ISSN 0421-188X

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

3(346) 2026

ЭНЕРГОПРОГРЕСС

Уважаемые читатели!

Оформить подписку на печатную версию журнал «Энергохозяйство за рубежом» можно через подписные агентства — подписные индексы журнала — 88015 (pressa-rf.ru, ОАО «АРЗИ», ООО «Урал-Пресс Округ»), П7489 (podpiska.pochta.ru), и через редакцию, запросив счёт на оплату по e-mail: el-stantsii@yandex.ru, или оплатив самостоятельно на сайте www.ehz.energy-journals.ru

Кроме этого на сайте журнала www.ehz.energy-journals.ru вы можете приобрести любую статью, опубликованную в журнале «Энергохозяйство за рубежом» с начала издания журнала (с 1956 г.):

- **статьи (2014 – 2025 гг.), хранящиеся в постоянно пополняемой базе данных журнала (раздел АРХИВЫ в верхнем меню), с оплатой на сайте;**

- **статьи (2006 – 2013 гг.), pdf-файлы которых пока не представлены на сайте для продажи. Для этого необходимо заказать в редакции el-stantsii@yandex.ru необходимые статьи и дождаться ответа с подтверждением возможности выполнения вашего заказа. После этого вы сможете оплатить статью на сайте самостоятельно или запросить счёт. Как только редакция получит уведомление об оплате, вам будут направлены pdf-файлы статей;**

- **статьи 1956 – 1993 гг. Для этого необходимо сообщить в редакцию el-stantsii@yandex.ru все известные вам данные о статье (номер журнала, год, автора, название статьи, страницы) и дождаться ответа с подтверждением возможности выполнения вашего заказа. После этого вы сможете оплатить статью на сайте самостоятельно или запросить счёт. Как только редакция получит уведомление об оплате, вам будут направлены сканкопии статей.**

ISSN 0421-188X

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Приложение к журналу «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»
Издаётся с января 1956 года

№ 3 (346) 2026

УЧРЕДИТЕЛИ

МИНЭНЕРГО РОССИИ,

ОАО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ ЕЭС»,

ЭЛЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АССОЦИАЦИЯ «КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК»,

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,

НП «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕЭС»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **Ольховский Г.Г.**, доктор техн. наук, чл.-кор. РАН

Зам.главного редактора **Зорченко Н.В.**, канд. техн. наук

Зам.главного редактора **Сокур П.В.**, канд. техн. наук

Ахметбаев Д.С., доктор техн. наук (Казахстан)
Бондаренко А.Ф.
Воротницкий В.Э., доктор техн. наук
Гулиев Г.Б., доктор техн. наук (Азербайджан)
Денисов В.И., доктор эконом. наук
Долматов И.А., канд. эконом. наук
Зорченко Н.В., канд. техн. наук
Илюшин П.В., доктор техн. наук
Корниенко А.Г.
Кощеев Л.А., доктор техн. наук
Лачугин В.Ф., доктор техн. наук
Львов М.Ю., доктор техн. наук
Любарский Д.Р., доктор техн. наук
Мисриханов М.Ш., доктор техн. наук
Новак В., доктор техн. наук (Польша)
Пикин М.А., канд. техн. наук
Радин Ю.А., доктор техн. наук
Тупов В.Б., доктор техн. наук
Трофимов Г.Г., доктор техн. наук (Израиль)

РЕДАКЦИЯ

Мамонова Т.М.
Шаргина О.В.

Содержание

Долматов И.А., Маскаев И.В., Аношина С.К.
Рынки электрической энергии и мощности: современные финансовые инструменты и практики управления рисками 2

Чаплин А.Г.
Модельные исследования работы микросети с системой управления 16

АДРЕС РЕДАКЦИИ

129090, Москва,
ул. Щепкина, 8,
офис 101

ТЕЛЕФОНЫ

Редакция
(495) 234-7417, 234-7419

Главный редактор
(495) 234-7417

Internet
www.ehz.energy-journal.ru

E-mail
el-stantsii@yandex.ru

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

При перепечатке ссылка на журнал «Энергохозяйство за рубежом» обязательна.

Сдано в набор 08.06.2026
Подписано в печать 17.06.2026

Формат 60×80 ⅛
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная
Печ. л. 3.0. Цена свободная

Отпечатано в ООО «Типография Фонтеграфика»
129090, Москва, ул. Щепкина, д.8

© НТФ «Энергопрогресс», «Электрические станции», 2026

Рынки электрической энергии и мощности: современные финансовые инструменты и практики управления рисками

- **Долматов И.А., канд. эконом. наук, Институт экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ «Высшая школа экономики», Москва**
- **Маскаев И.В., Центр мониторинга эффективности тарифной политики Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ «Высшая школа экономики», Москва**
- **Аношина С.К., Центр исследования устойчивого развития инфраструктуры Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ «Высшая школа экономики», Москва**

Современные инструменты и практики управления рисками на энергетических рынках относятся к долгосрочным механизмам и обеспечивают финансовую стабильность для инвесторов и покупателей. Вместе с краткосрочными инструментами они образуют фундамент хорошо функционирующей рыночной системы: первые подают эффективные ценовые сигналы, а вторые превращают эти сигналы в инвестиционную стабильность.

Для инвестирования в новые капиталоёмкие проекты необходима уверенность в том, что продажи электроэнергии покроют капитальные затраты и обеспечат адекватную доходность. Долгосрочные рынки помогают снизить премию за риск, которую требуют кредиторы и инвесторы, а значит, уменьшают общие затраты на финансирование проектов. Поскольку такие проекты часто финансируются за счёт значительной доли заёмных средств, стабильный денежный поток необходим для регулярных процентных платежей. Эмпирические данные с нескольких рынков наглядно подтверждают это. Например, на австралийском рынке в период с 2021 по 2022 гг. ожидаемая доходность собственного капитала для проектов возобновляемой энергетики снизилась с 12,25% до 8% (в рамках корпоративных соглашений, PPA) и до 6,25% (в рамках государственных контрактов на разницу цен). В Германии долгосрочные контракты позволили снизить приведённую стоимость электроэнергии (LCOE) на 10,7 долл. США/МВт·ч для наземных ветровых электростанций, на 13 долл. США/МВт·ч для солнечных фотоэлектрических установок и на 21,6 долл. США/МВт·ч для морских ветровых электростанций. Сокращение затрат составило более 20%.

Покупатели электроэнергии, включая розничных поставщиков, промышленные предприятия и государственные органы, используют долгосрочные рынки для управления ценовыми колебаниями. Долгосрочные контракты стабилизируют цены, обеспечивая предсказуемость и защиту от рыночной нестабильности. Это позволяет розничным поставщикам предлагать более стабильные тарифы потребителям, что особенно важно для социально уязвимых групп. В условиях электрификации предсказуемые затраты на электроэнергию влияют на окупаемость инвестиций в электрические технологии, такие как электромобили и тепловые насосы.

Основные инструменты долгосрочных рынков

На практике деятельность долгосрочных электроэнергетических рынков электроэнергии по обеспечению предсказуемости будущих денежных потоков реализуется через набор конкретных финансовых и коммерческих инструментов. Основными типами таких инструментов являются фьючерсные и форвардные контракты, соглашения о покупке электроэнергии (Power Purchase Agreement, PPA). Основные характеристики и особенности этих контрактов представлены ниже в таблице 1.

Фьючерсные и форвардные контракты

Фьючерсы на электрическую энергию — это стандартизированные биржевые контракты, обязывающие купить или продать определённый

объём электроэнергии в будущем по заранее фиксированной цене. Они служат основным инструментом для хеджирования ценовых рисков, вызванных колебаниями спроса, погодными условиями и загрузкой сетей.

Фьючерсы торгуются на многих площадках, по большей части на европейских и американских, таких как:

- EEX (European Energy Exchange) — ведущая биржа, торгующая фьючерсами на электроэнергию для 12 европейских стран и Японии.
- Euronext Nord Pool — основной хаб для рынков Северной и Балтийской Европы (контракты на электроэнергию в регионе).
- Nodal Exchange — мировой лидер по количеству контрактов (более 1000 инструментов), охватывающий все основные энергосистемы США (PJM, ERCOT, CAISO и др.).
- CME Group — крупнейшая деривативная площадка, предлагающая в том числе энергетические фьючерсы.

Среди азиатских площадок необходимо назвать влиятельную Japan Exchange Group (JPX) в Японии, а также торговую площадку NSE/MCX в Индии, где фьючерсы на электроэнергию торгуются как в стандартных, так и в миниформатах, доступных для некрупных розничных инвесторов.

Фьючерсы на электроэнергию имеют фиксированные параметры — объём поставки (например, 1 МВт·ч), базисный период поставки (час, сутки, месяц, квартал или год), расчётный хаб или узел ценообразования. Все сделки заключаются на централизованной биржевой площадке, что обеспечивает их высокую ликвидность и прозрачность. Фьючерсы поддерживаются клиринговой палатой, которая берёт на себя кредитный риск контрагента, требуя внесения начальной и вариационной маржи. Большинство фьючерсов на электроэнергию являются финансовыми (беспоставочными) — расчёт производится деньгами, исходя из разницы между контрактной ценой и индексом спотового рынка в период поставки, без физической передачи электроэнергии. Котировки фьючерсов публикуются биржей в реальном времени, что даёт участникам рынка чёткие ценовые сигналы для хеджирования и инвестиций.

Наиболее ликвидным и активно торгуемым фьючерсным контрактом на электроэнергию в мире является хаб PJM Western Hub Peak Calendar-Month Real-Time LMP Futures. Этот контракт торгуется на двух крупнейших биржевых площадках — Nodal Exchange (США) и CME Group (глобальная), что обеспечивает ему высокую ликвидность и прозрачное ценообразование. Базис контракта представляет собой среднеарифметическое значение почасовых цен LMP (Locational Marginal Price) хаба PJM Western Hub в реальном времени за все пиковые часы (Peak Hours). Наиболее ликвидный контракт заключается на один календарный месяц. Его объём

Таблица 1. Основные типы долгосрочных контрактов, используемых на развитых рынках электроэнергии

Контракт	Форвардный контракт	Фьючерсный контракт	Соглашение о покупке электроэнергии (PPA)
Описание	Двусторонняя сделка по покупке или продаже электроэнергии по установленной цене для будущих поставок, не привязанная к конкретному проекту	Стандартизированная сделка с поставкой в будущем, торгуемая на бирже и поддерживаемая клиринговой палатой	Двусторонняя сделка между производителем и покупателем, обычно связанная с одним или несколькими проектами из автопарка производителя
Применение	Хеджирование ценовых рисков; установление условий поставки	Хеджирование ценовых рисков; доступ к прозрачным ценам	Финансирование проектов; хеджирование ценовых рисков; поддержка корпоративных целей по декарбонизации
Типичная продолжительность	от 1 месяца до 5 лет	от 1 месяца до 5 лет	от 1 до 20 лет
Платформа торговли	Внебиржевая торговля, часто через брокеров	Централизованные биржи	Обычно переговоры ведутся непосредственно между сторонами
Продукт	Финансовый или физический	Финансовый	Финансовый или физический
Стандартизация	Средняя	Высокая	Низкая
Транспарентность	Средняя/низкая	Высокая	Низкая

Источник: МЭА

переменный, выраженный в МВт·ч. Рассчитывается как 1 МВт × количество пиковых часов в месяце. Например, в месяце с 332 пиковыми часами объём одного контракта составит 332 МВт·ч.

