

ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

С.П. Ковалёв, А.А. Небера, М.В. Губко

Аннотация. Рассматриваются проблемы интеллектуального управления современными электроэнергетическими системами с распределенными энергоресурсами. Указанные системы включают в себя разнообразные энергоприемники (в том числе с управляемой нагрузкой), локальные генерирующие установки и накопители электроэнергии. Показана целесообразность формирования и исполнения прикладных систем управления такими объектами на базе единой цифровой платформы. Описан типовой процесс управления на базе платформы, направленный на повышение эффективности совместного функционирования физических либо виртуальных групп распределенных энергоресурсов с помощью оптимизационного планирования и виртуальной отработки на цифровых двойниках. Перечислены актуальные сценарии использования платформы в оперативном управлении распределенными энергоресурсами. Представлены задачи математического обеспечения платформы: автоматическое моделирование и анализ электрических режимов на цифровых двойниках, оптимизационное планирование и управление, прогнозирование профилей потребления/генерации и технико-экономических факторов.

Ключевые слова: распределенные энергоресурсы, цифровая платформа, цифровой двойник, смарт-контракт, оптимизационное планирование.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во всем мире идет так называемый энергетический переход — формирование цифровой децентрализованной малоуглеродной энергетической инфраструктуры (перспектива 3D: digitalization, decentralization, decarbonization) [1]. В процессе перехода возникает новый тип электроэнергетических систем с распределенными энергоресурсами (ЭЭС РЭР) — сложные гетерогенные объекты управления, включающие в себя разнообразные энергоприемники (в том числе с управляемой нагрузкой), локальные генерирующие установки (в том числе на дизельном топливе, на природном газе, а также на возобновляемых источниках энергии — ВИЭ) и накопители электроэнергии. Такие объекты насыщаются и будут насыщаться различными инновациями, как техническими (новые виды оборудования и автоматики),

так и организационными (новые виды услуг и модели рынка).

Рост установленной мощности ЭЭС РЭР, стимулируемый в мире как экономически, так и законодательно, в перспективе может стать угрозой для устойчивости и надежности работы энергосистем, если ЭЭС РЭР и их операторы не будут вовлечены в общий контур оперативно-технологического и экономического управления. Однако традиционные методы и средства управления не рассчитаны на увеличение на порядки количества субъектов и объектов управления, объема потоков данных, состава функциональных задач. Разработка и внедрение автоматизированных систем управления (АСУ) для отдельных объектов наталкивается на проблемы, связанные с высокими затратами и с интеграцией таких АСУ друг с другом (интероперабельностью).

В этих условиях, исходя из принципов цифровой экономики, актуальна разработка цифровой

платформы [2]. Чтобы поддерживать создание и функционирование АСУ ЭЭС РЭР, в платформу включается большой набор базовых функций и алгоритмов управления РЭР с широкими возможностями по настройке, а также готовые сервисы для субъектов распределенной энергетики в мощной облачной вычислительной среде с удаленным доступом. В рамках платформы унифицируются и автоматизируются такие процедуры, как информационный обмен между участниками циклов управления, верификация взаимных обязательств и финансовые взаиморасчеты, взаимодействие с датчиками и исполнительными механизмами, моделирование и оптимизационное планирование режимов работы оборудования, защита от несанкционированного доступа к информации и др. Архитектура платформы проектируется с прицелом на возможность быстро компоновать из готовых модулей, развертывать и эффективно эксплуатировать разнообразные АСУ силами как разработчика платформы, так и экосистемы партнеров, заинтересованных в использовании сервисов и инструментов платформы для разработки и продвижения собственных решений.

На рынке АСУ для распределенной энергетики имеется предложение платформенных решений, в том числе крупных от грандов в сфере автоматизации. Однако крупные решения в основном нацелены на крупных заказчиков (генерирующие компании, нефтегазовый сектор, промышленные предприятия), вследствие чего им присущи определенный функциональный дисбаланс, высокая стоимость владения и жесткие требования к уровню квалификации разработчиков и эксплуатирующего персонала АСУ. Эти особенности больших платформ остро ощущаются в децентрализованной инфраструктуре типа микрогрида, состоящей из множества небольших активных потребителей низкого уровня напряжения (0,4 кВ), не располагающих ни единым центром управления, ни значительным ИТ-бюджетом, ни высококвалифицированным персоналом. В свою очередь, существующие «малогабаритные» платформенные решения для такой инфраструктуры во многом направлены на предоставление красивых потребительских сервисов и недостаточно оснащены мощными высокотехнологичными инструментами энергетиков, позволяющими формировать и применять цифровые двойники ЭЭС РЭР, оценивать техническую исполнимость и верифицировать фактическое исполнение смарт-контрактов различных видов и т. п.

Для решения этих проблем в настоящее время в рамках Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет» ведется разработка «Платформы» [3] — цифровой платформы нового поколения, способной предоставить

массовым рядовым субъектам распределенной энергетики отвечающий их потребностям и возможностям интегрированный пакет высоких энергетических, информационных и экономических технологий.

В настоящей статье описывается современный подход к разработке платформенных решений, принятый, в частности, при создании «Платформы», а также кратко рассматриваются особенности организационного и алгоритмического обеспечения управления на базе «Платформы», отличающие это решение от аналогов. Для разработчиков и поставщиков АСУ представлены функциональные возможности и архитектурная организация компонентов платформы, типовые процессы и сценарии использования, алгоритмы и модели. Исследователи в сфере ЭЭС РЭР увидят новые области и способы приложения и внедрения своих результатов путем интеграции с платформой. Субъектам распределенной энергетики могут быть интересны описанные в статье способы повышения отдачи от вложений в новые технологии посредством внедрения платформенного решения.

1. ТИПОВОЙ ПРОЦЕСС УПРАВЛЕНИЯ НА БАЗЕ ПЛАТФОРМЫ

Так же, как и сама ЭЭС РЭР, АСУ ЭЭС РЭР представляет собой распределенную многоуровневую систему. На разных ее уровнях объектами управления являются как отдельные организации и частные лица — субъекты распределенной энергетики, так и их объединения (операторы или агрегаторы), сервисные компании и другие участники ЭЭС РЭР, а также принадлежащее им электрооборудование, объекты инженерной и информационно-коммуникационной инфраструктуры.

