

УДК 658

**ПРОБЛЕМЫ ЗАМЕНЫ ИЗНОШЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ: ПРИОРИТЕТЫ
МОДЕРНИЗАЦИИ В КОНТЕКСТЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
И БЕЗОПАСНОСТИ¹**

Кандидат эконом. наук *Е.П. Грабчак*

**Департамент оперативного контроля и управления в электроэнергетике
Минэнерго России**

Доктор эконом. наук *Е.Л. Логинов*,

**Международный научно-исследовательский институт проблем
управления (МНИИПУ)**

Доктор эконом. наук *Ю.А. Романова*

Институт проблем рынка РАН

Освящены проблемы старения основных фондов и нарастания доли технически изношенного оборудования в электроэнергетике России. Сделан, и обоснован вывод, что для обеспечения надежности энергоснабжения и энергетической безопасности целесообразно рассчитать примерные сроки выбытия оборудования и запустить десятилетнюю программу обновления (модернизации) с использованием всех финансовых источников с учетом ограниченности возможностей роста цен и тарифов на электроэнергию в стране, в целом, и по отдельным регионам, в частности. Предлагается комплексно оснащать объекты электроэнергетики автоматизированными системами мониторинга и технической диагностики с интеллектуальными информационно-вычислительными сервисами.

Ключевые слова: электроэнергетика, оборудование, износ, выбытие, тарифы, инвестиции, инфраструктура, безопасность.

**PROBLEMS OF REPLACING WORN-OUT EQUIPMENT
IN THE POWER INDUSTRY OF RUSSIA: MODERNIZATION PRIORITIES
IN THE CONTEXT OF ENSURING RELIABILITY AND SAFETY**

Ph.D. (Econ.) *E.P. Grabchak*

**Department for Operational Control and Management in the Electric Power
Industry of the Ministry of Energy of Russia**

Dr. (Econ.) *E.L. Loginov*

Institute for Advanced Systems (IRIAS)

Ph.D. (Econ.) *J.A. Romanova*

Institute for Market Problems of the Russian Academy of Sciences

¹Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 19-010-00956 А «Стратегия внедрения элементов цифровой экономики России для оптимизации взаимодействия агрегированных групп экономических агентов на основе развития логистики цифровых активов и интеллектуальной мобильности»).

The article is devoted to the problems of aging of fixed assets and the increase in the share of technically worn-out equipment in the power industry of Russia. The conclusion was made and justified that it is advisable to calculate the approximate terms of equipment disposal and launch a ten-year program of renewal (modernization) using all financial sources, taking into account the limited possibilities of rising prices and tariffs for electricity in the country, in general, and in individual regions, in particular. It is proposed to comprehensively equip electric power industry facilities with automated monitoring and technical diagnostics systems with intelligent information and computing services.

Keywords: electric power industry, equipment, depreciation, disposal, tariffs, investments, infrastructure, safety.

Итоги развития электроэнергетики в России, несмотря на кризисные условия, положительные. Выработка электроэнергии устойчиво растет (рис. 1).

Планами Министерства энергетики России, предусматривается развитие систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий, централизованных энергосистем, распределённой генерации, магистральной инфраструктуры в электроэнергетике, а также развитие магистральной нефтетранспортной и газовой инфраструктуры [1].

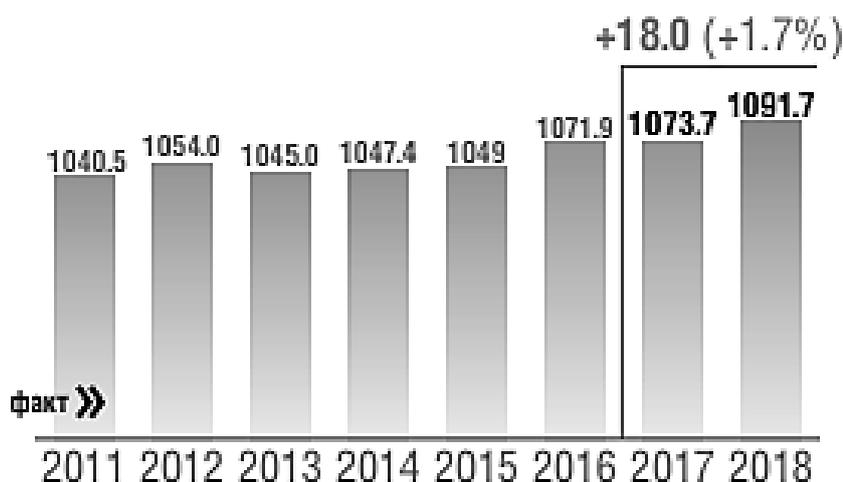


Рис. 1. Выработка электроэнергии в России, млрдкВт·ч [2]

Однако, наблюдаются и тревожные тенденции, несущие в себе риски и угрозы надежности энергоснабжения и безопасности.