Форвардные контракты на электрическую энергию заключаются как внебиржевые контракты (OTC), которые представляют собой двусторонние соглашения о покупке или продаже электроэнергии по фиксированной цене с поставкой в будущем. В отличие от стандартизированных биржевых фьючерсов, форварды обладают большой гибкостью: стороны самостоятельно определяют объём, срок (обычно от одного месяца до 5 лет), профиль поставки и условия расчётов. Наиболее ликвидными являются годовые и сезонные контракты, которые могут каскадироваться (разбиваться) на более короткие периоды по мере приближения даты поставки. Форварды могут быть как физическими (с реальной передачей электроэнергии), так и финансовыми (с расчётом разницы в цене). Их основное предназначение — хеджирование ценовых рисков, однако ключевым недостатком является высокий кредитный риск из-за отсутствия центрального клиринга и гарантий биржи.

Фьючерсные и форвардные контракты позволяют участникам рынка электроэнергии покупать или продавать электроэнергию по заранее определённой цене с поставкой в будущем. Они служат основным инструментом для управления рисками, связанными с колебаниями оптовых цен. Участники рынка обычно используют такие контракты, чтобы зафиксировать свои позиции на срок примерно до пяти лет.

Оба типа контрактов являются схожими по своим практическим целям, но у фьючерсов и форвардов есть важное ограничение — из-за относительно коротких временных горизонтов ни те, ни другие сами по себе не обеспечивают той долгосрочной стабильности доходов, которая необходима для привлечения инвестиций в создание новых мощностей. Для таких целей требуются более длинные контракты — в первую очередь соглашения о покупке электроэнергии.

Соглашения о покупке электроэнергии (Power Purchase Agreement, PPA)

Соглашения о покупке электроэнергии (Power Purchase Agreements, PPA) — это долгосрочные контракты между покупателями и продавцами электроэнергии. Сторонами могут выступать коммунальные предприятия, крупные корпорации и государственные организации. В отличие от стандартизированных фьючерсов, PPA в значительной степени адаптированы под потребности конкретных договаривающихся сторон. Эта адаптация может касаться продолжительности контракта, структуры ценообразования, гибкости объёмов и распределения рыночных или операционных рисков.

Именно благодаря своей гибкости PPA стали важнейшим инструментом финансирования новых мощностей, особенно в сфере низкоуглеродной энергетики. Проект строительства электростанции при наличии долгосрочного контракта, обеспечивающего предсказуемый денежный поток на многие годы вперёд, может легче получить банковское финансирование.

Ключевое преимущество PPA — способность обеспечивать долгосрочную ценовую стабильность (до 20 лет) наряду с возможностями выполнения политических обязательств или реализации целей корпоративной социальной ответственности.

Ограничения PPA связаны с их индивидуализированным характером. Переговоры по PPA требуют значительных ресурсов: месяцев подготовки, привлечения специализированных консультантов и тесной координации между юридическими, коммерческими и закупочными отделами. Индивидуальный характер PPA также ограничивает возможность их перепродажи на вторичных рынках. Всё это делает PPA менее доступными для мелких и средних участников, которые не обладают необходимыми компетенциями или кредитным рейтингом.

Подобно форвардным контрактам, PPA могут быть структурированы как физические или финансовые соглашения, и это влияет на их взаимодействие с организованными рынками электроэнергии.

Заключение физических PPA может иметь ограничения. В большинстве стран Европы, Японии и США, покупатели и продавцы могут торговать физической электроэнергией вне краткосрочных рынков, в том числе через физические PPA. Но на других рынках, например в австралийской Национальной энергетической системе (NEM), все физические объёмы электроэнергии должны предлагаться только через краткосрочные рынки. И в рамках NEM физические PPA могут заключать только автономные генераторы с привязкой к конкретному потребителю (physical site-based PPA). Однако финансовые PPA могут использоваться в любых типах рыночных систем, независимо от национальной специфики, этим и объясняется их растущее распространение.

Все три типа контрактов формируют основу долгосрочной рыночной активности, связывая краткосрочное ценообразование с долгосроч-

ными потребностями в системных инвестициях. Розничные продавцы, как правило, используют комбинацию фьючерсов и форвардов для хеджирования своих портфелей, в то время как крупные промышленные покупатели и производители ВИЭ чаще прибегают к индивидуальным PPA. Со стороны предложения различные типы контрактов позволяют покрыть разные профили технологических и проектных рисков.

Проблема ликвидности на долгосрочных рынках

Эффективность инструментов для хеджирования ценовых рисков и финансирования инвестиций напрямую зависит от одного ключевого свойства — ликвидности. Под ликвидностью понимается то, насколько легко участники рынка могут купить или продать контракты без существенного влияния на их цену. Чем выше ликвидность, тем ниже транзакционные издержки, тем надёжнее ценовые сигналы и тем больше возможностей для управления рисками.

Количественный показатель ликвидности — коэффициент оборота

В качестве критерия достаточной ликвидности на энергетических рынках чаще всего используется соотношение объёмов торгов и физических объёмов потребления, известное как «коэффициент оборота» (churn rate). Считается, что значение этого коэффициента должно составлять не менее 10 к 1. Иными словами, объёмы торгов на долгосрочных рынках должны в десять раз превышать объёмы физического потребления электроэнергии. При коэффициенте ниже этого уровня хеджирование становится затруднительным, а формируемые рынком цены — менее надёжными.

На практике ликвидность сильно различается в зависимости от региона. Так Германия обладает высокой ликвидностью: в 2024 году объёмы торгов превышали годовой спрос более чем в 20 раз. В то же время рынки многих других стран ЕС имеют ограниченную ликвидность, что заставляет участников европейского рынка для хеджирования полагаться на немецкий рынок, увеличивая его нагрузку. Япония, запустив фьючерсный рынок в 2019 году, показала быстрый рост объёмов торгов в десять раз с 2021 по 2024 год, но её ликвидность остаётся ограниченной по сравнению с лидерами Европы.

Для иллюстрации проблемы ликвидности на рынках электроэнергии можно сравнить их с рынками газа и нефти. Несмотря на уникальные особенности электроэнергии (невозможность хранения, необходимость специализированной инфраструктуры), даже самые ликвидные рынки электроэнергии уступают газовым и нефтяным.

Так в 2024 году объём торгов на голландском хабе TTF превысил физический рынок более чем в 100 раз, а на американском Henry Hub — в 55 раз. Нефтяные рынки ещё более ликвидны: ежедневный объём торгов фьючерсами превышает мировое суточное потребление в 50 раз, а фьючерсы на нефть марок West Texas Intermediate и Brent — в 20–25 раз.

Ликвидность на рынке соглашений о покупке электроэнергии (PPA)

Форвардные и фьючерсные контракты перепродаются многократно, в то время как объёмы торгов по PPA ограничены из-за их индивидуального характера. Перепродажа PPA затруднительна из-за адаптации под конкретного покупателя и проект. Однако оценивать рынок PPA по объёмам торгов неправильно. Более значимым показателем является отношение контрактной мощности к установленной, отражающее активность использования PPA для инвестиций и поддержки работы электростанций.

Размер рынка PPA остаётся небольшим по сравнению с общей установленной мощностью. В Европе, Великобритании и Японии в 2024 году PPA охватывали 3%, 4% и 0,4% соответственно. В США и Австралии этот показатель составляет около 10% и 12%. Несмотря на скромные цифры, PPA играют важную роль в энергетическом переходе, охватывая треть солнечных и ветровых станций и пятую часть аккумуляторов в США.

Маркет-мейкинг (market making) как инструмент повышения ликвидности

В условиях ограниченной ликвидности регуляторы и операторы рынков всё чаще обращают внимание на институт маркет-мейкеров — участников рынка, задача которых поддерживать цены на электроэнергию, предлагая покупать и продавать её по стабильным ценам за комиссию, что делает торговлю более доступной и простой.

Так в Японии уже действует механизм маркет-мейкинга (market making) с финансовыми стимулами на фьючерсном рынке. В ЕС маркет-мейкеры признаны важным инструментом для повышения ликвидности. А в Австралии в настоящее время обсуждается усиление обязательств по маркет-мейкингу фьючерсов.

Однако маркет-мейкинг не может устранить фундаментальные дисбалансы мощностей, что ограничивает его эффективность.

«Разрыв в сроках» и ограниченный доступ участников

Низкая ликвидность — это не самостоятельная проблема, а скорее следствие более глубоких структурных недостатков: (1) несоответствия между временными горизонтами, на которые продавцы хотели бы заключить контракты, и теми сроками, которые готовы принять покупатели, — так называемый «разрыв в сроках», а также (2) наличие барьеров, препятствующих участию в долгосрочных рынках для малых и средних предприятий.

«Разрыв в сроках»: несовпадение потребностей продавцов и покупателей

Ограниченная ликвидность на форвардных и фьючерсных рынках связана с отсутствием у покупателей электроэнергии стимулов хеджировать риски на длительные периоды.

С одной стороны, продавцам нужны длинные контракты, так как инвесторы требуют гарантированного денежного потока на несколько лет, иначе стоимость финансирования возрастает, и проекты становятся нереализуемыми. С другой стороны, покупатели хеджируют обязательства на короткие сроки из-за неопределённости спроса, который характерен для особенно конкурентных розничных рынков, где потребители могут легко сменить поставщика. Кроме того, всё больше домохозяйств и предприятий устанавливают собственные генерирующие установки, что делает спрос ещё менее предсказуемым. Такое несоответствие между потребностями продавцов и покупателей называется «разрыв в сроках» (tenure gap).

Так даже в Германии — стране с самой высокой ликвидностью в Европейском союзе торговля сконцентрирована на первых двух годах до поставки. Во Франции и Швеции — 1–3 года из-за возможности смены поставщика без штрафов. В Японии 55% поставок заключаются на период до года, а в Австралии — до 18 месяцев (часто на 4–16 месяцев из-за неопределённости спроса и ценовых ожиданий). Государственное вмешательство во время кризисов ещё больше снижает стимулы к долгосрочному хеджированию.

Сроки действия соглашений о покупке электроэнергии (PPA)

Соглашения о покупке электроэнергии заключаются на более долгий срок, чем форвардные и фьючерсные контракты. PPA часто подписываются на 10 лет и более, что позволяет им удовлетворять потребности в долгосрочном хеджировании, которые не могут покрыть стандартные биржевые инструменты. Длительность контракта зависит от ряда факторов: типа технологии, наличия альтернативных вариантов снижения инвестиционных рисков, а также от того, направлено ли соглашение на финансирование нового актива или на стабилизацию доходов от существующего.

Региональные различия в сроках PPA весьма существенны. PPA для солнечной и ветровой энергетики в Европе обычно превышают 5 лет, но редко достигают 15 лет. В США PPA чаще всего длятся 10–15 лет, но встречаются контракты, которые заключаются на 20 лет и более. Различие обусловлено структурой рынков. Рынки США характеризуются большими объёмами внебиржевой двусторонней торговли и развитой практикой хеджирования. В Европе распространение механизмов защиты потребителей и государственной поддержки снижают потребность в длинных PPA.

Таким образом, возможности хеджирования на долгосрочных рынках ограничены. PPA позволяют торговать на длинных сроках, недоступных для фьючерсов и форвардов, но объёмы таких контрактов невелики, ликвидность долгосрочных рынков остаётся скромной. Особенно это заметно на временном горизонте контрактов более 10–15 лет.

Доступ к долгосрочным рынкам для малых и средних участников

Для малых и средних участников рынка при заключении долгосрочных контрактов серьёзными барьерами, которые препятствуют или полностью исключают его участие, являются требования к обеспечению кредитоспособности, а также слабая переговорная позиция в отстаивании своих индивидуальных интересов.

От 50 до 75% корпоративных PPA в Австралии, Великобритании, Японии, ЕС и США подписываются компаниями с годовым доходом более 1 миллиарда долларов.