Целесообразность применения платформы наиболее ярко проявляется на группах РЭР, которые функционируют более эффективно (по тем или иным критериям) при согласованном (в той или иной степени) для всех объектов группы принятии управляющих решений, нежели чем при индивидуальном управлении каждым объектом группы без учета остальных. Управление такими группами может происходить как децентрализованно, так и из выделенного логического центра. При децентрализованном управлении владельцы отдельных РЭР самостоятельно находят друг друга для взаимовыгодного обмена энергией и оказания/получения услуг, в том числе посредством рыночных механизмов аукционного типа, фиксируют обязательства по согласованному управлению своими объектами в смарт-контрактах и исполняют их путем прямых энергетических трансакций (англ.

peer-to-peer, P2P). Такой принцип управления может применяться в инфраструктуре типа Интернета энергии [4, 5], которая станет реализуемой по мере развития технологий, способных обеспечить устойчивость децентрализованных ЭЭС РЭР.

В настоящее время проще реализовать централизованное управление, причем как на основе транзакций, финансовый поток в которых направлен от владельца РЭР к оператору центра управления (англ. *peer-to-operator, P2O*), так и на основе транзакций от оператора к владельцу РЭР (англ. *operator-to-peer, O2P*). В первом из этих двух случаев (P2O) оператор принимает от владельцев группы РЭР в заранее заданном составе, выполняет групповое управление в целях максимизации эффективности их совместного функционирования и за это получает свое вознаграждение; этот принцип управления называется «энергия как сервис» (англ. *energy-as-a-service*). Во втором случае (O2P) логический центр по собственной инициативе формирует группу РЭР, в том числе путем конкурентного отбора, в целях объединения их возможностей и/или потребностей в цельные экономические агрегаты, стоимость которых он оптимизирует за счет масштабных эффектов и из дохода от которых вознаграждает владельцев РЭР; центры управления такого типа называются агрегаторами (англ. *aggregators*). Известны агрегаторы спроса (ценозависимого снижения потребления), предложения (виртуальные электростанции), хранения (распределенные системы накопления электроэнергии).

Возможна и частичная децентрализация управления, когда агрегатор/оператор не получает прямого доступа к оборудованию участника ЭЭС РЭР, но заключает с ним обязывающие соглашения, ограничивающие использование оборудования или гарантирующие выполнение операторских команд. При этом на владельца ложится управление своим энергетическим оборудованием в целях наиболее эффективного его использования при условии выполнения соглашений.

Типовой процесс управления группами объектов на базе платформы состоит из пяти стадий, как показано на рис. 1.

На первой стадии заинтересованные стороны — субъекты распределенной энергетики, инициирующие процесс, — выбирают целевые критерии оптимальности группового управления сообразно своим бизнес-целям: минимизации платежей закупаемую на розничном рынке электроэнергию и мощность, максимизации дохода от продажи электроэнергии и оказания системных услуг, максимизации надежности электроснабжения и др. Согласно критериям и своим возможностям субъекты далее определяют методы и средства управ-

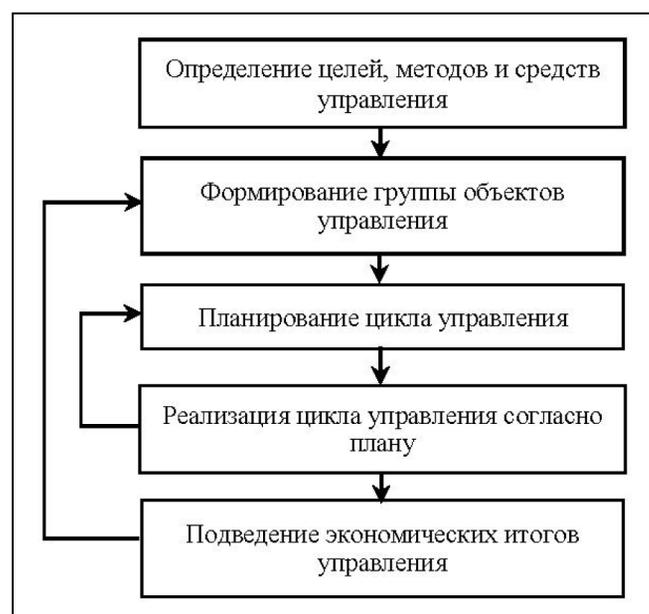


Рис. 1. Типовой процесс управления на базе платформы

ления, регламенты и форматы взаимодействия и взаиморасчетов, а также АСУ. Эффект от применения платформы на этой стадии заключается в возможности быстрой компоновки программного, информационного и математического обеспечения АСУ из компонентов платформы и готовых сервисов на ее базе. Для этого компоненты платформы оформляются как микросервисы — небольшие, слабо связанные и легко изменяемые компоненты с открытым прикладным программным интерфейсом, взаимодействующие в единой информационной среде с использованием экономических коммуникационных протоколов в стиле REST [6]. Алгоритмы АСУ в основном состояются из обращений к (микро)сервисам платформы в порядке, обусловленном особенностями конкретного процесса и объекта управления. Дополнительно в прикладной части программного обеспечения АСУ реализуются средства поддержки процесса, специализированные до такой степени, что включать их в платформу нерационально: это могут быть драйверы взаимодействия с редко встречающимися устройствами, адаптеры интеграции со смежными автоматизированными системами, модули сбора и обработки специфических данных, видеоклады пользовательского интерфейса и шаблоны электронных документов.

На второй стадии формируется конкретная группа РЭР для автоматизированного управления по выбранным критериям и оцениваются ожидаемые значения интегральных показателей ее эффективности. Данная стадия может выполняться,

в частности, на этапах проектирования и строительства РЭР. Благодаря применению платформы устанавливается единая защищенная информационная среда для слаженного взаимодействия всех элементов системы группового управления в рамках достижения целей независимо от территориального расположения, технологических особенностей, владельцев. Проводится процедура включения каждого объекта управления группы в эту среду. При ограниченных возможностях управления объект может быть представлен в среде как «черный ящик» с известным фиксированным интерфейсом взаимодействия. Однако для достижения максимальной эффективности управления целесообразно сформировать его цифровой двойник — модель высокой степени адекватности, способную детально отображать состояние объекта, предсказывать его поведение в различных условиях и определять целесообразные управляющие воздействия на него. Формирование, применение и пример цифрового двойника ЭЭС РЭР рассматриваются подробно далее в § 3.

