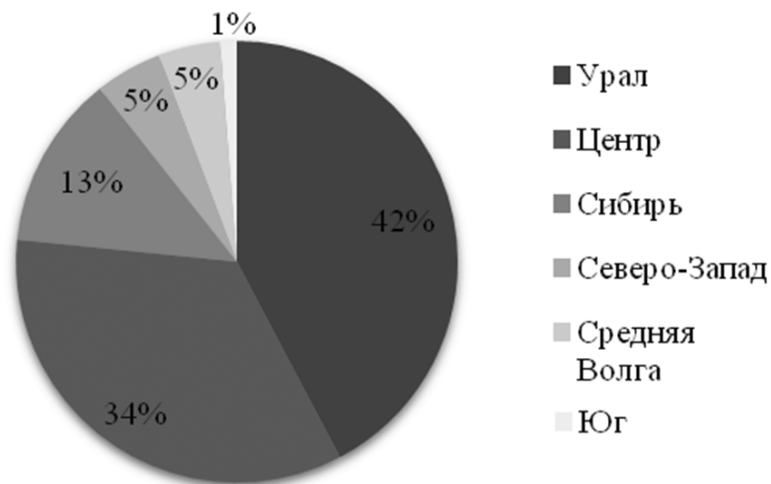
Source: Authoring

Рисунок 5

Структура объектов с увеличением установленной мощности по энергосистемам России

Figure 5

Facilities with increased power capacity by energy system of Russia



Источник: авторская разработка

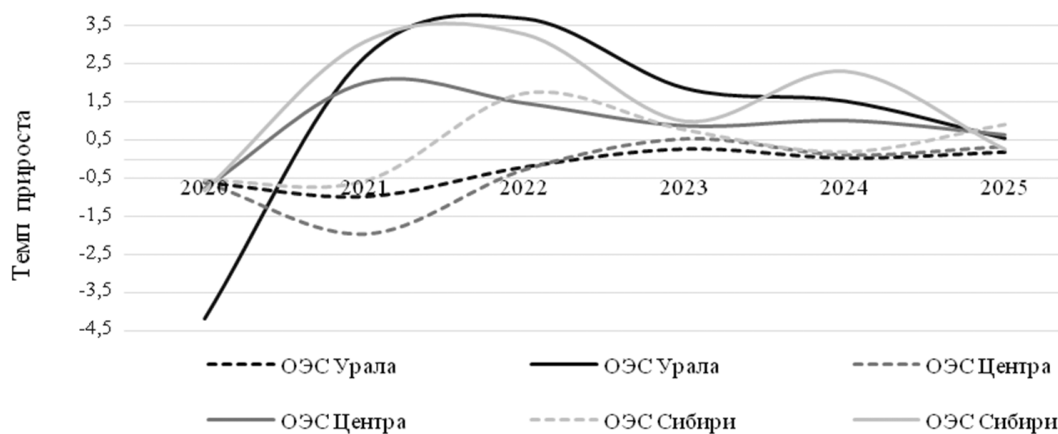
Source: Authoring

Рисунок 6

Соотношение прогнозных темпов прироста спроса на электроэнергию и установленной мощности ТЭС по энергосистемам

Figure 6

The ratio of the predicted growth rates of demand for power and power capacity of thermal power plant by energy system



Источник: авторская разработка

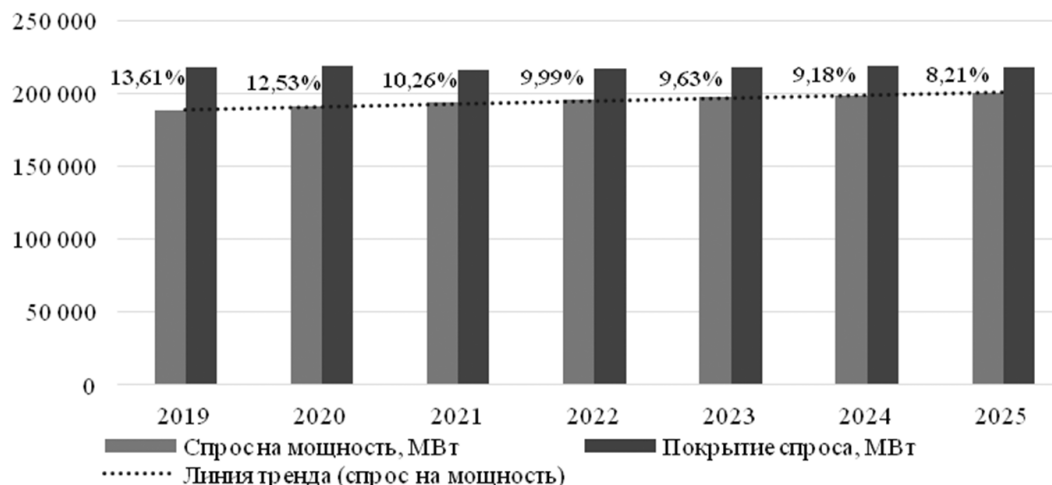
Source: Authoring

Рисунок 7

Динамика изменения избытка мощности сверхнормативного резерва ЕЭС России за 2019–2025 гг.