На долгосрочных рынках электроэнергии важна уверенность в выполнении финансовых обязательств контрагентами. Основные гарантии — обеспечение (залог) и кредитоспособность. Малые и средние участники сталкиваются с трудностями при выполнении требований по обеспечению гарантий, особенно при росте цен на электроэнергию. В Австралии мелкие розничные продавцы заключают контракты на 10% своих объёмов, тогда как крупные — на 80%.

Высокие затраты для выполнения гарантий ограничивают доступ малых участников к долгосрочным контрактам. Европейские реформы

2022 года упростили требования к обеспечению гарантий (расширение перечня допустимых видов обеспечения, повышение прозрачности требований о внесении дополнительного обеспечения), но проблема осталась.

Сложность индивидуальных контрактов

Принимая решение о заключении PPA, стороны учитывают переговорную силу и шансы на достижение выгодных индивидуальных условий. Заключение таких соглашений требуют среди прочего огромных организационных и технических ресурсов, что не по силам многим участникам рынка. В Европе в настоящее время разрабатываются стандартные формы PPA для упрощения процедуры их заключения малыми и средними компаниями, но полная стандартизация может лишить их преимуществ.

Политические меры по расширению доступа к PPA

Осознавая проблему ограниченного доступа, ряд юрисдикций ввёл специальные меры для поддержки более широкого использования PPA и привлечения новых категорий покупателей. К таким мерам относятся:

- Гарантийные схемы в Испании и Норвегии для покрытия кредитного риска корпораций, позволяющие небольшим или не имеющим рейтинга компаниям заключать PPA. План действий Европейского союза по обеспечению доступной энергии, принятый в 2025 году, подчёркивает важность этого подхода, поручая Европейскому инвестиционному банку разработку гарантийных инструментов для PPA.
- Обязательства по возобновляемым источникам энергии в Калифорнии и Техасе, стимулирующим покупателей заключать PPA. В Калифорнии уже сейчас на коммунальные предприятия приходится 80% рынка PPA.
- Требования к закупкам в Испании, обязывающие крупных потребителей закупать не менее 10% электроэнергии из возобновляемых источников энергии по долгосрочным PPA (сроком не менее 5 лет).

Адаптация долгосрочных рынков к новым системным условиям

Долгосрочные рынки в настоящее время столкнулись с ещё одним серьёзным вызовом — несоответствием традиционных рыночных продуктов изменившейся структуре электроэнергетической системы (роста доли возобновляемых источников энергии с переменной выработкой электрической энергии), которое создаёт новые потребности в хеджировании и необходимость адаптировать существующие инструменты к новым реалиям.

Несоответствие традиционных продуктов новой структуре генерации

Фьючерсные и форвардные рынки впервые появились в эпоху, когда электроэнергия в основном производилась на крупных тепловых электростанциях. Такие станции могли регулировать свою выработку в зависимости от спроса: когда потребление росло, генераторы увеличивали производство, когда падало — снижали. Эта технологическая реальность определила структуру стандартных контрактов, которые предполагали предсказуемую выработку электроэнергии и стабильный спрос на неё.

Выработка ВИЭ зависит от погоды, что приводит к дефициту или избытку энергии по контрактам с фиксированным объёмом. Традиционное определение пиковых часов (приходящихся на день) устарело: из-за солнечной генерации пик спроса часто приходится на вечер.

В ответ на эти вызовы в некоторых регионах начали внедряться новые рыночные продукты, которые лучше отражают меняющиеся потребности в хеджировании. Набор доступных продуктов существенно различается в зависимости от рынка. Среди наиболее интересных примеров инноваций:

- Фьючерсы на солнечную энергию от оператора Иберийского энергетического рынка (OMIP) в Испании — это контракты, которые привязаны не к фиксированным часовым блокам, а к профилю выработки электроэнергии солнечными электростанциями. Например, контракт может охватывать только световые часы суток, причём объём поставки может быть привязан к прогнозируемой или фактической инсоляции. Такой подход позволяет производителям солнечной энергии хеджировать именно те риски, которым они реально подвержены, не беря на себя дополнительные риски, связанные с ночными часами, когда их станции всё равно не работают.
- Фьючерсы на утренний и вечерний пик, введённые в 2025 году Австралийской фондовой биржей (ASX) на утренний пик (с 6:00 до 9:00) и вечерний пик (с 16:00 до 21:00), отражают новые реалии австралийского рынка, где чистый спрос достигает максимумов именно в эти часы — утром, когда люди просыпаются и начинают потреблять электроэнергию, но солнечная генерация ещё не набрала полную мощность,

Таблица 2. Доступность фьючерсных контрактов на отдельных организованных торговых площадках в Европе, Японии, Австралии и некоторых американских рынках, в 2025 году

Рынок	Базовый	Пиковый	Вне пика	Пик в будний день/выходные	Выходные вне пиковой нагрузки	Утренний/вечерний пик	Солнечный
Австралия (NEM)	Да	Да	Нет	Нет	Нет	Да	Нет
Франция	Да	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет
Германия	Да	Да	Нет	Да	Нет	Нет	Нет
Великобритания	Да	Да	Нет	Нет	Нет	Да	Нет
Испания	Да	Да	Нет	Да	Нет	Да	Да
Япония	Да	Да	Нет	Да	Нет	Да	Нет
США CASIO	Нет	Да	Да	Да	Да	Да	Нет
США ERCOT	Нет	Да	Да	Да	Да	Да	Нет
США PJM	Нет	Да	Да	Да	Да	Нет	Нет

Источник: AEMO; Euronext; JPX; ERCOT; PJM; CAISO; ACER.

и вечером, когда солнце уже зашло, но активность потребителей ещё высока. Эти фьючерсы позволяют участникам более точно хеджировать риски в периоды наибольшей системной напряжённости.

- Внебиржевые форварды под конкретные профили выработки электрической энергии или её потребления, привязанные к определённому профилю, на которые участники могут заключать контракты. Такие контракты, хотя и менее стандартизированы и ликвидны, предоставляют максимальную точность хеджирования для тех, кто готов принять на себя соответствующие издержки.

Доступность разных типов фьючерсных контрактов представлена в таблице 2.

Согласование долгосрочных рынков с другими элементами системы

Долгосрочные рынки не функционируют изолированно. Для эффективной работы они должны быть согласованы с другими компонентами энергетической системы: краткосрочными (спотовыми) рынками, соседними региональными рынками, а также с дополнительными механизмами поддержки, такими как контракты на разницу или механизмы вознаграждения за мощность. В противном случае долгосрочные контракты могут создавать искажённые стимулы, а участники рынка будут сталкиваться с пробелами в хеджировании, снижающими эффективность их защиты от ценовых колебаний.

Согласование с краткосрочными рынками

Долгосрочные контракты снижают риск волатильности, которому подвержены участники краткосрочных рынков. Но влияют они на поведение участников по-разному.

Генераторы, работающие по *договорам купли-продажи электроэнергии с оплатой по факту выработки* (pay-as-produced PPA), получают фиксированную цену за каждый произведённый киловатт-час. В рамках таких контрактов у производителя, как правило, нет стимула оптимизировать время производства на основе краткосрочных рыночных цен, поскольку его вознаграждение не привязано напрямую к реальным системным условиям. Если в какой-то час спотовая цена оказывается отрицательной (что часто бывает в периоды избытка солнечной или ветровой генерации), производитель с PPA по факту выработки всё равно получает свою фиксированную цену и может продолжать генерировать, даже если это создаёт дополнительные издержки для системы.

При заключении *контракта с привязкой к сигналам на краткосрочном рынке* стороны договариваются о поставке некоторого условного объёма электроэнергии, который может не совпадать с тем, что реально производит электростанция. Расчёты по контракту производятся исходя из этого условного объёма, независимо от фактической выработки. Это означает, что производитель может продавать своё реальное электричество на спотовом рынке по текущим рыночным ценам, а по долгосрочному контракту

проводить лишь финансовые расчёты (разницу между контрактной и рыночной ценой). Именно такая структура присуща стандартным фьючерсам и форвардам, а также тем соглашениям о покупке электроэнергии (PPA), которые основаны на плоском или ступенчатом профиле объёма.

Региональная интеграция и хеджирование межрыночных различий

Ограниченная ликвидность на долгосрочных рынках не является проблемой, если участники торгуют на соседних, более активных рынках. Это позволяет эффективно управлять ценовыми рисками.

Например, в Европе многие участники хеджируют риски на немецком рынке с высокой ликвидностью и меньшими транзакционными издержками. Однако немецкая цена не всегда точно соответствует требованиям местных условий, что требует использования дополнительных инструментов хеджирования. Инструменты хеджирования ценовых разниц могут отличаться по срокам и в зависимости от географического рынка (например, в Австралии, Японии, США) и предназначены для управления разницей в ценах между регионами или узлами (таблица 3).

На многих рынках инструменты хеджирования имеют относительно короткий срок действия — до одного года. Это создаёт проблемы в хеджировании для участников, которые хотели бы зафиксировать межрыночные ценовые различия на более длительный период, соответствующий их инвестиционному горизонту.

Прозрачность ценовых сигналов на долгосрочных рынках

Форвардные контракты и соглашения PPA снижают прозрачность ценовых сигналов на рынках электроэнергии, так как их цены и объёмы часто остаются конфиденциальными.

В США нет обязательного раскрытия информации о PPA, данные публикуются по усмотрению участников. В ЕС данные о PPA направляются в ACER, но публикуются только сводные оценки. В Австралии и Японии также нет обязательного раскрытия информации, данные обрабатываются конфиденциально.

Даже если цены PPA были бы опубликованы, они малоинформативны без дополнительных данных об условиях контрактов в отношении сроков, объёмов, рисках и других параметрах.

Механизмы вознаграждения за мощность (Capacity Remuneration Mechanisms, CRM)

Долгосрочные контракты на рынках электроэнергии (фьючерсы, форварды, PPA) позволяют участникам хеджировать ценовые риски и обеспечивают предсказуемость доходов для инвесторов. Однако доходов от продажи электроэнергии не всегда достаточно для поддержания мощности, необходимой для удовлетворения пикового спроса или управления в чрезвычайных

Таблица 3. Характеристики межрыночных инструментов хеджирования ценовых разниц в разных юрисдикциях

Рынок	Инструмент	Тип хеджирования	Максимальное время торговли на перспективу (годы)	Максимальный срок действия контракта (годы)
Австралия (NEM)	Межрегиональный расчётный остаток (Inter-regional settlement residue)	Переход от зоны к зоне	3	<1
ЕС (за исключением Скандинавии)	Права на финансовую и физическую передачу (Financial and physical transmission rights)	Переход от зоны к зоне	1	1
Европа (Скандинавия)	Разница в ценах на электроэнергию по регионам (Electricity price area differentials)	Переход от зоны к хабу	4	1
Япония	Непрямые права на передачу (Indirect transmission rights)	Переход от зоны к зоне	<1	<1
США CASIO	Права на получение дохода от перегруженности (Congestion revenue rights)	От узла к узлу	1	10
США ERCOT	Права на получение дохода от перегруженности (Congestion revenue rights)	От узла к узлу	3	<1
США PJM	Расчётные права на передачу (Financial transmission rights)	От узла к узлу	3	1

Источник: AEMO; Euronext; JPX; ERCOT; PJM; CAISO; ACER.

ситуациях. В периоды аномально высокого спроса или аварийных отключений генерации цены на электроэнергию могут достигать экстремальных значений, при этом не гарантируя, что необходимые мощности будут физически доступны.

Для решения этих проблем во многих юрисдикциях были введены механизмы вознаграждения за мощность (Capacity Remuneration Mechanisms, CRM), обеспечивающие дополнительный, предсказуемый поток доходов для производителей электроэнергии и других ресурсов (например, систем накопления энергии или программ управления спросом) в обмен на обязательство доступности, в случае необходимости.