На третьей стадии типового процесса происходит планирование цикла управления — определяются конкретные ожидаемые значения показателей функционирования объектов и эффективности сформированной из них группы в целом, которые должны быть достигнуты в будущем цикле. Значения могут вырабатываться путем последовательного уточнения и верификации достижимости в ходе планирования на сужающихся горизонтах: среднесрочного (от 1 месяца до 1 года), краткосрочного (на сутки вперед), оперативного (в течение операционных суток), а также по мере уточнения информации (заявок) от участников ЭЭС РЭР. Согласно выработанным планам формируются задания на функционирование каждого РЭР в ходе цикла, которые могут быть зафиксированы договорными обязательствами между субъектами, намеревающимися принять участие в цикле, в том числе в форме смарт-контрактов. Платформа предоставляет для поддержки планирования программные модули, которые реализуют типовые алгоритмы широкого спектра применения, позволяющие автоматически моделировать и анализировать электрические режимы, прогнозировать профили потребления/генерации и внешние технико-экономические факторы, решать оптимизационные задачи управления группой РЭР. Моделирование режимов проводится на базе цифровой расчетной модели, которая автоматически формируется на основе цифровых двойников объектов группы согласно топологии соединяющих их сегментов электрических сетей. Алгоритмы прогнозирования строятся в том числе на базе плоских и глубоких моделей машинного обучения на боль-

ших массивах исторических данных. Оптимизационные задачи решаются на основе базового алгоритма, предоставляющего широкие возможности по настройке путем выбора конкретных переменных, технико-экономических критериев и ограничений. Ряд указанных алгоритмов рассматривается подробно в § 4 и 5.

По итогам планирования цикла управления выполняется стадия его реализации. Реализация цикла включает в себя непрерывный сбор телеизмерений и телесигналов (от существующих автоматизированных информационно-измерительных и управляющих систем или непосредственно от КИПиА), оперативный расчет фактических значений показателей функционирования РЭР и эффективности группы в целом, выявление отклонений фактических значений от плановых, определение необходимых корректирующих воздействий на объекты управления, отправку команд на выполнение воздействий исполнительным механизмам РЭР и/или эксплуатирующему их персоналу, реагирование на всевозможные изменения внешних условий и отказы, оперативную визуализацию текущего состояния РЭР. Инструменты платформы, в том числе входящая в нее среда интернета вещей, при реализации цикла способны автоматически поддерживать поток сбора и комплексной обработки оперативной информации в темпе мягкого реального времени, включающий все перечисленные функции. В платформе содержатся адаптеры стандартных коммуникационных протоколов, таких как протокол организации очередей доставки телеметрических сообщений MQTT (ГОСТ Р 58603—2019), Modbus, протоколы из ГОСТ Р МЭК 60870-5-104—2004 и др. Поток оперативной информации выступает объектом широкого спектра включенных в платформу мер защиты, направленных на нивелирование угроз и рисков утраты конфиденциальности, целостности и доступности. По окончании очередного цикла происходит возврат на стадию планирования для следующего цикла.

Завершающая стадия типового процесса — подведение экономических итогов циклов управления, выполненных в течение некоторого расчетного периода. Фактический вклад каждого объекта в (не)достижение целей циклов автоматически вычисляется в натуральном выражении и переводится в стоимостное значение. Удовлетворяются зафиксированные в ходе планирования договорные обязательства между субъектами, принявшими участие в циклах, путем автоматической оплаты рассчитанных вкладов в форме вознаграждения или штрафа посредством перевода цифровых финансовых активов между цифровыми кошельками участников. По итогам взаиморасчетов возможна



корректировка состава группы путем возврата на вторую стадию типового процесса. Эффект от применения платформы при подведении итогов заключается в обеспечении «справедливости» — исключении субъективного человеческого фактора из процедур расчета и оплаты, обеспечение их полной прозрачности, защищенности и верифицируемости, в том числе благодаря хранению истории энергетических трансакций с хеш-суммами данных о фактических физических объемах услуг в распределенном реестре.

2. СЦЕНАРИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАТФОРМЫ В ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ

Путем конкретизации вышеописанного типового процесса для различных принципов управления, видов субъектов и объектов распределенной электроэнергетики, нормативно-правовых и технико-экономических условий выделено восемь сценариев использования платформы в оперативном управлении. Поскольку у платформы в целом отсутствует заранее фиксированный заказчик (в узком смысле этого термина), построение и последующее имитационное моделирование сценариев служит основным способом выявления потребностей заинтересованных сторон в ней, подтверждения ее уникальности и востребованности. Перечень сценариев был первоначально сформирован в рамках проекта по разработке архитектуры Интернета энергии [7] и уточнен в ходе проектирования платформы.

Первые три сценария эксплуатируют возможность предоставления энергосистеме услуг на основе агрегирования и согласованного управления различного рода ресурсами.

Сценарий 1. Управление спросом (ценозависимое снижение потребления). Управление спросом основано на возможности удовлетворять повышенную потребность в электроэнергии в пиковые периоды не только путем увеличения выработки (генерацией или отбором из накопителей), но и путем уменьшения фактического потребления по отношению к запланированному заранее [8]. Для массовых розничных потребителей кратковременное отключение или снижение нагрузки может быть необременительным и при объединении в крупную группу с координированным оптимальным управлением нагрузкой, в том числе по принципу «скользящего окна», может представлять значимый ресурс для компенсации пиков с минимальными издержками. Операторы такого группового управления нагрузкой называются агрегаторами спроса: они продают услугу по существенному снижению потребления операторам большой энерге-

тики, а с владельцами отключаемого оборудования проводят трансакции типа O2P на базе смарт-контрактов.

Сценарий 2. Управление виртуальной электростанцией. Функция агрегатора РЭР востребована не только для снижения потребления, но и для группового участия владельцев генерирующего оборудования небольшой мощности в рынках электроэнергии, мощности, системных услуг [9]. Особенно актуальна агрегация генерации на ВИЭ, поскольку их выработка зависит от неуправляемых природных условий. Координированное оптимальное управление группой генераторов (ВИЭ и топливных), расположенных в регионах с разной погодой, позволяет компенсировать провалы выработки одних генераторов за счет других, минимизируя расход ископаемого топлива традиционными электростанциями. В идеале агрегатор такой виртуальной электростанции способен надежно поставлять стопроцентно экологически чистую энергию, что позволяет ему и владельцам оборудования получить дополнительные экономические преференции, в том числе через механизм «зеленых» сертификатов [10].