Figure 7

Trends in surplus power capacity above the excess reserve of the UES of Russia, 2019–2025



Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Список литературы

1. Макаров О.А., Барбашина Е.А. Анализ проблем современной электроэнергетической отрасли и стратегические пути их решения в соответствии с концепцией Энергетической стратегии до 2035 года // Вестник ВГУИТ. 2016. № 2. С. 366.
URL: <https://doi.org/10.20914/2310-1202-2016-2-366-373>
2. Чернавский С.Я., Хачатурян Н.Р., Цветаева З.Н. Реформа российской электроэнергетики глазами аналитиков. Ч. 3. Насколько успешна пореформенная российская электроэнергетика? // Вестник ЦЭМИ. 2019. № 3. URL: <https://doi.org/10.33276/S265838870008409-2>
3. Архипова К.Н. Развитие электроэнергетического сектора России: от начала реформы отрасли до современного этапа // Вопросы региональной экономики. 2020. № 2. С. 15–24.
4. Бугаева Т.М., Новикова О.В. Современные методы планирования энергосистемы города // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2019. № 4. С. 377–387.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-metody-planirovaniya-energосistemy-goroda/viewer>

5. *Галиев Ж.К., Галиева Н.В.* Развитие топливно-энергетического комплекса в соответствии с энергетической стратегией России // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019. № 6. С. 215–220.
6. *Фаворский О.Н., Филиппов С.П., Полищук В.Л.* Актуальные проблемы обеспечения энергетики страны конкурентоспособным оборудованием // Вестник Российской академии наук. 2017. № 8. С. 679–688.
7. *Веселов Ф.В., Соляник А.И.* Стимулирование инвестиций в технологическое обновление тепловой энергетики // Проблемы прогнозирования. 2019. № 1. С. 41–54.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/stimulirovanie-investitsiy-v-tehnologicheskoe-obnovlenie-teplovoy-energetiki/viewer>
8. *Лебедев В.М., Гаак В.К., Финиченко А.Ю., Приходько С.В.* Основные проблемы в развитии региональной теплоэнергетики в сибирских условиях и пути их решения // Омский научный вестник. 2018. № 5. С. 51–54.
URL: http://vestnik.omgtu.ru/images/stories/arhiv/2018/pmt/5_161_2018/51-54.pdf
9. *Мельник Т.Е., Ломакин Д.Е., Лебедева Е.В.* Повышение эффективности использования основных фондов промышленных предприятий // Инновационная наука. 2017. № 3. С. 187–189.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-ispolzovaniya-osnovnyh-fondov-promyshlennyh-predpriyatiya>
10. *Чайка Л.В.* Региональное управление развитием систем энергоснабжения европейского севера России // Энергетическая политика. 2016. № 5. С. 35–43.
11. *Дускабилова З.Т.* Электроэнергетика России: проблемы и стратегические направления развития отрасли // Экономика: вчера, сегодня, завтра. 2016. № 9. С. 116–128.
12. *Жаворонкова Н.Г., Шпаковский Ю.Г.* Энергетическая стратегия – 2035: правовые проблемы инновационного развития и экологической безопасности // Вестник Университета им. О.Е. Кутафина (МГЮА). 2020. № 3. С. 31–47.
URL: <https://doi.org/10.17803/2311-5998.2020.67.3.031-047>
13. *Фаворский О.Н., Батенин В.М., Филиппов С.П.* Развитие энергетики: выбор стратегических решений и их реализация // Вестник Российской академии наук. 2020. № 5. С. 415–424.
14. *Прохорова Э.К.* Влияние состояния основных фондов на развитие российской промышленности в условиях международных санкций

// Вестник Международного института рынка. 2019. № 1. С. 30–36.
URL: https://imi-samara.ru/wp-content/uploads/2019/04/Прохорова_30-36.pdf