Так, в электроэнергетике России наблюдается устойчивый процесс повышения изношенности и старения оборудования. В перспективе нарастание доли технически изношенного оборудования может достигнуть критических значений с нарастанием аварий по причине физической изношенности больших массивов оборудования.

В России сегодня, несмотря на 15-ти процентную модернизацию, остается достаточно старый парк генерирующего оборудования в сравнении с развитыми странами мира. Средний возраст оборудования составляет 34 года. Более 30 процентов всего оборудова-

ния старше 45 лет. Если не реализовать масштабную программу замещения стареющего оборудования, то через 10 лет в категорию «старше 50 лет» перейдет ещё четверть оборудования, или почти 50 тысяч мегаватт [3]. Такая ситуация в будущем может создать системные риски надежности энергоснабжения и безопасности.

В то же время, техническое освидетельствование оборудования, лежащее в основе увеличения остаточного ресурса генерирующего и сетевого оборудования, вследствие продления срока службы агрегатов и пр., показывает, в общем-то хорошие показатели по уровню физического износа.

На рис. 2 и рис. 3 приведены данные по распределению объектов генерации и электрических сетей по уровню физического износа.

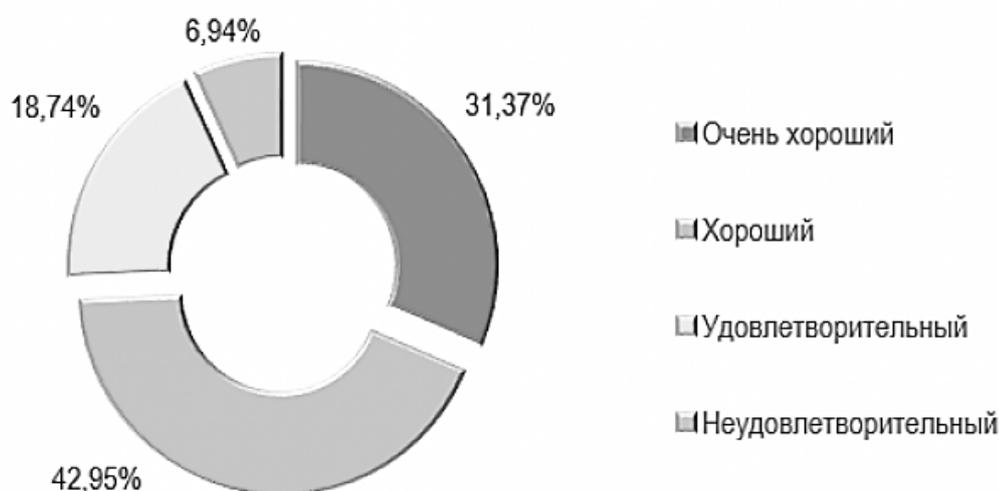


Рис. 2. Распределение объектов генерации по уровню физического износа (в % от общего количества) [4]

Из рис. 2 следует, что уровень физического износа генерирующего оборудования в целом соответствует виду технического состояния «хорошее». То есть, в целом по России среднее значение износа генерирующего оборудования соответствует видам технического состояния «очень хорошее» и «хорошее», которым согласно нормативным требованиям требуется вид технического воздействия «Плановое диагностирование» [5].

Из рис. 3 следует, что уровень физического износа объектов электрических сетей (оборудования и ЛЭП электрических сетей) в целом соответствует виду технического состояния «очень хорошее». Среди групп объектов электрических сетей (оборудования и ЛЭП электрических сетей) в наилучшем техническом состоянии (наименьший износ) находятся трансформаторы 220 кВ и выше, в наихудшем (наибольший износ) – ЛЭП 35 кВ. Износ ЛЭП 35-220 кВ объектов электрических сетей соответствует виду технического состояния «хорошее», которому согласно нормативным требованиям требуется вид технического воздействия «Плановое диагностирование» [7].

В целом, за последние три года была проведена большая работа по техническому переосвидетельствованию объектов электрических сетей: если десять лет назад до 20% ЛЭП не подвергались техническому освидетельствованию, то к настоящему моменту эта доля снизилась до 1,5%.