Сценарий 3. Управление распределенной системой накопителей. Объектами агрегации могут выступать не только единицы энергопринимающего и генерирующего оборудования, но и накопители электроэнергии. Способность накопителей практически мгновенно переходить из режима потребления энергии к выработке и обратно делает их средством управления не только спросом/предложением электроэнергии и мощности, но и гибкостью энергосистемы — скорости наращивания/уменьшения мощности. Агрегатор, которому в согласованное оптимальное управление предоставила свои накопители группа владельцев, охватывающая некоторый сегмент большой энергосистемы с достаточно высокой плотностью, способен продавать оператору сегмента высококачественные системные услуги — автоматическое регулирование частоты и мощности, в том числе нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) [11]. Такой агрегатор рассчитывается с владельцами конкретных устройств, обеспечивших оказание услуги, согласно их фактически измеренному вкладу на базе смарт-контрактов.

Ряд сценариев использования платформы ориентирован на операторов классического формата и трансакции типа P2O.

Сценарий 4. Коммерческая диспетчеризация потребителей. Типичным оператором является коммерческий диспетчер, оказывающий клиентам — активным потребителям услуги по оптимальному управлению их энергопринимающим оборудованием, собственной генерацией и накопителями

электроэнергии в целях минимизации платежей закупаемую на розничном рынке электроэнергию и мощность при соблюдении ограничений по удовлетворению потребностей клиентов в электроэнергии. Вознаграждение оператору определяется в зависимости от достигнутой величины экономии платежей в расчетном периоде согласно правилам, заданным в смарт-контракте с клиентом.

Сценарий 5. Управление активными энергетическими комплексами (АЭК). Функции, схожие с теми, которые осуществляет коммерческий диспетчер, выполняет оператор АЭК — локального комплекса объектов по производству и потреблению электроэнергии, связанных собственными электросетями, который присоединен к внешней сети в одной точке посредством специализированного программно-аппаратного узла, называемого управляемым интеллектуальным соединением (УИС) [12]. Оператор осуществляет оптимальное управление АЭК при помощи УИС и иных средств автоматизации в целях минимизации отбора мощности из внешней сети в стоимостном выражении и получает за это вознаграждение от владельцев объектов, входящих в АЭК. В общем случае АЭК должен обеспечивать электроснабжение критичных нагрузок и в случае прерывания внешнего электроснабжения, переходя в островной режим с локальным балансированием мощности и управлением частотой. Тем самым АЭК — это фактически специальный случай *микрогрида* (см. сценарий 8), имеющего ограниченный переток с внешней энергосистемой. Отметим постепенный рост числа таких микрогридов в энергосистемах разных стран, например, как меру повышения надежности электроснабжения критических объектов инфраструктуры или функционирующих в неблагоприятных условиях внешней среды (лесные пожары и др.) [13].

Сценарий 6. Диспетчеризация парка станций зарядки электротранспорта. Среди ЭЭС РЭР особое место занимают станции зарядки электротранспорта. Профиль их потребления отличается нерегулярностью и всплесками отбора мощности. Оптимизационное планирование в управлении станциями часто проводится в целях установления привлекательной цены на зарядку для владельцев электромобилей, дифференцированной по времени и по месту нахождения станции, с учетом как загрузки зарядных постов, так и рыночной стоимости электроэнергии. Может быть предложена даже отрицательная цена, когда оператор станции отбирает энергию у электромобилей для пополнения собственных накопителей, участия в цикле управления спросом или оказания системных услуг. Расчеты между операторами станций и вла-

дельцами транспорта целесообразно осуществлять на основе смарт-контрактов [14].

Сценарий 7. Диспетчеризация участков и районов активной распределительной электрической сети. Распределительные сети традиционно рассматриваются в фокусе энергетического перехода. Инновационные энергетические и информационные технологии позволяют поднять на новый уровень оказания традиционных сетевых услуг, качество которых измеряется показателями надежности (SAIDI/SAIFI), объемами потерь и перегрузок на участках сети. Становится возможным предоставлять такие услуги подключенным потребителям на основе смарт-контрактов. В то же время, наличие на стороне потребителей локального генерирующего оборудования и накопителей, управляемых инверторами, предъявляет новые требования к алгоритмам планирования режимов в части обеспечения устойчивости в условиях двунаправленного перетока мощности.

Завершает перечень сценариев оперативного управления наиболее многогранный и комплексный из них.

Сценарий 8. Управление микрогридами и микрорынками. К микрогридам относятся локальные ЭЭС РЭР, для которых подключение к внешней электросети отсутствует или ограничено по мощности, либо требуются особые меры обеспечения надежности электроснабжения. Строительство микрогридов может быть обусловлено как отсутствием или ограниченностью централизованного энергоснабжения (в труднодоступных районах), так и соображениями экологичности и престижности. В рамках микрогрида можно отрабатывать в соответствующем масштабе все вышеперечисленные сценарии, получая максимальный синергетический эффект от платформенного подхода. Более того, как указывалось выше, при наличии средств обеспечения устойчивости возможна организация локального микрорынка для прямой торговли электроэнергией между владельцами РЭР, подключенных к микрогриду, путем проведения транзакций типа P2P на базе смарт-контрактов. В этом случае режим энергосистемы определяется не централизованным оптимизационным планированием, а технико-экономическим консенсусом между множеством игроков с различными интересами [4].

В перспективе типовой процесс оперативного управления в рамках платформы может быть расширен для реализации других процессов и задач, в том числе возникающих на различных стадиях жизненного цикла ЭЭС РЭР. В качестве примеров областей такого применения платформы можно привести:

— инвестиционное планирование и оценку,



- проектирование ЭЭС РЭР,
- закупки и строительство,
- техническое обслуживание и ремонт,
- обучение персонала субъектов распределенной энергетики,
- информационно-аналитическую поддержку.

3. ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ ПЛАТФОРМЫ

Особенность предлагаемой цифровой платформы заключается в широком использовании цифровых двойников. Цифровые двойники объектов предназначены для моделирования всевозможных воздействий на эти объекты в ходе их полного жизненного цикла (в том числе не осуществлявшихся физически), прогнозирования результатов таких воздействий, выработки и реализации мер по предотвращению их негативных последствий [15]. Как указывалось в § 1, цифровые двойники формируются вместе с группами объектов управления в целях повышения достоверности представления и анализа их состояния и поведения. Как и платформы в целом, цифровые двойники ориентированы на применение при решении неограниченно широкого круга задач анализа и управления, в том числе не известных во время проектирования. Поэтому главным компонентом цифрового двойника является комплекс разнородных информационных, расчетных, имитационных, нейросетевых и других моделей, способных описать максимально широкий круг аспектов поведения оригинала с приемлемым уровнем достоверности [16].

В настоящее время выделяются два основных принципа построения таких моделей: путем численного описания физических явлений и путем машинного обучения по прецедентам [17]. Модели физических явлений, основанные на численных методах решения систем алгебраических и дифференциальных уравнений математической физики, уже несколько десятилетий развиваются в составе САПР (компьютерных инструментов инженерных расчетов, англ. *Computer Aided Engineering, CAE*). В последние годы появились высокопроизводительные вычислительные средства, способные выполнять инженерные расчеты не при проектировании изделия в конструкторском бюро, а в ходе эксплуатации в мягком реальном времени на данных, поступающих с датчиков объекта. Это позволяет использовать САЕ в цифровых двойниках, в том числе энергетического оборудования: например, известны термоэлектрические модели силовых трансформаторов, позволяющие оперативно предсказывать отказы [18]. В свою очередь, модели

на основе машинного обучения актуальны для процессов, отличающихся высокой динамикой и наличием изменчивых скрытых закономерностей. Такие процессы присущи оборудованию ЭЭС РЭР: например, глубокие (многослойные) искусственные нейронные сети применяются для прогнозирования выработки генераторов на ВИЭ [19]. Главным фактором адекватности машинного обучения является наличие хорошей обучающей выборки — статистические репрезентативного набора достоверно наблюдаемых сценариев поведения оригинала при различных значениях всех влияющих факторов.

Для ЭЭС РЭР актуальны два типа цифровых двойников, образующие иерархию:

- цифровые модели электрооборудования, позволяющие описывать механические, тепловые, электромагнитные, химические и иные процессы в трансформаторе, накопителе электроэнергии и пр.;
- цифровые модели электроэнергетических систем в целом, позволяющие моделировать установившиеся и переходные процессы, оценивать риски взаимодействия с окружающей средой (грозы, пожары, условия безопасности людей и др.).

Цифровые модели второго типа уже несколько десятилетий применяются в составе средств класса SCADA/EMS, SCADA/DMS/OMS и др., позволяя диспетчерам оценивать риски при возможных отказах важных элементов энергосистем, выполнять оперативную оптимизацию электрических режимов и др. Новое качество таким моделям может дать учет экономических аспектов развития и функционирования энергосистем, интеграция с геоинформационными системами и данными социальных сетей. В идеале, особенно для групповых объектов управления, цифровая модель энергосистемы должна включать в себя полнофункциональные модели всего используемого электрооборудования. Однако сборка целостного корректного цифрового двойника ЭЭС РЭР из двойников ее составляющих может потребовать высоких затрат труда и привести к вычислительно емкой модели. Фактически требуется виртуально воспроизвести процесс строительства сегмента ЭЭС РЭР на информационных и математических моделях. Для этого необходимы модели, имеющие явно выделенные интерфейсы для взаимодействия друг с другом с проверкой корректности и поддерживающие иерархическую композицию. Ведутся исследования, направленные на построение таких моделей путем сборки на уровне симуляций [20], нейросетей [21] и др.

Для формального описания и верификации сборки моделей ранее был предложен перспективный подход на базе математического аппарата теории категорий [22]. Его основная идея заключа-

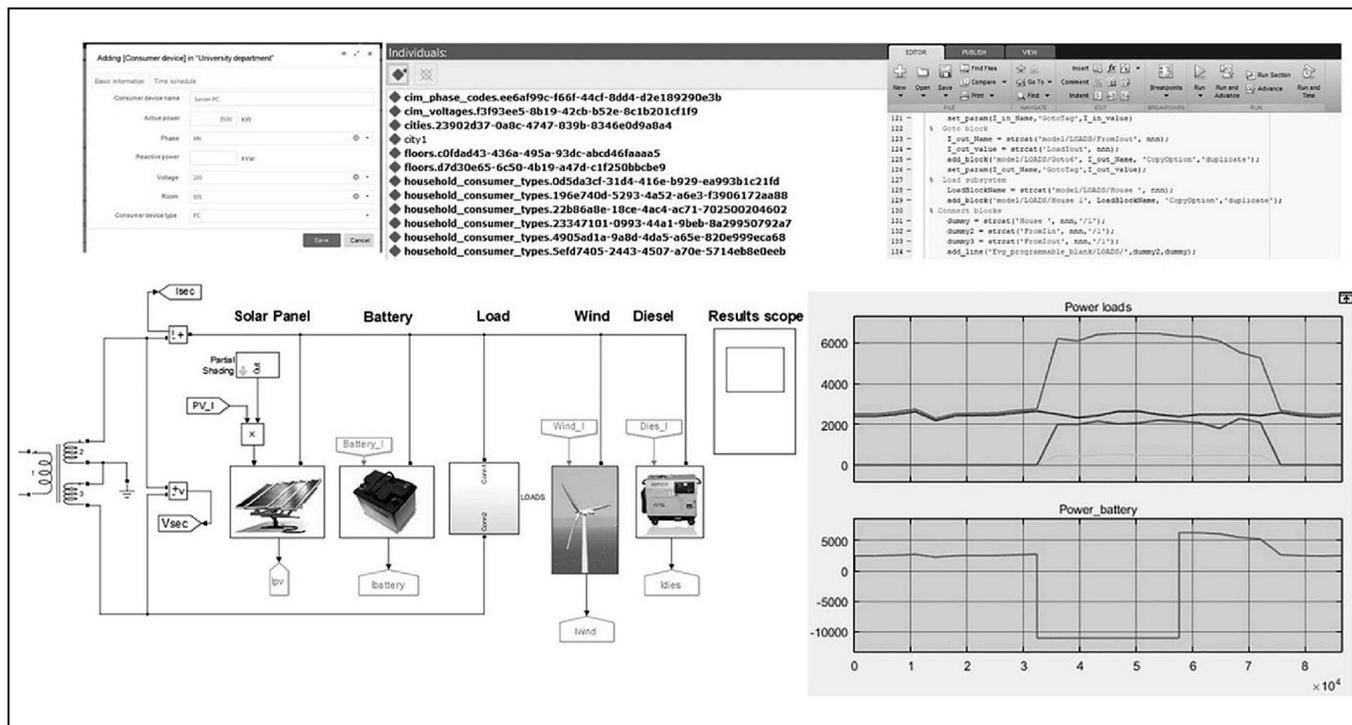


Рис. 2. Макет цифрового двойника энергосистемы [23]