15. *Маршова Т.Н.* Производственные мощности электроэнергетики: риски и перспективы развития // *Экономические и социально-гуманитарные исследования*. 2016. № 3. С. 42–58.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/proizvodstvennyye-moschnosti-elektroenergetiki-riski-i-perspektivy-razvitiya>
16. *Романова О.А.* Особенности и правовые проблемы территориального планирования в сфере энергетики // *Вестник Университета им. О.Е. Кутафина*. 2020. № 3. С. 56–65.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-i-pravovye-problemy-territorialnogo-planirovaniya-v-sfere-energetiki>

Информация о конфликте интересов

Мы, авторы данной статьи, со всей ответственностью заявляем о частичном и полном отсутствии фактического или потенциального конфликта интересов с какой бы то ни было третьей стороной, который может возникнуть вследствие публикации данной статьи. Настоящее заявление относится к проведению научной работы, сбору и обработке данных, написанию и подготовке статьи, принятию решения о публикации рукописи.

pISSN 2073-2872
eISSN 2311-875X

Economic Policy of the State

ASSESSING THE EFFICACY OF GOVERNMENTAL PROGRAMS FOR RENEWAL OF FIXED ASSETS IN POWER ENGINEERING

Ol'ga V. NOVIKOVA ^{a,*},
Yuliya V. ORTIKOVA ^b

^a Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU),
St. Petersburg, Russian Federation
novikova-olga1970@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0001-7025-3634>

^b Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU),
St. Petersburg, Russian Federation
yuliya.ortikova@mail.ru
ORCID: not available

* Corresponding author

Article history:

Article No. 40/2021
Received 28 Jan 2021
Received in revised
form 12 February 2021
Accepted 28 Feb 2021
Available online
15 March 2021

JEL classification: O13,
P28, Q47

Keywords: power
supply contract, renewal
of fixed assets,
generating facilities,
power capacity factor,
modernization

Abstract

Subject. The article focuses on the efficacy of governmental programs for implementing the power capacity supply, which is a long-term contract obliging the company to build new generating capacities within an agreed period of time, while the consumer must pay for the power capacity within the term of the contract at higher power capacity tariffs.

Objectives. The study reviews the outcome of the program for the renewal of generating capacity under the power capacity supply contract and evaluates the 2019 program for retrofitting of generating fixed assets.

Methods. The methodological framework relies upon the comparative analysis of generating capacity renewal programs held in Russia under power capacity supply contracts with reference to the balance of demand and supply.

Results. The article presents the outcome of the 2010 program for the renewal of generating capacities in Russia and gives the comparative description of two programs for the renewal of the Russian generating capacities. We also predict the efficiency of the 2019 program for the renewal of the Russian generating capacity.

Conclusions and Relevance. The above programs helped implement the new effective equipment, reduce the specific consumption of fuel oil equivalent at power plants. However, as the site to be renewed was chosen inappropriately, some regions of the Russian Federation saw the surplus power capacity. The 2019 program accommodates for stringent requirements for the selection of facilities. Having analyzed growth rates of power capacity and demand by power grids, we conclude that the power capacity factor will drop at power plants until 2025, thus putting the cost effectiveness of the above programs at question.

© Publishing house FINANCE and CREDIT, 2021

Please cite this article as: Novikova O.V., Ortikova Yu.V. Assessing the Efficacy of Governmental Programs for Renewal of Fixed Assets in Power Engineering. *National Interests: Priorities and Security*, 2021, vol. 17, iss. 3, pp. 538–555.
<https://doi.org/10.24891/ni.17.3.538>