Основные проблемы механизмов вознаграждения за мощность

Хотя механизмы CRM широко используются на практике, они сталкиваются с рядом серьёзных проблем.

Во-первых, риск переплаты за «инфрамаржинальные» мощности (то есть за те, которые и без того были бы на рынке). Цель CRM — обеспечить наличие или сохранение тех мощностей, которых не существовало бы без этого механизма. Однако на практике часто трудно определить, действительно ли средства, получаемые в рамках CRM, направляются на создание и поддержание дополнительных мощностей или используются для содержания активов, которые и так оставались бы в эксплуатации. Переплата за «инфрамаржинальные» мощности ложится тяжёлым бременем на плечи потребителей.

Во-вторых, проблема физической доступности мощности в то время, когда она особенно необходима. Самый яркий пример — зимний шторм «Эллиотт» в PJM в декабре 2022 года, когда около 23 % мощностей системы не смогли обеспечить необходимую производительность. Многие электростанции просто не запустились или работали со сбоями из-за экстремально низких температур, что привело к чрезвычайным ситуациям в сети и значительным штрафам для не выполнивших обязательства производителей. Такие события подчёркивают разрыв между контрактными мощностями и реальной надёжностью системы: финансовая готовность не всегда означает физическую производительность, особенно во время стрессовых ситуаций.

В-третьих, проблема слишком высокой стоимости механизмов CRM для потребителей. По данным Европейского агентства по сотрудничеству энергетических регуляторов (ACER), общая стоимость CRM обошлась потребителям в Европейском союзе в 2020 году в сумму около 3 млрд долларов США. К 2024 году эта сумма увеличилась более чем вдвое, до 7 млрд долларов США. На рынке PJM (США) стоимость платежей за мощность выросла до 16,1 млрд долларов США за 2026/27 год с 7 млрд долларов США в 2020/21 году. Рост затрат вызывает обеспокоенность регуляторов и потребителей за рубежом.

В-четвёртых, использование CRM связано с проблемой неэффективности инвестиций. Хотя CRM повышает надёжность функционирования системы, этот механизм может вести к чрезмерным инвестициям и инвестициям в неэффективные проекты. Например, известны многие случаи, когда механизмы CRM, вознаграждая доступность, а не эффективность, заставляли отдавать предпочтение проектам с низкими капитальными затратами, но с высоким уровнем расхода топлива.

Наконец, в отличие от электроэнергии, которая потребляется напрямую, сравнительно легко измеряется, а спрос на неё определяется рынком, определение мощности и её измерение представляют проблему. Окончательное решение о величине спроса на мощность определяется, как правило, на административном уровне, а не рынком. То, как измеряется доступность мощности, какие штрафы накладываются за невыполнение обязательств, какой горизонт закупок выбран — все эти параметры существенно влияют на эффективность механизма, но тоже, как правило, определяются нормативными документами. В результате требуется тщательная калибровка и детализация законодательства, чтобы обеспечить достаточность ресурсов с минимальными затратами.

Типология механизмов вознаграждения за мощность: основанные на цене и на объёме

Механизмы CRM можно классифицировать по двум основным типам: основанные на цене и основанные на объёме. Эта классификация отражает, какой параметр устанавливается административно, а какой определяется рынком.

В *механизмах, основанных на цене (price-based CRM),* уровень платы за мощность устанавливается административно (регулятором или государственным органом), а объём мощности, который готовы предложить производители при этой цене, определяется рынком. Такие механизмы являются простыми и надёжными с административной точки зрения, характеризуются стабильностью и низкой волатильностью цен на мощность. Тем не менее есть и серьёзные недостатки. Так, если уровень платежей установлен слишком низко, система может испытывать дефицит мощности; если слишком высоко — по-

требители переплачивают, а в системе появляются избыточные, неэффективные мощности.

В *механизмах, основанных на объёме (volume-based CRM),* необходимых для соответствия стандарту надёжности, объём устанавливается заранее специализированным органом (как правило, системным оператором или регулятором), рынок определяет цену, по которой этот объём может быть закуплен.

Контракты на мощность могут заключаться через различные механизмы:

- Аукционы в рамках централизованных моделей рынков мощности (как, например, это происходит в Великобритании, на рынке PJM (США) и в Японии).
- Самостоятельное заключение контрактов между розничными поставщиками электрической энергии и поставщиками мощности в рамках децентрализованных моделей (как, например, это делают во Франции и на рынке CAISO в Калифорнии (США).
- Стратегические резервы, когда мощность законтрактовывается вне рынка и выводится из рыночного оборота, чтобы использоваться только в периоды дефицита (например, в Германии).

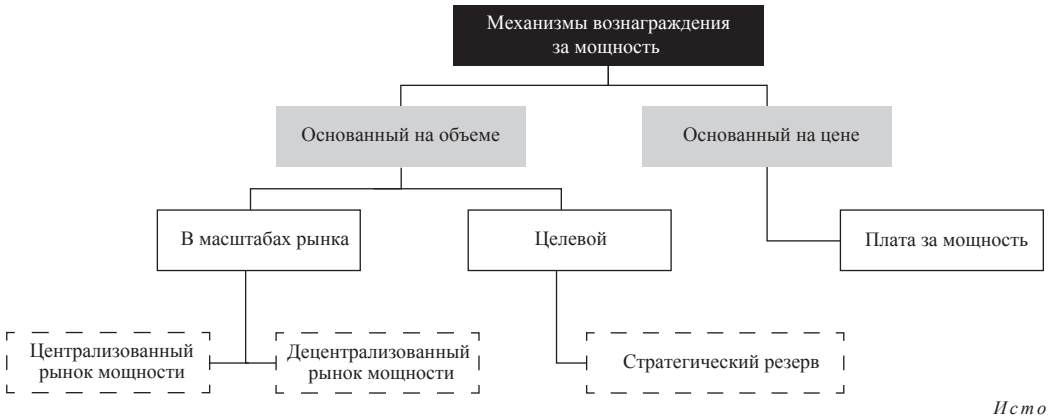
На рисунке 1 представлена классификация механизмов вознаграждения за мощность (CRM).

Многие регуляторы на развитых рынках и представители академической среды отдают предпочтение механизмам, основанных на объёме, отмечая их преимущества, что они гарантируют соответствие стандарту надёжности, способствуют конкуренции между производителями и помогают направлять инвестиции, раскрывая стоимость обеспечения надёжности. Среди недостатков чаще всего называют необходимость точных прогнозов спроса и надёжности. Так, например, в случае излишне консервативных прогнозов возникает риск избыточных закупок.

Помимо общей структуры (с основой на объём или на цену), механизмы CRM различаются ещё по нескольким ключевым параметрам. Эти параметры имеют важнейшее значение для эффективности механизма, стимулов к инвестициям, надёжности системы и степени рыночной интеграции. К ним относятся:

- Типы ресурсов, которые могут участвовать в механизме CRM (только традиционные электростанции, или также системы накопления энергии, программы управления спросом, импорт из соседних регионов). Расширение количества типов ресурсов, участвующих в механизме, снижает затраты, но усложняет администрирование.
- Сроки и частота аукционов.
- Временной горизонт, на который заключаются контракты (более длинные контракты дают больше определённости инвесторам, но снижают гибкость системы, создают риск консервации неэффективных и устаревших технологий). В некоторых странах контракты на мощность заключаются на год, в других — на несколько лет, а в отдельных случаях — на 10 и более лет.
- Возможности иностранного участия. Этот критерий особенно актуален для европейских стран, где электроэнергетические системы тесно связаны межсетевыми соединениями. Трансграничное участие может снизить затраты, но требует сложной координации между разными юрисдикциями.

Практика за рубежом существенно различается по всем этим параметрам. Нет единой «правильной» модели — выбор конкретных па-



Источник: МЭА

Рис. 1. Классификация механизмов вознаграждения за мощность, применяемых за рубежом

раметров зависит от структуры рынка, состава генерации, степени интеграции с соседями и политических приоритетов.

Распространение механизмов CRM и тенденции развития

Распространённость механизмов вознаграждения за мощность, главным образом в форме рынков мощности, неуклонно росла в течение двух последних десятилетий (с 3 в 2004 году до 15 в 2024 году). На рисунке 2 показано, как менялось число юрисдикций, внедривших CRM.

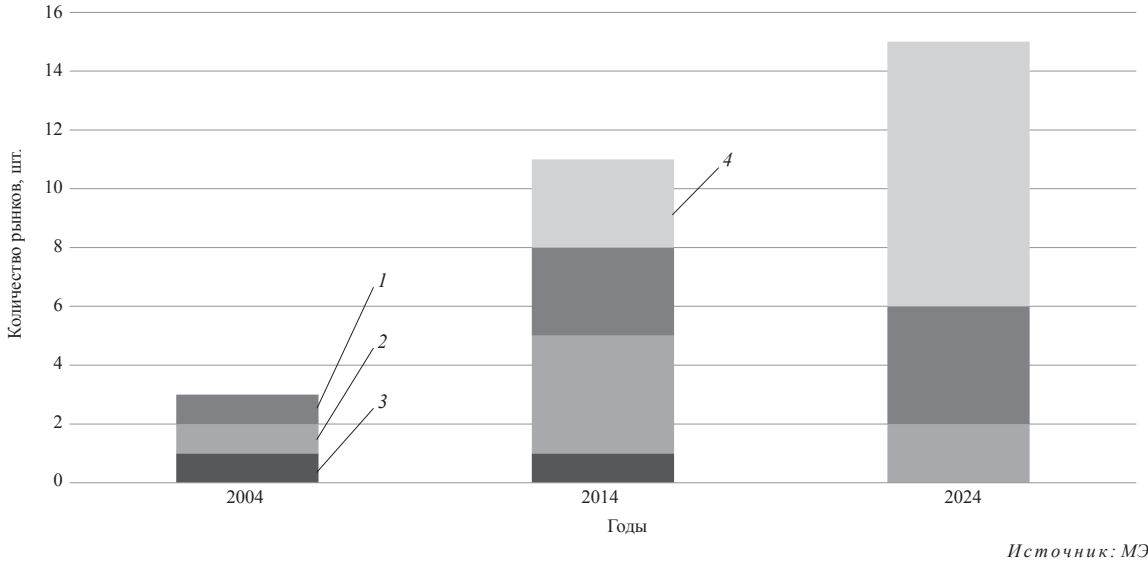
Пионерами в этой области стали рынки электроэнергии США, внедрившие механизмы CRM ещё в начале 2000-х годов. Европейские страны начали внедрять их в 2010-х годах, столкнувшись с проблемами обеспечения надёжности при растущей доле возобновляемых источников энергии. За ними последовали другие регионы в 2020-х годах, включая Японию, которая запустила свой рынок мощности в 2020 году. В целом, во многих юрисдикциях наблюдается постепенный переход от стратегических резервов (более простой и дешёвый, но пассивный механизм) к полноценным рынкам мощности (более сложные, но активные и дающие более чёткие инвестиционные сигналы).

По состоянию на конец 2025 года ряд стран рассматривали возможность внедрения механизмов CRM. К ним относятся Испания, которая имеет ограниченное межсетевое соединение со своими соседями, и Германия, которая исторически полагалась на механизм стратегического резерва мощности, но теперь обсуждает переход к более рыночной модели.

Интерес к рынкам мощности ещё больше вырос в свете опыта недавнего европейского энергетического кризиса, когда потребители сталкивались с длительными периодами высоких и нестабильных цен на электроэнергию, что вызывало их беспокойство и раздражение. Политики, пытаясь затушить возмущение, вводили меры по ограничению или снижению спотовых цен. Однако такое вмешательство искажает рыночные сигналы, что приводит к неопределённости с будущими инвестициями и перспективами развития энергосистемы в целом. В этой ситуации механизмы CRM представляются совершенно необходимыми для обеспечения долгосрочных инвестиционных сигналов и оценки достаточности ресурсов.