ется в том, что схема ЭЭС РЭР представляется диаграммой в категории, объектами которой служат алгебраические представления моделей, а морфизмы описывают действия по сборке моделей систем из моделей составляющих. Для такой диаграммы вычисляется универсальная конструкция копредела (colimit) — алгебраический аналог сборки. В целях приложения к разработке платформы были детально изучены такие конструкции, описывающие сборку информационных и имитационных моделей, и на их основе выработаны типовые проектные решения для компоновки цифровых двойников ЭЭС РЭР.

Цифровой двойник ЭЭС РЭР реализуется в платформе как комплекс математических моделей, настроенных (skonфигурированных) на обработку в темпе мягкого реального времени разнообразной информации: массивов данных телеизмерений и телесигнализации по объектам управления от среды интернета вещей, мастер-данных из информационной модели объектов управления, электронной документации и цифровых интерактивных схем (планов, карт) [23]. Макет такой модели локальной энергосистемы активного потребителя, разработанный в среде Matlab Simulink, показан на рис. 2. Макет способен рассчитывать и показывать графики состояния для всех единиц оборудования, профили генерации и потребления по единицам и

по энергосистеме в целом. Моделируются и отображаются как установившиеся режимы, так и переходные процессы, такие как переключение на питание от накопителя и обработка цикла ценозависимого снижения потребления. Имеется возможность рассчитать и задать уставки для инвертора накопителя.

Чтобы обеспечить сквозную совместимость моделей по входным/выходным данным и исключить разночтения в именовании и интерпретации понятий, которыми оперирует цифровой двойник, информационное обеспечение разрабатывается на основе общей для всей платформы онтологии распределенной энергетики. Эта онтология формируется из релевантных нормативно-технических документов, таких как стандарты IEC 61968, 61970, 62325 (Common Information Model, CIM), ГОСТ Р 58651.2—2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели» (российский профиль CIM), предварительный национальный стандарт «Информационные технологии. Умная энергетика. Термины и определения», онтология умных энергопринимающих устройств Smart Appliances REference (SAREF), стандарт на smart-контракты ERC20 и др.



4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

Различные задачи оптимизации возникают во всех сценариях использования системы управления распределенной энергетикой. Помимо классических для электроэнергетики задач оптимизации режимов электроэнергетических систем, выбора оптимального состава рабочего оборудования или конфигурации сети [24], современные ЭЭС РЭР требуют решения задач оптимального планирования работы сетевых накопителей электроэнергии (СНЭ), оценки рисков при управлении спросом, оптимизации используемых агрегаторами ресурсов при оказании системных услуг.

Все эти оптимизационные задачи имеют свою специфику:

- они решаются на разных временных промежутках: от нескольких минут в задачах управления мощностью при вторичном регулировании частоты [25] до десятилетий в задачах планирования развития сети [26];

- они имеют различные критерии минимизации реактивной мощности, потерь в сети, отклонений напряжения от номинала, совокупных затрат на генерацию, а также максимизации совокупной прибыли участников электроэнергетической системы [24] или прибыли отдельных участников в предположении рациональных (равновесных) действий остальных участников [27];

- они включают в себя различные наборы и типы переменных (двоичные, целочисленные, непрерывные);

- они различным образом учитывают неопределенность будущего, и т. д.

Наконец, к решению этих задач предъявляются различные требования по точности и оперативности — от нескольких секунд в задачах деления сети [28] до дней и месяцев в задачах планирования состава клиентов агрегаторов (см. ниже).

В то же время, платформенный подход к реализации систем управления распределенной энергетикой предполагает включение в платформу максимально универсальных алгоритмов решения оптимизационных задач, которые бы покрывали большую часть задач сценариев использования платформы. Это требует разработки общей математической модели и унифицированного подхода к формулировке и решению задач оптимизации электроэнергетических систем. Помимо максимальной универсальности математической модели, АСУ ЭЭС РЭР диктуют высокие требования к масштабируемости алгоритмов для решения задач для десятков тысяч приборов и сетей сложной конфигурации.

Универсальная модель объединяет специфику задач различных, в том числе инновационных, сценариев — в постановке оптимизационной задачи учитываются:

- управление составом и режимами работы источников электроэнергии — традиционных генераторов и ВИЭ;

- управление нагрузкой (прямое управление нагрузкой, перенос нагрузки, агрегирование спроса);

- управление накопителями электроэнергии, в том числе у общественного и персонального электротранспорта;

- технические средства управления реактивной мощностью и напряжением, конфигурацией ЭЭС РЭР;

- системы и объекты, внешние по отношению к объекту управления (к части ЭЭС РЭР, контролируемой платформой), включая многочисленные взаимные обязательства между участниками — сложные многоставочные и мультizonные тарифы на электроэнергию и мощность, штрафы за отклонение от заявленного потребления, обязательства по участию в оказании системных услуг и т. п.;

- большое число (до нескольких сотен) взаимосвязанных периодов планирования;

- неопределенность будущего — различные сценарии изменения объемов генерации, потребления, рыночных цен и других значимых параметров.

С точки зрения разработки методов решения оптимизационной задачи ключевую роль играет ее класс. Вообще, задача оптимизации режима электрической сети — это невыпуклая задача нелинейного программирования, обычно решаемая методом Ньютона — Рафсона. К сожалению, этот метод не работает при наличии дискретных переменных, описывающих состав включенного оборудования, режимы нагрузки и конфигурацию сети. К тому же, наличие в системе СНЭ значительно увеличивает размерность задачи управления режимом, поскольку периоды планирования в пределах суток становятся существенно взаимозависимыми [29], что сильно усложняет решение нелинейной задачи. Таким образом, универсальность и масштабируемость цифровой платформы управления ЭЭС РЭР требует иного подхода.