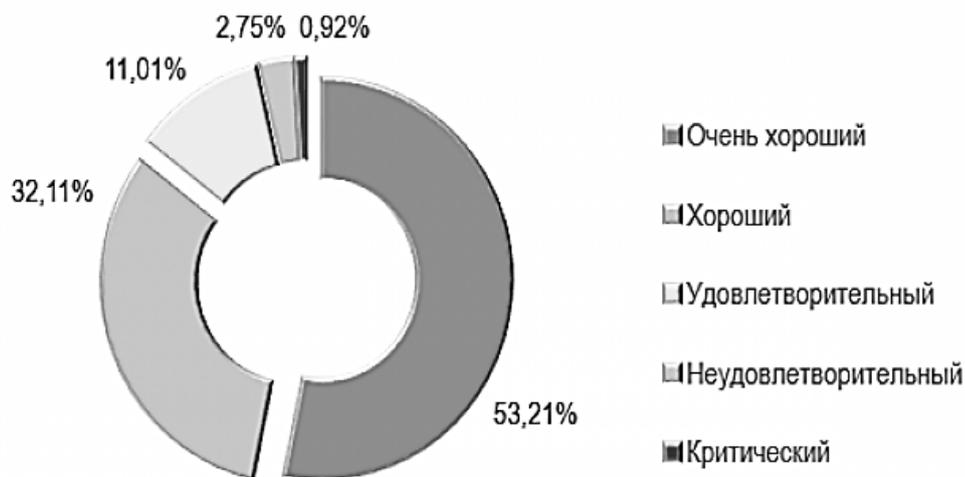


Рис. 3. Распределение объектов электрических сетей по уровню физического износа ЛЭП 35кВ (в % от общего количества) [6]

В отрасли реализуются эффективные подходы к ремонту и модернизации оборудования. Например, ПАО «Россети» проводит работу по построению системы управления производственными активами в дочерних электросетевых компаниях: воздействие на оборудование должно осуществляться в зависимости от его технического состояния, вероятности отказа (риска выхода из строя) и уровня участия (значимости) каждой единицы оборудования в процессе передачи и распределения электрической энергии. Основным преимуществом такой системы является возможность оптимизировать использование всех видов ресурсов в ходе эксплуатации [8].

При этом, в 2020-2021 гг. наиболее удобный период для запуска программы массовой замены оборудования в связи с тем, что проекты ДПМ (договоров на предоставление мощности) в основном завершены, оставшиеся подходят к завершению в 2020 г. Такая программа позволит упредить нарастание рисков надежности энергоснабжения и безопасности.

Величина высвобождаемых средств в отрасли в связи с завершением проектов ДПМ с 2021 года будет составлять около 130–250 миллиардов рублей в год [1].

С учетом уже построенных новых мощностей генерации, дефицит мощности в энергосистеме России не предвидится в ближайшие 10-15 лет.

В этих условиях целесообразно рассчитать примерные сроки выбытия оборудования на 10-15 лет вперед и запустить программу обновления (модернизации) с использованием всех финансовых источников с ориентацией на внедрение передовых образцов оборудования с цифровыми сервисами нового поколения.

При этом, необходимо учесть ограниченности возможностей роста цен и тарифов на электроэнергию в стране, в целом, и по отдельным регионам, в частности [9, 10].

Финансовые источники:

- инвестиционная надбавка;
- амортизация;
- расходы на капитальный ремонт;
- инвестиции сторонних компаний (российских и иностранных);
- целевые вложения Российской Федерации, субъектов РФ и крупных муниципальных образований.

С учетом сложившихся реалий необходимо также учитывать финансовые (бухгалтерско-балансовые) диспропорции с кардинально различной остаточной стоимостью оборудования по компаниям и регионам, что затрудняет определение реальной инвестиционной привлекательности проектов нового строительства и модернизации в отрасли [11].

За период с 2020 года по 2030 год объём высвобождаемых средств в связи с завершением проектов ДПМ составит примерно 1,5 триллиона рублей. Сумма чуть меньше того объёма средств, который был в период строительства новых мощностей генерации, тем не менее суммарный объём высвобождаемых денежных средств покрывает необходимость в инвестициях на модернизацию оборудования отрасли. Запуск программы позволит провести модернизацию порядка 40 гигаватт установленной мощности на период до 2030 года, примерно в течение десяти лет модернизировать от 3 до 4 гигаватт мощностей [12].

По срокам модернизацию можно реализовать быстрее чем новое строительство, это где-то примерно от одного до трёх лет вместо трёх-шести лет при новом строительстве [13, 14].

Стоимость модернизации примерно в три-четыре раза дешевле строительства новых мощностей. Посредством модернизации можно продлить срок работы электростанций на 15–20 лет (в отношении как электрической, так и тепловой нагрузки). Это позволит дополнительно ещё дать жизнь порядка 100 гигаватт мощностей, продлить их срок эксплуатации на период до 2030 года для надёжного функционирования энергосистемы, а по окончании программ модернизации, начиная с 2030 года, нужно будет вернуться к рассмотрению вопроса по этим 100 гигаваттам [15].