Альтернативы формальным механизмам вознаграждения за мощность (CRM)

Важно отметить, что некоторые наблюдатели любят приводить в пример юрисдикции, которые якобы полагаются исключительно на рынок без государственного вмешательства. Часто в качестве примеров называют Национальный рынок электроэнергии Австралии (NEM) и Совет по надёжности электроснабжения Техаса (ERCOT). Но при более пристальном взгляде



Источник: МЭА

Рис. 2. Динамика числа рынков электроэнергии с механизмами оплаты мощности в Европе, Соединённых Штатах Америки, Австралии и Японии в разбивке по типам, в период с 2004 по 2024 год

1 — прочие платежи за мощность; *2* — стратегический резерв; *3* — децентрализованный рынок мощности; *4* — централизованный рынок мощности

выясняется, что на практике, они не являются «чистыми энергетическими» рынками в том смысле, что они не полагаются полностью исключительно на спотовые цены для стимулирования инвестиций.

Хотя они действительно формально не используют механизмы CRM, они тем не менее полагаются на альтернативные административные механизмы поддержания надёжности. В этих схемах используется ценообразование в условиях дефицита (scarcity pricing) для стимулирования инвестиций в мощности, в то время как достаточность ресурсов обеспечивается другими рыночными, политическими и регуляторными механизмами.

Например, в австралийском NEM действуют сразу несколько административных механизмов вместо использования формального механизма вознаграждения за мощность (CRM):

- схема инвестиций в мощности (Capacity Investment Scheme);
- трейдер резервов надёжности и аварийных ситуаций (Reliability and Emergency Reserve Trader);
- обязательства розничных продавцов по обеспечению надёжности;
- схемы поддержки на уровне штатов.

Аналогично, ERCOT не является «чисто рыночной» структурой — там тоже существуют административные механизмы поддержки, включая закупки вне рынка (out-of-market procurement) и программы реагирования на спрос.

Важно отметить, что проблема обеспечения достаточности ресурсов является общей для всех электроэнергетических систем, независимо от того, есть ли в них формальный CRM или нет. Разные юрисдикции находят всевозможные способы её решения, и выбор конкретного подхода зависит от местных условий и традиций.

Новые механизмы поддержки гибкости

Механизмы вознаграждения за мощность (CRM) обеспечивают достаточность ресурсов в энергосистеме, но не гарантируют её гибкости. Гибкость — это способность системы быстро и экономически эффективно реагировать на колебания спроса и предложения. В системах с возобновляемыми источниками энергии гибкость критически важна. В традиционных системах для обеспечения гибкости используется управляемая генерация. В системах с большой долей возобновляемых источников энергии (ветер, солнце) существует зависимость от метеоусловий, и система теряет гибкость. Для поддержания баланса в системе теперь нужны:

- системы накопления энергии (батареи, гидроаккумулирующие станции);
- механизмы управления спросом;
- умные сети и автоматизация для быстрого балансирования.

Однако рынки сами по себе не всегда в состоянии стимулировать привлечение инвестиций в эти ресурсы из-за несовершенства ценовой политики и неопределённостей с окупаемостью инвестиций. Поэтому в последние годы на многих энергетических рынках появляются механизмы для обеспечения надёжности поставок электроэнергии и снижения волатильности цен (механизмы поддержки гибкости).

С 2022 года всё большее количество регуляторов стало обращать внимание на них. И уже к 2025 году на 15 энергетических рынках в Европе, Японии, Австралии (NEM) и США были внедрены механизмы поддержки гибкости. Большинство из них включают технологии хранения электроэнергии. Примерами могут служить:

- схема инвестиций в мощность с поддержкой накопителей в Австралия (NEM);
- программы субсидирования установки аккумуляторов для стабилизации снабжения в Япония;
- программы стимулирования строительства самостоятельной генерации на рынках CAISO (в Калифорнии, США);
- программы развития и внедрения технологий долгосрочного хранения энергии в Великобритании.

Некоторые схемы включают меры поддержки реагирования на спрос. Например, во Франции контракт на реагирование на спрос построен по модели контрактов на разницу цен (Contracts for Difference, CfD).

Типы механизмов поддержки гибкости

Механизмы поддержки гибких предложений сильно различаются в зависимости от юрисдикции и зависят от готовности выделять необходимые денежные средства из государственного бюджета: чем выше поддержка, тем ниже риски для инвесторов, но выше нагрузка на бюджет.

Основные подходы для поддержки гибкости за рубежом включают в себя:

1. Инвестиционные гранты, которые представляют собой субсидии на капитальные затраты. Они используются в Испании, Италии, Литве, Венгрии и Словакии. Как показывает практика, такие гранты действительно до некоторой степени снижают барьеры в краткосрочном периоде, но остаётся проблема долгосрочной доходности, которая тормозит привлечение инвестиций.

2. Механизмы «ограничения максимального и минимального уровня доходов» (cap-and-floor), в рамках которых устанавливается минимальный и максимальный уровни доходов. Государство компенсирует разницу при низких доходах и изымает излишки при высоких. Такой механизм, например, используется в Великобритании.

3. Модели установления «минимальной доли», в рамках которой определена минимальная доля мощности, приходящаяся на гибкие (надёжные) ресурсы. Эта модель используется в Австралии.

4. Гибридные модели, в которых механизмы государственных грантов используются вместе с контрактами на разницу цен или другими механизмами для повышения эффективности. Такие модели характеризуются сложностью администрирования.

Регуляторы и законодатели предпринимают попытки создать такую нормативную базу, которая исключала бы неэффективное использование бюджетных средств, но гарантировало бы наличие на рынке действующих механизмов обеспечения и повышения гибкости.

Появление и распространение механизмов поддержки гибкости — фундаментальное изменение на современных энергетических рынках. С ростом доли переменных возобновляемых источников энергии потребность в них будет только возрастать.

Заключение

Современные зарубежные механизмы торговли мощностью и электрической энергией представляют собой многоуровневую систему, сочетающую краткосрочные и долгосрочные инструменты. Долгосрочные контракты, такие как форварды, фьючерсы и соглашения о покупке электроэнергии, обеспечивают предсказуемость денежных потоков, снижают премии за риск и уменьшают стоимость финансирования капиталоёмких проектов. Однако их эффективность ограничивается неоднородной ликвидностью, которая выступает центральным условием надёжного ценообразования и хеджирования.

Ключевым структурным дисбалансом таких механизмов является «разрыв в сроках» между потребностями продавцов в многолетней стабильности доходов и готовностью покупателей принимать краткосрочные ценовые обязательства, что сдерживает развитие внебиржевого и биржевого сегментов. Дополнительным барьером является ограниченный доступ малых и средних участников к долгосрочным контрактам вследствие жёстких требований к обеспечению гарантий и кредитоспособности, а также высокой сложности индивидуальных переговоров.

Адаптация рынков к новой структуре генерации с преобладанием возобновляемых источников энергии требует пересмотра традиционных продуктов хеджирования и внедрения инструментов, учитывающих переменный профиль выработки электроэнергии. Одновременно возрастает потребность в согласовании долгосрочных контрактов со спотовыми рынками, межрегиональной интеграции и повышении прозрачности ценовых сигналов.

Механизмы вознаграждения за мощность, получившие широкое распространение, решают задачу обеспечения ресурсной достаточности, но сопряжены с рисками переплаты из-за риска неэффективности инвестиций и расхождения между контрактной и реальной физической доступностью.

В ответ на рост доли переменной генерации в дополнение к механизмам вознаграждения за мощность на энергетических рынках предъявляется спрос на новые инструменты поддержки гибкости, которые основываются на инвестиционных грантах, хорошо известных механизмах ограничения доходов и комбинированных моделях. Появление и востребованность таких механизмов знаменует эволюцию рыночного дизайна в сторону активного стимулирования системной надёжности.

Список использованной литературы

1. *AEMO* Guide to the Settlements Residue Auction. — URL: https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/market-operations/settlements-and-payments/settlements/settlements-residue-auction/guide-to-settlements-residue-auction (дата обращения: 28.05.2026).
2. *Australian* Energy Regulator. Wholesale Electricity Market Performance Report. 2024. — Canberra: AER, 2024. — URL: https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance (дата обращения: 28.05.2026).
3. *Australian* Securities Exchange. Evolving Markets, Emerging Tools: Building the Future of Energy Trading in Asia-Pacific. — Sydney: ASX, 2025. — URL: https://www.asx.com.au/blog/future-of-energy-trading-in-asia-pacific (дата обращения: 28.05.2026).
4. *Australian* Securities Exchange. ASX Australian Electricity Derivatives Product fact Sheet. June 2025. — ASX, 2025. – URL: https://www.asx.com.au/markets/trade-our-derivatives-market/overview/energy-derivatives/electricity (дата обращения: 28.05.2026).
5. *CAISO* Congestion Revenue Rights. — CAISO, 2025. — URL: https://www.caiso.com/library/con-

formed-fifth-replacement-california-iso-tariff-section-36 (дата обращения: 28.05.2026).
6. *Moreno* A. ERCOT CRR Market Overview. — URL: https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/ERCOTPresentation-CongestionRevenueRightsEnhancementsWorkingGroup — Apr1–2025.pdf (дата обращения: 28.05.2026).
7. *ERCOT*. 2025. — URL: https://stakeholdercenter.caiso.com/StakeholderInitiatives/Congestion-revenue-rights-enhancements (дата обращения: 28.05.2026).
8. *Euronext.* Contract Specifications Power Derivatives. 2025. — URL: https://live.euronext.com/en/resources/contracts-specifications/power-derivatives-futures-epad (дата обращения: 28.05.2026).
9. *European* Energy Exchange Power Futures. — EEX, 2025. — URL: https://www.eex.com/en/markets/power/power-futures (дата обращения: 28.05.2026).
10. *European* Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Market Monitoring Report 2024: Electricity and Gas Wholesale Markets. — Ljubljana: ACER, 2024. — URL: https://www.acer.europa.eu (дата обращения: 28.05.2026).
11. *Intercontinental* Exchange Products — Futures & Options. — ICE, 2025. — URL: https://www.ice.com/products/Futures-Options/Energy/Electricity (дата обращения: 28.05.2026).
12. *International* Energy Agency. Electricity Market Design. — Paris: IEA, 2025. — URL: https://www.iea.org/reports/electricity-market-design (дата обращения: 28.05.2026).
13. *Japan* Electric Power Exchange (JEPX) Overview. — JPX, 2024. — URL: https://clientportal.jpx.co.jp/jpxjoinEN/s/news/japan-electric-power-exchange-jepx-overview-20240404-commodities-tips-MCDXMGIYYHO5DQFJN3TDZSSSXMIM (дата обращения: 28.05.2026).
14. *Operador* do Mercado Ibérico de Energia Power Derivatives Portfolio. — OMIP, 2025. — URL: https://www.omip.pt/en/electricity (дата обращения: 28.05.2026).
15. *PJM* ARR FTR Markets Overview. — PJM, 2025. — URL: https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/PJMPresentation-CongestionRevenueRightsEnhancementsWorkingGroup -Apr1–2025.pdf (дата обращения: 28.05.2026).

УВАЖАЕМЫЕ АВТОРЫ!

Редакция журнала «Электрические станции» принимает статьи в журналы **только** через сайты:

- журнал «Электрические станции» — www.elst.energy-journals.ru
- журнал «Энергохозяйство за рубежом» —www.ehz.energy-journals.ru.