Нелинейные равенства, описывающие передачу энергии между узлами электрической сети, для нормальных режимов работы распределительных сетей преимущественно радиальной топологии эффективно приближаются в рамках линейной модели «постоянного тока» (англ. *direct current power flow* [24]). Прочие источники нелинейности в задаче управления режимом — нелинейные функции себестоимости генерации и потери энергии в линии, также нелинейным образом зависящие от

объема протекающей через нее активной и реактивной энергии — могут быть заменены кусочно-линейной аппроксимацией [30]. В рамках сценарного подхода к моделированию неопределенности [31] при переходе к задаче стохастического программирования класс оптимизационной задачи не меняется.

В результате решается смешанная (дискретно-непрерывная) задача линейного программирования (СЗЛП). Для решения задач такого типа в последние десятилетия разработаны эффективные методы на базе алгоритма ветвей и границ с нижними оценками на основе непрерывной релаксации. Современные универсальные коммерческие оптимизационные пакеты, такие как Gurobi, Mosek, IBM CPLEX, FICO Xpress, позволяют эффективно решать СЗЛП большой размерности с тысячами дискретных и миллионами непрерывных переменных. В рамках платформы планируется, учитывая их опыт, разработать собственные алгоритмы решения СЗЛП большой размерности на основе декомпозиционных методов [25]. Декомпозиционные алгоритмы оптимизации легко распараллеливаются, что позволяет масштабировать платформенное решение за счет повышения числа используемых вычислительных ядер.

Решение задачи в линейном приближении позволяет ответить на важные вопросы выбора состава включенного оборудования, использования СНЭ, выбора конфигурации сети. Однако гарантированно допустимый режим электрической сети можно получить, только решив исходную нелинейную задачу с учетом потоков активной и реактивной мощности в сети. Она решается последовательно для каждого планового периода времени и при зафиксированных значениях дискретных переменных, полученных из решения линеаризованной задачи. В результате решения этой непрерывной задачи относительно небольшой размерности находится допустимый режим, наиболее близкий к рассчитанному с учетом экономических соображений в линейном приближении.

С ростом размерности систем точное решение оптимизационных задач и даже приближенное решение с заданной точностью становится невозможным. Дальнейшее повышение масштабируемости платформенного решения возможно с помощью методов приближенного динамического программирования (англ. *approximate dynamic programming*) [32], иначе называемого обучением с подкреплением (англ. *reinforcement learning*) [33]. Этот подход представляет собой комбинацию классических оптимизационных подходов, оптимального управления и подходов, основанных на данных (машинном обучении), и позволяет при решении многопериодной оптимизационной задачи максимально

использовать информацию об исторических условиях функционирования системы.

На i -м шаге алгоритма для каждого из рассматриваемых в соответствии с работой [31] сценариев минимизация суммарных затрат объекта управления на диапазоне периодов планирования

$$C(\cdot) = \sum_{t=1}^T c_t(s(t), u(t)) \rightarrow \min_{u(1), \dots, u(T)},$$

где $s(t)$ — состояние системы на начало периода t , декомпозируется на множество однопериодных задач минимизации скорректированных затрат

$$C_t(\cdot) = c_t(s(t), u(t)) + W^{(t)}(s(t+1), t) \rightarrow \min_{u(t)},$$

где $W(s, t) = W_B(s_B, t) + W_S(s_S, t) + W_D(s_D, t) + W_A(s_A, t) + W_M(s_M, t)$ — эвристическая кусочно-линейная функция Беллмана, описывающая влияние локальных решений $u(t)$, принимаемых в период t , на затраты будущих периодов в предположении рационального поведения в будущем; $s(t+1) = \langle s_B(\cdot), s_S(\cdot), s_D(\cdot), s_A(\cdot), s_M(\cdot) \rangle$ — определяемое начальным состоянием $\underline{s}(t)$ и управлением $u(t)$ состояние системы на конец периода t , включающее в себя состояния всех СНЭ $s_B(\cdot)$, статусы $s_S(\cdot)$, $s_D(\cdot)$ и $s_A(\cdot)$ обязательств по кумулятивным (например, суточным) объемам приобретения, поставки и потребления электроэнергии (ЭЭ) соответственно, а также максимальное накопленное часовое потребление $s_M(\cdot)$ (для учета влияния двухставочного тарифа на передачу ЭЭ); $W_B(\cdot, t)$, $W_S(\cdot, t)$, $W_D(\cdot, t)$, $W_A(\cdot, t)$, $W_M(\cdot, t)$ — слагаемые функции Беллмана, описывающие будущие затраты, связанные соответственно с СНЭ, кумулятивными обязательствами по приобретению, передаче и потреблению ЭЭ, двухставочным тарифом на передачу ЭЭ.

В ходе решения задачи периода t для каждого узла сети $v \in V$ также вычисляются двойственные переменные ограничений баланса мощности, так называемые *узловые цены* $LMP_v(t)$. В предположении фиксированных узловых цен можно уточнить слагаемые функции Беллмана. Действительно, скажем, ценность закачки дополнительной единицы энергии в конкретный СНЭ в периоде t определяется максимальной разницей текущей и будущей узловой цены с учетом потерь в накопителе, т. е. совокупные затраты $W_B(s_B, t)$ всех СНЭ системы представляют собой линейную функцию заряда. Аналогичным образом уточняются и остальные слагаемые функции Беллмана. Для следующей итерации уточненные функции усредняются по сценариям.



Таким образом, решение задачи методом приближенного динамического программирования основано на алгоритме последовательного уточнения эвристической функции Беллмана, причем скорость сходимости алгоритма зависит от того, насколько точным является нулевое приближение функции Беллмана, которое обычно берется из аналогичного периода в прошлом.

Большинство возникающих в бизнес-сценариях задач среднесрочного планирования также в целом описываются приведенной выше универсальной моделью. Однако их специфика позволяет существенно снизить размерность и предложить более эффективные алгоритмы решения. Рассмотрим это на примере задачи выбора состава клиентов агрегатора системных услуг. Как указано в сценарии 3, с массовым распространением СНЭ и распределенной генерации у сетевых компаний и агрегаторов появляются возможности предоставления услуг НПРЧ на основе групповых договоров путем использования спонтанно возникающих несогласованных резервов СНЭ и газотурбинных генерирующих установок. Агрегатор может, с одной стороны, предлагать Системному оператору услуги гарантированного НПРЧ, а с другой стороны, обещать небольшую фиксированную плату владельцам оборудования за возможность удаленного управления настройками их средств ПРЧ и за доступ к их системам мониторинга ПРЧ, не требуя при этом от них поддерживать резервы мощности.