В ходе программ модернизации предлагается комплексно оснащать объекты электроэнергетики автоматизированными системами мониторинга и технической диагностики с интеллектуальными информационно-вычислительными сервисами [16, 17]. Наличие таких систем мониторинга позволит в режиме близком к реальному времени определять техническое состояние оборудования, вероятность отказа (риска выхода из строя) и пр. [18, 19]. В результате может быть достигнуто существенное снижение затрат на техническое обслуживание и ремонты, сокращение затрат на техническое перевооружение и модернизацию, снижение уровня аварийности и т.п.

Литература

1. Доклад Александра Новака об итогах работы топливно-энергетического комплекса в 2018 году и задачах на 2019 год на заседании Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/14548> (Дата обращения: 24.07.2019)
2. Презентация Министра энергетики РФ Александра Новака "Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году" [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/14461> (Дата обращения: 24.07.2019)
3. Совещание по вопросам развития электроэнергетики / 14 ноября 2017 года [Электронный ресурс] // <http://kremlin.ru/events/president/news/copy/56071> (Дата обращения: 24.07.2019)
4. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) / Минэнерго России [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/11201> (Дата обращения: 24.07.2019)
5. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) / Минэнерго России [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/11201> (Дата обращения: 24.07.2019)
6. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) / Минэнерго России [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/11201> (Дата обращения: 24.07.2019)
7. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) / Минэнерго России [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/11201> (Дата обращения: 24.07.2019)

8. Международная конференция «Оценка технического состояния электроэнергетического оборудования» [Электронный ресурс] // http://rosenergo.gov.ru/exhibition_and_convention_activities/otcheti_o_meropriyatiyah/mezhdunarodnaya_konferentsiya_otsenka_tehnicheskogo_sostoyaniya_elektroenergeticheskogo_oborudovaniya (Дата обращения: 24.07.2019)

9. Логинов Е.Л., Шкута А.А., Борталевич В.Ю. Повышение эффективности планирования и реализации инфраструктурных проектов со значительным числом динамично отклоняющихся операционных переменных // Вестник Московского университета МВД России. - 2018. № 2. С. 231-235.

10. Панова А.В., Моногаров О.И. Инвестиции и тарифообразование в электроэнергетике РФ: срок службы оборудования и его влияние на инвестиционные риски // Проблемы анализа риска. - 2016. Т. 13. № 4. С. 56-60.

11. Новиков А.А., Эльбакян А.М. Повышение инвестиционной привлекательности электроэнергетической отрасли Российской Федерации // Экономические науки. - 2016. № 143. С. 29-34.

12. Совещание по вопросам развития электроэнергетики / 14 ноября 2017 года [Электронный ресурс] // <http://kremlin.ru/events/president/news/copy/56071> (Дата обращения: 24.07.2019)

13. Рогалев Н.Д., Молодюк В.В., Максимов Б.К. Принципы формирования, разделения и описания требований надежности и безопасности в электроэнергетике // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. - 2017. № 4. С. 36-49.

14. Сергеев Н.Н. Основные направления развития и модернизации электроэнергетики // Вестник Удмуртского университета. Серия Экономика и право. - 2016. Т. 26. № 1. С. 49-53.

15. Совещание по вопросам развития электроэнергетики / 14 ноября 2017 года [Электронный ресурс] // <http://kremlin.ru/events/president/news/copy/56071> (Дата обращения: 24.07.2019)

16. Грабчак Е.П., Медведева Е.А., Голованов К.П. Импортозамещение - драйвер развития или вынужденная мера // Энергетическая политика. - 2016. № 3. С. 74-85.

17. Логинов Е.Л., Борталевич С.И., Байтов А.В., Борталевич В.Ю. Сетецентрическое управление объектами атомного энергопромышленного комплекса России как многоагентной системы с большим числом квази-автономных организационных и технических элементов с собственными управленческими траекториями // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. - 2017. № 1. С. 112-119.

18. Грабчак Е.П. Концептуальный подход к внедрению в отрасли рискориентированной системы мониторинга и оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон. // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2018. № 3 (48). С. 4-10.

19. Щербатов И.А., Гурьянова В.В., Цуриков Г.Н. Определение технического состояния оборудования электроэнергетики // Информационные технологии. Проблемы и решения. - 2018. № 1. С. 341-345.

Сведения об авторах

Грабчак Евгений Петрович, директор Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго России, 107996, Москва, ул. Щепкина, д. 42, 8-985-964-43-98, E-mail: Grabchak.eugene@gmail.com

Логинов Евгений Леонидович, профессор РАН, дважды лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, руководитель Проектного центра Международного научно-исследовательского института проблем управления (МНИИПУ), 117319, Москва, пр. 60-летия Октября, д. 9, 8-903-100-78-24, E-mail: evgenloginov@gmail.com

Романова Юлия Александровна, доцент, главный научный сотрудник Института проблем рынка РАН, 117418, г. Москва, Нахимовский пр., 47, 8 (905) 554-31-39, E-mail: Ryulia1@yandex.ru