Пожалуйста, зарегистрируйтесь как автор на сайте и передайте статью, следуя пошаговой инструкции. Если что-то не будет получаться, обращайтесь на электронную почту редакции: el-stantsii@yandex.ru.

Передав статью через сайт, вы будете наблюдать весь путь прохождения своей статьи от рецензии до вёрстки! Вы сможете внести правки после редактирования, посмотреть вёрстку и сделать свои замечания, предложения и др.

Редакция

Модельные исследования работы микросети с системой управления[1]

• **Чаплин А.Г., ООО «ЦЭИР», Москва**

Одной из тенденций развития современной мировой энергетики является децентрализация производства электроэнергии с использованием микросетей. Микросеть (также используется термин микрогрид (от англ. microgrid)) — это энергосистема, снабжающая потребителей электроэнергией непосредственно на месте их расположения. Как правило, в её состав входят источники энергии (в т.ч. возобновляемые), устройства для накопления энергии, локальные потребители. Микросеть может работать как автономно, так и в составе более крупной энергосистемы.

В статье представлен опыт специалистов компании «ИОНИК Инжиниринг» исследования микросети с системой управления производством, распределением и потреблением электроэнергии — «автономной многофакторной системы управления потоками энергии» (AmEFC).

Основные компоненты микросети и принципы управления

В состав микросети входят:

- возобновляемые источники энергии (ВИЭ);
- системы накопления энергии;
- распределительная сеть с преобразователями электрического тока;
- потребители энергии;
- аварийные источники энергии.

Структурная схема микросети с системой управления представлена на рис. 1.

В микросети используются ВИЭ двух типов: панели солнечных батарей и ветряные турбины вертикального типа. Предусматривается использование солнечных панелей с перовскитовыми элементами, имеющих повышенный коэффициент полезного действия (КПД). Модульная конструкция панелей позволяет менять масштаб солнечной электростанции в зависимости от условий применения.

Конструкция ветряных турбин с вертикальной осью (VAWT) обеспечивает пониженный уровень шума, а размещение на уровне земли упрощает и удешевляет техническое обслуживание. Кроме того, такие турбины способны работать в условиях сильного порывистого ветра, обеспечивая выработку энергии, когда обычные турбины могут давать сбои. Построение VAWT также предполагается модульным, что обеспечивает возможности расширения в будущем.

Производство энергии ВИЭ непостоянно, поэтому в микросети необходимы накопители энергии. Для этого предусматривается использование аккумуляторных батарей и локальных гидроаккумулирующих электростанций (мини-ГАЭС). Мини-ГАЭС включает в себя насос, расположенный на некоторой высоте резервуар для воды и гидротурбину с генератором. В периоды, когда ВИЭ вырабатывают избыточную энергию, насос перекачивает воду в резервуар. В периоды, когда потребителям не хватает энергии, вода сливается из резервуара и вращает гидротурбину с генератором.

Солнечные панели, ветряные турбины и аккумуляторы вырабатывают постоянный ток, а для энергоснабжения потребителей нужен переменный. Для преобразования рода тока используются специальные преобразователи — инверторы. ВИЭ, аккумуляторы и инверторы объединены шиной постоянного тока. В свою очередь, все инверторы и потребители объединены сетью переменного тока.

В рассматриваемой микросети потребители электроэнергии разделены на две категории: обычные и ответственные. Для электроснабжения ответственных потребителей предъявляются особые требования к надежности. К таким потребителям относятся оборудование и инфраструктура, требующие круглосуточного бесперебойного электроснабжения, например, системы жизнеобеспечения в медицинских учреждениях, аварийное освещение, системы связи. Обычные потребители вносят основной вклад в суточное потребление электроэнергии. Это ежедневно работающие электроприборы и системы: освещение, вентиляция и кондиционирование, бытовая техника и т.д. Для таких потребителей обеспе-

[1] Статья подготовлена по материалам статьи «Autonomous Multi-Factor Energy Flows Controller (AmEFC): Enhancing Renewable Energy Management with Intelligent Control Systems Integration» Dimitrios Vezeris, Maria Polyzoi, Georgios Kotakis, Pagona Kleitsiotou, Eleni Tsotsopoulou. // Energy and Power Engineering, 2023, 15, 399–442.

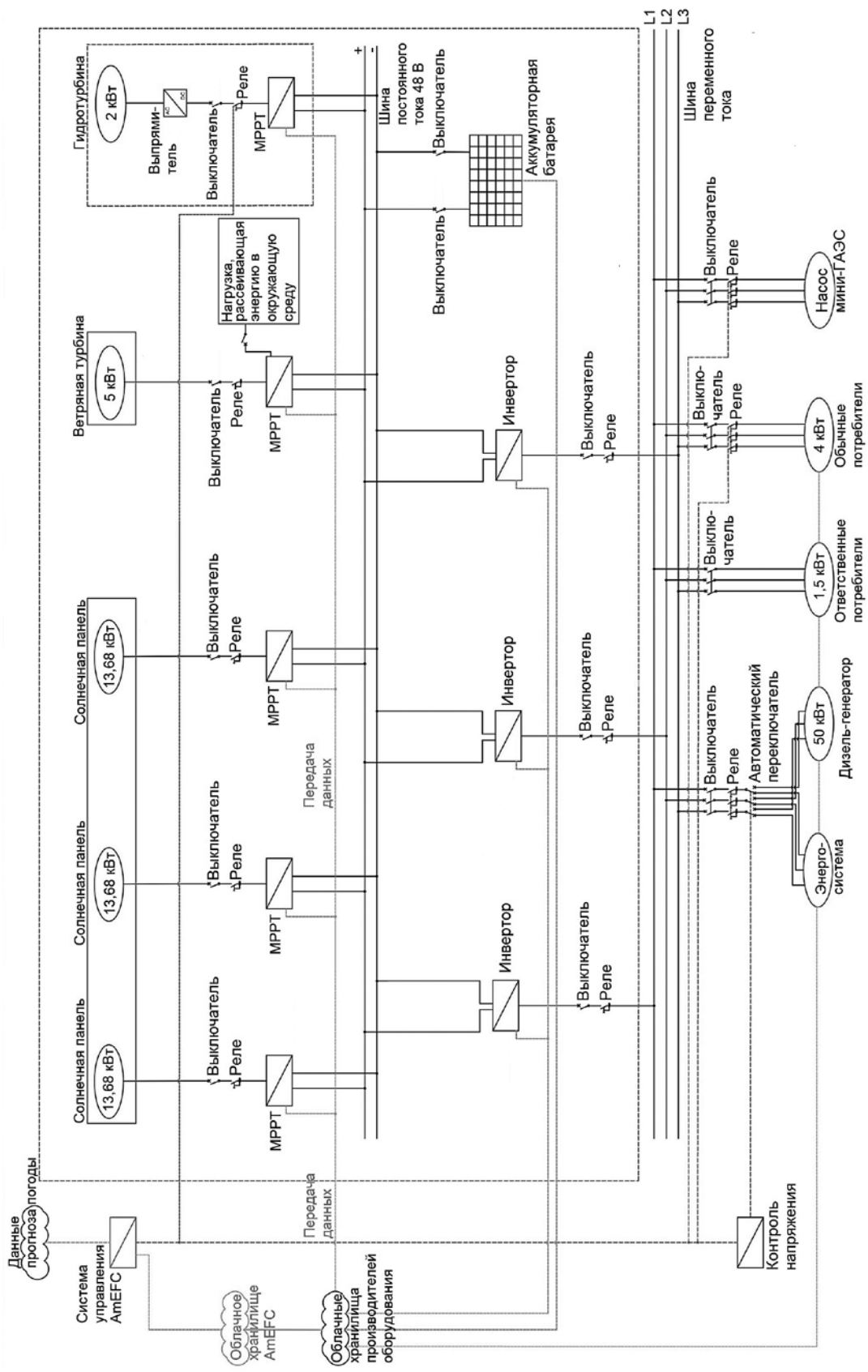


Рис. 1. Структурная схема микросети с системой управления

чение круглосуточного электроснабжения также важно, но в случаях, когда производство энергии не успевает за ростом потребления, приоритетным становится энергоснабжение ответственных потребителей.

Каждый из ВИЭ оснащен т.н. системой отслеживания режима максимальной производительности (MPPT). Такие системы должны обеспечивать оптимальный (с точки зрения выработки энергии и КПД) режим работы ВИЭ в каждый момент времени.

Аккумуляторные батареи оснащаются локальной системой управления (BMS), которая контролирует основные параметры: напряжение, силу тока и температуру, управляет процессами заряда и разряда, не допуская избыточного заряда и чрезмерного разряда батарей, за счёт чего обеспечивается КПД батареи и продлевается её срок службы.

Если выработка энергии в микросети превышает потребление, то избыток энергии используется для заряда аккумуляторных батарей. Если аккумуляторные батареи полностью заряжены, а выработка избыточной энергии сохраняется, то предлагается использовать избыточную энергию для наполнения резервуара мини-ГАЭС.

Если микросеть работает в составе более крупной энергосистемы, то микросеть может как потреблять, так и отдавать энергию во внешнюю сеть. При низкой выработке энергии ВИЭ или при резком увеличении нагрузки потребителей микросеть забирает энергию из внешней сети. За счёт этого не нарушается внутренний энергетический баланс микросети, не нарушается работа потребителей. В свою очередь, если в микросети имеется избыток энергии, то она может передаваться во внешнюю сеть. Такой механизм не только оптимизирует распределение энергии на местном уровне, но и делает более надежной работу большой энергосистемы, повышая устойчивость, адаптивность и экологичность всего энергетического комплекса.

В некоторых случаях внешняя энергосистема не может выступать в качестве надежного источника энергии, например, при масштабных отключениях энергии или в удалённых районах. В таких случаях в качестве вспомогательного источника энергии используется дизель-электрический генератор, который может быть оперативно включен при дефиците энергии, обеспечивая надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей.

Программное и аппаратное обеспечение системы

Центральным узлом системы управления микросетью (автономной многофакторной системы управления AmEFC) является программное обеспечение различных уровней и компонентов этой системы.

Такие элементы микросети как MPPT, инверторы, BMS передают в режиме реального времени данные о работе оборудования в облачные хранилища производителей оборудования. Этот постоянный поток информации в каждый момент времени даёт представление о состоянии, показателях работы и возможностях оптимизации работы микросети. Также этот массив данных хранится в централизованной облачной базе системы управления. В ней систематизируется и хранится вся информация, начиная от уровней воды в резервуарах, архива данных о нагрузках ответственных и обычных потребителей, архива данных избытков мощности до подробных данных о прогнозе погоды.

Информация из базы данных используется в AmEFC для управления процессами и принятия решений. За счёт использования методов оптимизации определяется оптимальное распределение энергетических потоков (OPF) в сети, тем самым обеспечивается эффективная работа оборудования с выдачей требуемой мощности потребителям.

Поимо решений на базе традиционных алгоритмов, в AmEFC применяются методы обучения с подкреплением (RL-методы). За счёт использования накопленных данных, выявления закономерностей, адаптации к новым ситуациям RL-методы могут принимать прогнозирующие и упреждающие решения. Например, основываясь на данных прогноза погоды и архивных данных о потреблении энергии, система может оптимизировать запас энергии в батареях в преддверии пасмурного дня для обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей.

За счёт сочетания различных методов AmEFC не только реагирует на отклонения, но и формирует упреждающие воздействия. Система постоянно принимает решения в режиме реального времени для оптимального управления потоками энергии с учетом возможностей перенаправления избыточной энергии на ГАЭС, потребления энергии из внешней сети во время пиков нагрузки или оптимизации циклов зарядки аккумулятора на основе прогнозов погоды.

Результирующим воздействием AmEFC на объект управления являются формирующиеся с помощью промежуточных реле команды

управления коммутационной аппаратурой, выполняющей отключения и подключения элементов микросети: источников и накопителей энергии, потребителей.