References

1. Makarov O.A., Barbashina E.A. [Analysis of the problems of the modern electric power industry and strategic ways to solve them in accordance with the concept of the Energy Strategy until 2035]. *Vestnik VGUIT = Proceedings of Voronezh State University of Engineering Technologies*, 2016, no. 2, p. 366. (In Russ.) URL: <https://doi.org/10.20914/2310-1202-2016-2-366-373>
2. Chernavskii S.Ya., Khachatryan N.R., Tsvetaeva Z.N. [The reform of the Russian power industry through the eyes of analysis. Part 3: How successful is post-reform Russian power industry?]. *Vestnik TsEMI = Bulletin of CEMI*, 2019, no. 3. (In Russ.) URL: <https://doi.org/10.33276/S265838870008409-2>
3. Arkhipova K.N. [Development of the electric power sector in Russia: from the reformation to the present stage]. *Voprosy regional'noi ekonomiki = Problems of Regional Economy*, 2020, no. 2, pp. 15–24. (In Russ.)
4. Bugaeva T.M., Novikova O.V. [Modern methods of urban energy system planning]. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii i energeticheskikh ob"edinenii SNG = ENERGETIKA. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 2019, no. 4, pp. 377–387. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-metody-planirovaniya-energосистемы-goroda/viewer> (In Russ.)
5. Galiev Zh.K., Galieva N.V. [Development of the fuel and energy sector in compliance with the energy strategy in Russia]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii byulleten' (nauchno-tekhnicheskii zhurnal) = Mining Information and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*, 2019, no. 6, pp. 215–220. (In Russ.)
6. Favorskii O.N., Filippov S.P., Polishchuk V.L. [Priorities in providing Russia's power industry with competitive equipment]. *Vestnik Rossiiskoi akademii nauk = Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 2017, no. 8, pp. 679–688. (In Russ.)
7. Veselov F.V., Solyanik A.I. [Promotion of investments in the technological renewal of the thermal power industry]. *Problemy prognozirovaniya = Problems of Forecasting*, 2019, no. 1, pp. 41–54.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/stimulirovanie-investitsiy-v-tehnologicheskoe-obnovlenie-teplovoy-energetiki/viewer> (In Russ.)

8. Lebedev V.M., Gaak V.K., Finichenko A.Yu., Prihod'ko S.V. [The State and main directions of regional heat power engineering development in Siberian conditions]. *Omskii nauchnyi vestnik = Omsk Scientific Bulletin*, 2018, no. 5, pp. 51–54.
URL: http://vestnik.omgtu.ru/images/stories/arhiv/2018/pmt/5_161_2018/51-54.pdf (In Russ.)
9. Mel'nik T.E., Lomakin D.E., Lebedeva E.V. [Increasing the efficiency of using fixed assets of industrial enterprises]. *Innovatsionnaya nauka = Innovative Science*, 2017, no. 3, pp. 187–189.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-ispolzovaniya-osnovnyh-fondov-promyshlennyh-predpriyatiya> (In Russ.)
10. Chaika L.V. [Regional development management of energy supply systems in Russia's European north]. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, 2016, no. 5, pp. 35–43. (In Russ.)
11. Duskabilova Z.T. [Russian power market: Problems and strategic directions of its development]. *Ekonomika: vchera, segodnya, zavtra = Economics: Yesterday, Today, Tomorrow*, 2016, no. 9, pp. 116–128. (In Russ.)
12. Zhavoronkova N.G., Shpakovskii Yu.G. [Energy Strategy – 2035: Legal Problems of Innovation Development and Environmental Safety]. *Vestnik Universiteta im. O.E. Kutafina (MGYuA) = Courier of Kutafin Moscow State Law University*, 2020, no. 3, pp. 31–47. (In Russ.)
URL: <https://doi.org/10.17803/2311-5998.2020.67.3.031-047>
13. Favorskii O.N., Batenin V.M., Filippov S.P. [Power engineering development: the choice of strategic decisions and their implementation]. *Vestnik Rossiiskoi akademii nauk = Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 2020, no. 5, pp. 415–424. (In Russ.)
14. Prokhorova E.K. [The impact of the fixed assets state on the development of Russian industry in the context of international sanctions]. *Vestnik Mezhdunarodnogo instituta rynka = Bulletin of the International Market Institute*, 2019, no. 1, pp. 30–36.
URL: https://imi-samara.ru/wp-content/uploads/2019/04/Прохорова_30-36.pdf (In Russ.)
15. Marshova T.N. [Power industry production assets: Risks and development prospects]. *Ekonomicheskie i sotsial'no-gumanitarnye issledovaniya = Economic and Social Research*, 2016, no. 3, pp. 42–58.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/proizvodstvennye-moschnosti-elektroenergetiki-riski-i-perspektivy-razvitiya> (In Russ.)

16. Romanova O.A. [Features and legal problems of territorial planning in the power industry]. *Vestnik Universiteta im. O.E. Kutafina (MGYuA) = Courier of Kutafin Moscow State Law University*, 2020, no. 3, pp. 56–65.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-i-pravovye-problemy-territorialnogo-planirovaniya-v-sfere-energetiki> (In Russ.)

Conflict-of-interest notification

We, the authors of this article, bindingly and explicitly declare of the partial and total lack of actual or potential conflict of interest with any other third party whatsoever, which may arise as a result of the publication of this article. This statement relates to the study, data collection and interpretation, writing and preparation of the article, and the decision to submit the manuscript for publication.