Моделирование работы микросети

Для представленной выше микросети в среде MATLAB Simulink была разработана математическая модель. В модели учтены:

- ВИЭ (солнечные батареи, ветряные турбины);
- ГАЭС;
- аккумуляторные батареи с BMS;
- потребители электроэнергии;
- шина постоянного тока и преобразователи постоянного тока в переменный;
- управление работой источников, накопителей и потребителей электроэнергии;
- информационное взаимодействие и энергообмен с основной электрической сетью.

В модели солнечной батареи были учтены: энергетическая экспозиция конкретных условий работы (энергия солнечного излучения на единицу площади за определённый промежуток времени), температурные условия и др.

В модели ветряной турбины с вертикальной осью реализован процесс преобразования энергии ветра в электрическую энергию, задаются скорость ветра и характеристики турбины. В модели реализовано преобразование с помощью универсальной мостовой схемы переменного тока синхронного генератора с постоянными магнитами (PMSG) в постоянный ток со стабилизированным напряжением 48 В.

В модели ГАЭС отражены работа насоса, перекачивающего воду на высоту, и выработка электроэнергии за счёт гравитационного движения воды.

В модели аккумуляторной батареи учтены емкость аккумулятора, уровень заряда, скорость разряда/подзарядки и контроль технического состояния оборудования с помощью BMS.

В модели потребителей учтена возможность их отключения / подключения.

Входные параметры модели:

- характеристика солнечного излучения;
- температура окружающей среды;
- скорость ветра;
- начальный уровень заряда аккумуляторной батареи;
- параметры ответственных и обычных потребителей.

Выходные параметры модели:

- производство/потребление энергии за период времени с разбивкой по компонентам модели;
- уровень заряда аккумуляторной батареи;
- уровень воды в резервуаре ГАЭС (запас энергии в кВт·ч);
- состояние ответственных и обычных потребителей (подключены/отключены);
- параметры взаимодействия сетей (энергия, передаваемая или потребляемая внешней энергосистемой).

Центральное место в модели занимает система управления AmEFC. Её задача — обеспечение бесперебойного энергоснабжения ответственных потребителей. AmEFC оценивает данные, поступающие в режиме реального времени из взаимосвязанных компонентов модели. Совмещение полученных данных с работой сложных алгоритмов позволяет принимать мгновенные решения по распределению энергии. Эти решения касаются хранения и использования электроэнергии, выбора режима работы ВИЭ, необходимости отключения потребителей и взаимодействия с электрическими сетями.

Цель моделирования — проверить надежность работы системы при энергоснабжении потребителей и возможность эффективного использования избыточной энергии с помощью ГАЭС.

Начальные условия моделирования: AmEFC в работе, ВИЭ вырабатывают энергию. Если выработка энергии превышает нагрузку потребителей и энергию, необходимую для оптимального заряда аккумулятора, то это фиксируется как избыток энергии. При выявлении избытка AmEFC включает насос, перекачивающий воду в резервуар ГАЭС. Когда энергии ВИЭ становится недостаточно, и аккумулятор начинает разряжаться для энергоснабжения потребителей, BMS в режиме реального времени предоставляет данные о степени заряда аккумулятора. Как только степень разряда аккумулятора достигает определённого значения, AmEFC запускает турбину ГАЭС для выработки электроэнергии.

Критерии оценки работы AmEFC:

- обеспечение непрерывной работы потребителей за весь период моделирования;
- эффективность преобразования избыточной электроэнергии в потенциальную и обратно;
- маневренность и гибкость системы при определении потребности в источниках и накопителях энергии, переключениях между различными источниками энергии и накопителями.

Сценарии моделирования

Адаптивность и эффективность работы системы с солнечными батареями и ветряными турбинами наиболее наглядно можно проверить

при её работе в различных погодных условиях. Для этого в сценариях моделирования учитывались два ключевых фактора: интенсивность солнечного излучения и скорость ветра. Для проведения исследований для каждого фактора были выделены три уровня, которые представлены в таблице.

Уровни солнечного излучения и скорости ветра, рассмотренные при моделировании

Уровни	Солнечное излучение	Скорость ветра
A	солнечный день	день с сильным ветром
B	умеренно солнечный день	день с умеренным ветром
C	малосолнечный день	день со слабым ветром

Моделирование проводилось на недельном интервале времени, при этом упор был сделан на охват множества вариантов условий окружающей среды путем сочетания представленных выше уровней солнечного излучения и скорости ветра. Для моделирования была составлена последовательность различных вариантов погоды в течение недели:

- 1-й день: солнечно (A) в сочетании с сильным ветром (A);
- 2-й день: солнечно (A) в сочетании с умеренным ветром (B);
- 3-й день: умеренно солнечно (B) в сочетании с сильным ветром (A);
- 4-й день: умеренно солнечно (B) в сочетании с умеренным ветром (B);
- 5-й день: малосолнечно (C) в сочетании с сильным ветром (B);
- 6-й день: малосолнечно (C) в сочетании с умеренным ветром (B);
- 7-й день: умеренно солнечно (B) в сочетании со слабым ветром (C).

Для проверки эффективности и адаптивности системы управления AmEFC в различных условиях работы модельные исследования были проведены в нескольких сценариях.

1-й сценарий: изолированная работа микросети без использования данных прогноза погоды и без ГАЭС. Это начальный, базовый сценарий, в котором микросеть работает изолированно от энергосистемы, не получая каких-либо внешних данных, в том числе данных прогноза погоды. Основная задача системы управления AmEFC в этом сценарии — управлять производством энергии ВИЭ и накапливать избыточную энергию с помощью аккумуляторных батарей. В этом сценарии проводится проверка возможности управления производством и распределе-

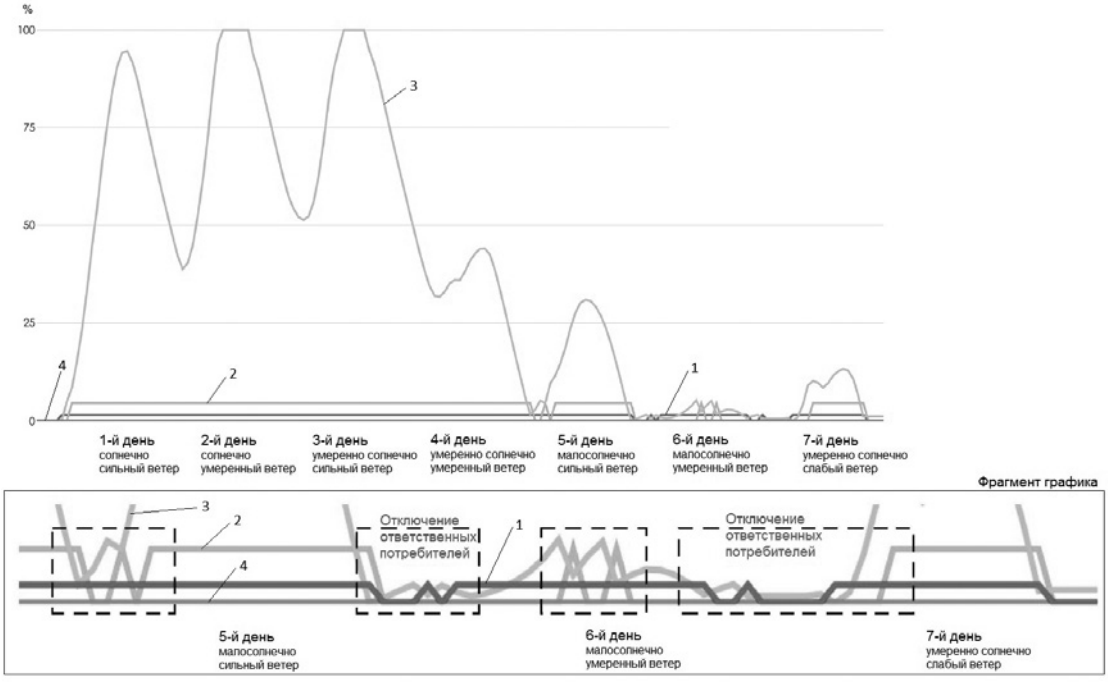


Рис. 2. Графики расхода и потребления энергии (1-й сценарий моделирования)
1 — ответственные потребители, 1,5 кВт; *2* — обычные потребители, 4 кВт; *3* — аккумуляторная батарея, 100 кВт·ч; *4* — резервуар ГАЭС, 4 кВт·ч

нием энергии в автономном режиме работы. Без использования данных прогноза погоды, а также без накопления энергии с помощью ГАЭС не обеспечивается бесперебойное энергоснабжение ответственных потребителей, происходят частые отключения (см. рис. 2).

2-й сценарий: изолированная работа микросети без использования данных прогноза погоды. Этот сценарий аналогичен 1-му с одним отличием: AmEFC может использовать избыточную энергию для наполнения резервуара ГАЭС. В таком сценарии без использования данных прогноза погоды, даже с возможностью накопления энергии с помощью ГАЭС, также не обеспечивается бесперебойное энергоснабжение ответственных потребителей (см. рис. 3).

3-й сценарий: изолированная работа микросети с использованием данных прогноза погоды. По сравнению с предыдущим сценарием, этот сценарий дополнен использованием данных прогноза погоды в режиме реального времени. Благодаря этому дополнению AmEFC не только управляет производством и хранением энергии, но и заблаговременно корректирует стратегию распределения энергии. Прогнозируя потенциальный дефицит или переизбыток энергии на основе данных прогноза погоды, система управления может обеспечить бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей. При этом система может принимать решения о временном отключении обычных потребителей для экономии энергии в прогнозируемые периоды низкой выработки энергии (см. рис. 4).

4-й сценарий: работа микросети в составе энергосистемы. Последний и наиболее сложный сценарий моделирования предусматривает возможность подключения микросети к более крупной сети. В этом случае система управления AmEFC в динамическом режиме управляет избытком энергии, принимая решения о том, накапливать ли энергию с помощью ГАЭС или продавать ее обратно в сеть. Основная цель — обеспечение бесперебойного энергоснабжения всех потребителей с получением двойной выгоды за счёт накопления энергии и потенциального получения дохода за счет продажи энергии. В этом сценарии демонстрируются возможности AmEFC при работе в более комплексном энергетическом ландшафте, где микросети могут тесно взаимодействовать с инфраструктурой более крупных энергосистем.

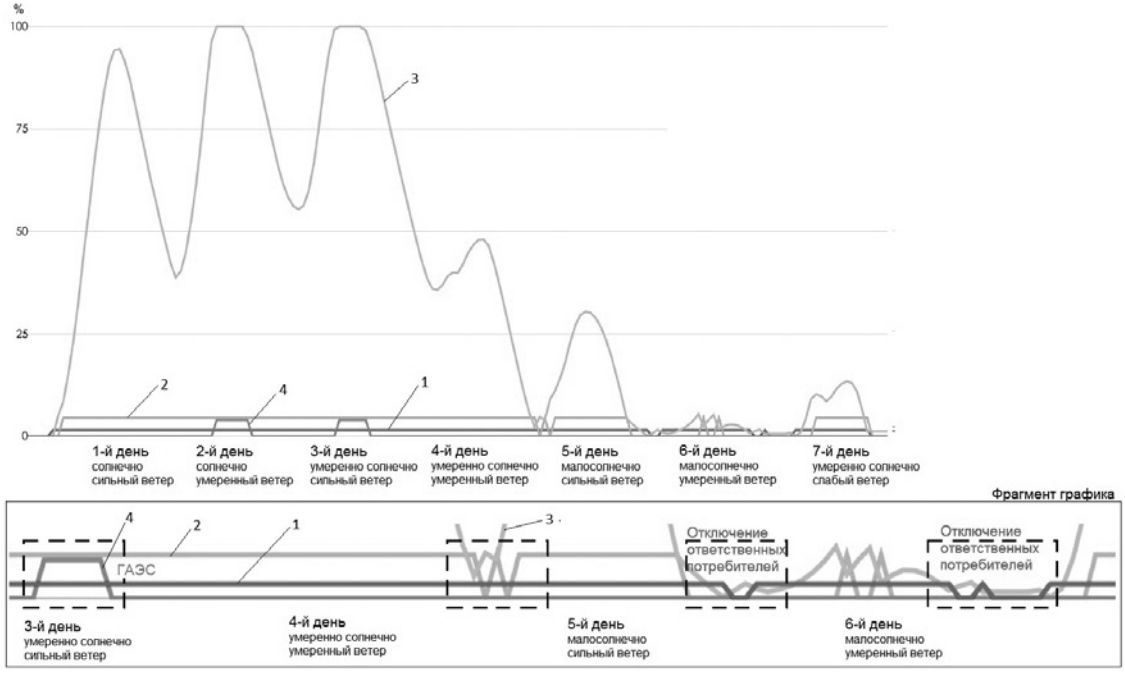


Рис. 3. Графики расхода и потребления энергии (2-й сценарий моделирования)

1 — ответственные потребители, 1,5 кВт; *2* — обычные потребители, 4 кВт; *3* — аккумуляторная батарея, 100 кВт·ч; *4* — резервуар ГАЭС, 4 кВт·ч

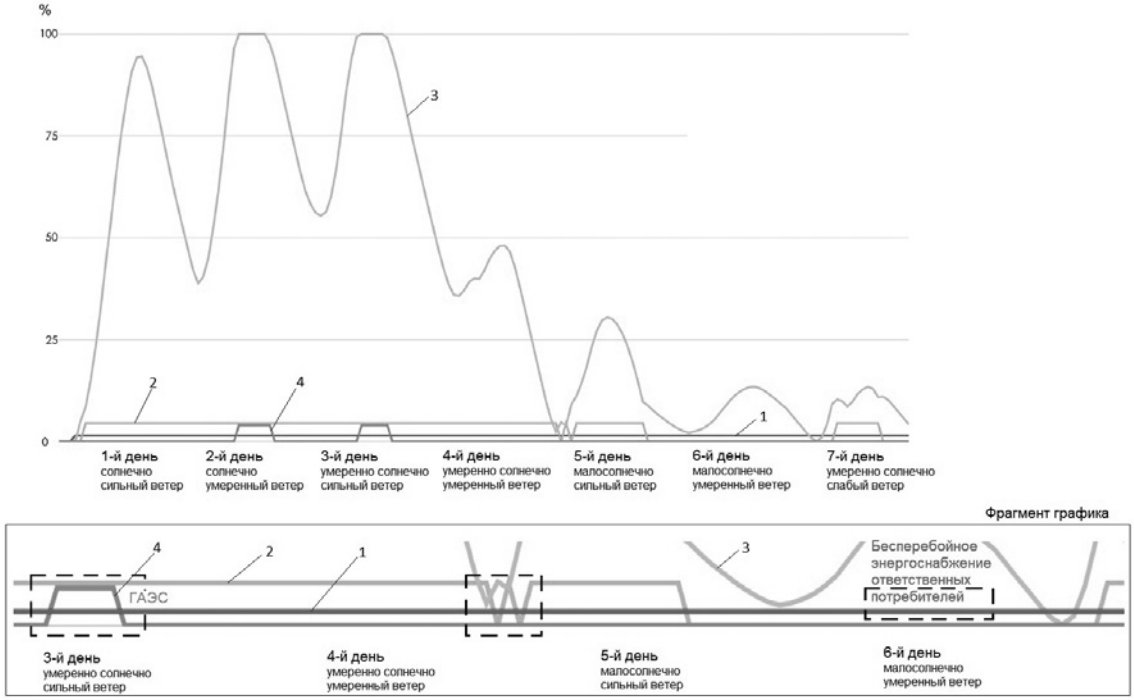


Рис. 4. **Графики расхода и потребления энергии (3-й сценарий моделирования)**

1 — ответственные потребители, 1,5 кВт; *2* — обычные потребители, 4 кВт; *3* — аккумуляторная батарея, 100 кВт·ч; *4* — резервуар ГАЭС, 4 кВт·ч

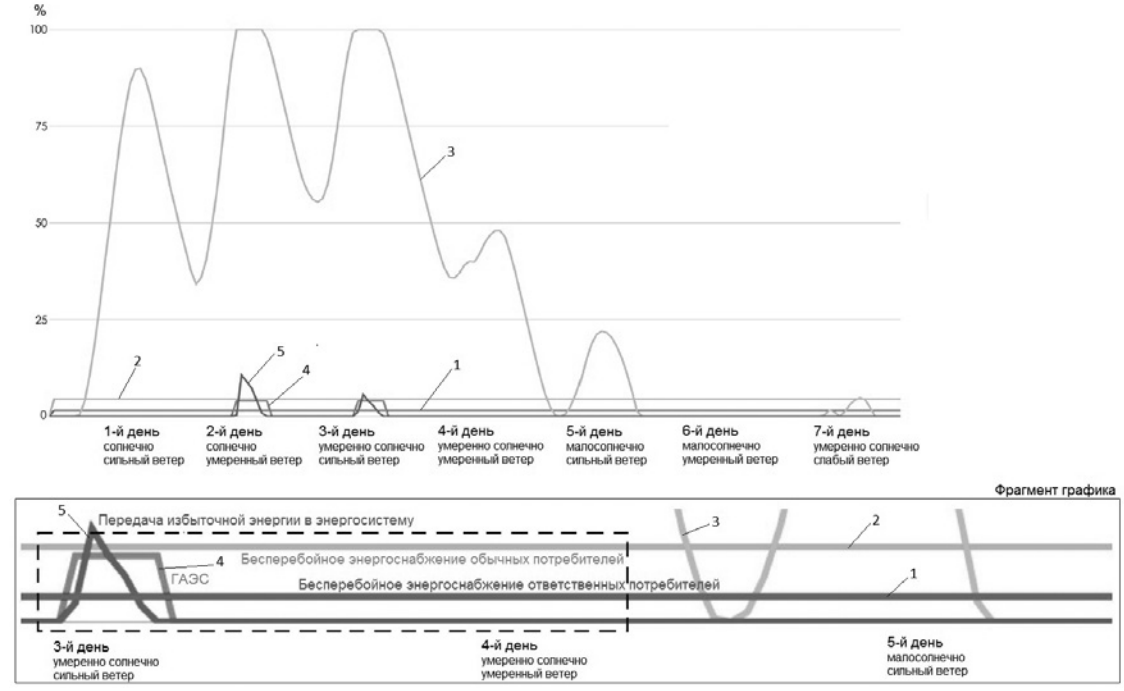


Рис. 5. **Графики расхода и потребления энергии (4-й сценарий моделирования)**

1 — ответственные потребители, 1,5 кВт; *2* — обычные потребители, 4 кВт; *3* — аккумуляторная батарея, 100 кВт·ч; *4* — резервуар ГАЭС, 4 кВт·ч; *5* — избыток в энергосистему, кВт·ч

При работе в энергосистеме обеспечивается бесперебойное энергоснабжение ответственных и обычных потребителей с одинаковыми приоритетами, при этом избыточная энергия поначалу накапливается в резервуаре ГАЭС, а дополнительные излишки продаются энергокомпании PPC (Public Power Corporation, Греция). Графики представлены на рис. 5.

Выводы

В своей статье специалисты компании «ИОНИК Инжиниринг» представили структуру и описание микросети с системой управления производством, распределением и потреблением электроэнергии. Привели результаты создания математической модели и результатов исследования её работы в различных сценариях.

Для дальнейшего продолжения работ в этой области авторы считают необходимым решение следующих задач:

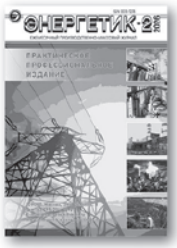
- расширение взаимодействия между микросетями (включая разработку надежных протоколов взаимодействия) для эффективного управления обменом энергоресурсами между микросетями и повышения устойчивости энергосистемы в целом;
- использование технологий искусственного интеллекта и машинного обучения для расширения возможностей системы управления в части прогнозирования, что позволит сделать управление более точным и адаптируемым к изменяющимся условиям;
- проведение модельных исследований работы системы в более широком диапазоне условий, включая экстремальные погодные явления и отказы оборудования;
- рассмотрение экономических вопросов внедрения AmEFC;
- опытно-промышленную эксплуатацию рассмотренной системы управления в различных географических и климатических условиях.

научно-техническая фирма
Энергопрогресс
www.energy-jounals.ru

129090, Москва, ул. Щепкина, д. 8
Тел./факс: +7 (495) 911-2696, 911-7430
Банковские реквизиты:
ИНН 7705784276, КПП 770201001,
ПАО Сбербанк г. Москва, БИК 044525225,
к/с 30101810400000000225,
р/с 40702810438120110669

АО «НТФ «Энергопрогресс» осуществляет подписку на следующие издания на II полугодие 2026 года.
Подписаться можно непосредственно через редакцию с любого номера журнала
и на любой период по редакционным ценам с учётом почтовых расходов и НДС

ЭНЕРГЕТИК ISSN 0013-7278



Выходит **с июня 1928 года** 12 раз в год. Цена за номер – **2849руб.**
www.energetik.energy-journals.ru
Подписные индексы: **71108** (pressa-rf.ru); **П1330** (podpiska.pochta.ru).

Приложения к журналу «ЭНЕРГЕТИК»



БИБЛИОТЕЧКА ЭЛЕКТРОТЕХНИКА ISSN 2949-5989

Выходит **с июня 1998 года** 12 раз в год.
Цена за номер – **1826 руб.**
Подписные индексы: **88983** (pressa-rf.ru);
П7490 (podpiska.pochta.ru).



ЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ

Выходит **с июня 2000 года** 6 раз в год.
Цена за номер – **1408 руб.**
Подписные индексы: **87261** (pressa-rf.ru);
П7491 (podpiska.pochta.ru).



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ ISSN 0201-4564

Выходит **с 1930 года** 12 раз в год. Цена за номер – **3036 руб.**
www.elst.energy-journals.ru
Подписные индексы: **71104** (pressa-rf.ru); **П1353** (podpiska.pochta.ru).

Приложение к журналу «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ ISSN 0421-188X

Выходит **с января 1956 года** 6 раз в год. Цена за номер – **1507 руб.**
Подписные индексы: **88015** (pressa-rf.ru); **П7489** (podpiska.pochta.ru).

ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ISSN 0016-9714



Выходит **с 1930 года** 12 раз в год. Цена за номер – **2629 руб.**
www.gts.energy-journals.ru
Подписные индексы: **70224** (pressa-rf.ru); **П1354** (podpiska.pochta.ru).



ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА ISSN 0033-1155

Выходит **с августа 1944 года** 12 раз в год. Цена за номер – **3014 руб.**
www.promen.energy-journals.ru
Подписные индексы: **70734** (pressa-rf.ru); **П1356** (podpiska.pochta.ru).

ВЕСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ISSN 2218-5496



Выходит **с сентября 2002 года** 6 раз в год. Цена за номер – **3036 руб.**
www.vesti.energy-journals.ru
Подписные индексы: **87667** (pressa-rf.ru); **П1357** (podpiska.pochta.ru).



Читайте в следующем номере журнала «ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ»:

Электроэнергетический рынок КНР

ISSN 0421-188X. «Энергохозяйство за рубежом». 2026. № 3(346). 1–24