Агрегатор, выбирая состав РЭР для заключения с их владельцами договоров участия в групповом НПРЧ, максимизирует математическое ожидание своей прибыли, равное разнице между ожидаемым доходом и затратами:

$$F(\Pi, R, x) = \Pi \cdot R \cdot \pi(\Pi) \cdot T - \sum_{t=1}^T \Pi \cdot ES(r(t) \cdot x' - R) - c \cdot x',$$

где Π — ценовая заявка агрегатора на рынке услуги НПРЧ; R — заявленный агрегатором резерв активной мощности; $x = (x_1, \dots, x_n)$ — вектор-строка отбора клиентов на плановый период (где $x_i = 1$, если i -й клиент отбирается для участия в групповом НПРЧ, и 0 в противном случае); $\pi(\Pi)$ — прогноз вероятности отбора заявки агрегатора с ценой Π на рынке системной услуги НПРЧ (неотрицательная убывающая функция); T — число контрольных периодов на горизонте планирования; Π — ставка штрафа за непредоставление каждого МВт резерва мощности; $ES(y)$, где y — действительная случайная величина с плотностью распределения

$p(y)$, — функция ожидаемых потерь (англ. *Expected Shortfall*):

$$ES(y) = - \int_{-\infty}^0 yp(y)dy,$$

которую также можно записать через среднее абсолютное отклонение и математическое ожидание аргумента как $ES(y) = \frac{1}{2} |\bar{y}| - \frac{1}{2} \bar{y}$; $r(t) = (r_1(t), \dots, r_n(t))$ — вектор-строка случайных величин прогнозов объема резерва оборудования клиентов $i = 1, \dots, n$ в контрольный момент t ; $c = (c_1, \dots, c_n)$ — вектор-строка стоимостей участия клиентов $i = 1, \dots, n$ в групповом НПРЧ (цены доступа к системам мониторинга клиентов).

Предположение нормальности распределения случайных величин $r_i(t)$, $i = 1, \dots, n$, в каждый момент времени $t = 1, \dots, T$ позволяет отказаться от общего сценарного подхода к учету неопределенности [31] и кардинально уменьшить размерность задачи. В этом предположении суммарный резерв $R(t) = r(t) \cdot x'$ — это нормально распределенная случайная величина со средним $\bar{R}(t) = \bar{r}(t)x'$ и дисперсией $\Sigma^2(t) = xK_t x'$, где $\bar{r}(t)$ — вектор математических ожиданий случайных величин $r_1(t), \dots, r_n(t)$, а K_t — их матрица ковариации, и задача сводится к задаче смешанного нелинейного программирования:

$$F(\Pi, R, x) = \Pi \cdot R \cdot \pi(\Pi) \cdot T - \sum_{t=1}^T \Pi \cdot ES(r(t) \cdot x' - R) - c \cdot x',$$

где $\phi(\cdot)$ и $\Phi(\cdot)$ — функция плотности и функция интегрального распределения стандартного нормального распределения соответственно.

Согласно работе [34], решение этой задачи эквивалентно решению семейства задач квадратичной минимизации средней по времени дисперсии

резервов $\Sigma^2 := x \left(\sum_{t=1}^T K_t / T \right) x'$ при параметрически

заданном ограничении на средний резерв $x \sum_{t=1}^T \bar{r}(t)'$.

Квадратичные задачи двоичного программирования сводятся к линейным задачам стандартными техниками. Функция $\pi(\Pi)$ при этом также заменяется своей вогнутой кусочно-линейной аппроксимацией.

Аналогичные задачи возникают и при агрегировании системных услуг вторичного регулирования частоты, ценозависимом снижении потре-

ния, управлении группой зарядных станций электротранспорта; они решаются с помощью схожих подходов.

5. АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ

Как отмечено выше, эффективность алгоритма приближенного динамического программирования во многом обусловлена использованием накопленной (в функции Беллмана) исторической информации о функционировании системы. Это пример алгоритма, основанного на данных. Остальные алгоритмы, описанные в предыдущем разделе, также требуют большого объема исходных данных. Часть исходных данных представляет собой результат нормативного планирования (производственные планы), а остальные данные можно только прогнозировать.

Этим обусловлена необходимость реализации в платформе широкого спектра методов прогнозирования значимых параметров. В основном это прогнозы потребления в регионе, в частности, час пиковой нагрузки на сеть, цены на оптовом и розничном рынке, прогнозы солнечной и ветровой генерации. А при групповом управлении, например, исходные данные для среднесрочного алгоритма отбора клиентов включают в себя целую прогнозную матрицу ковариации на довольно продолжительный период времени.

Платформенный подход предполагает максимальную универсальность, адаптивность и самонастраиваемость применяемых алгоритмов прогнозирования на основе плоских и/или глубоких моделей машинного обучения. С точки зрения архитектуры, модели прогнозирования состоят из трех последовательно включенных блоков: блок генерации информативных признаков из исходных данных, блок построения прогнозов, блок очистки от шумов и формирования финальных оценок.

Генерация информативных признаков строится на основе комбинации таких методов, как [35]:

- монотонные преобразования (типа Бокса — Кокса и т. п.),
- интегральные преобразования (Фурье, вейвлет и т. п.),
- линейные обобщенные преобразования (метод главных компонент и т. п.),
- нелинейные обобщенные преобразования (Vector Embedding, метод T-SNE и т. п.).

Блок построения прогнозов строится на основе комбинации таких подходов, как:

- плоские модели машинного обучения (Log-Reg, SVM, RF и т. п.) [36],
- глубокие модели машинного обучения (CNN, RNN, Attention и т. п.) [37],

— обобщенные алгебраические адаптируемые модели (линейная регрессия, нелинейная регрессия, класс авторегрессий и т. п.) [38].

Блок очистки прогнозов от шумов и формирования финальных оценок строится на основе комбинации таких подходов, как:

- фильтры Винера, Колмогорова и т. п.,
- байесова фильтрация,
- процедуры последовательного статистического анализа,
- процедуры многовариантного статистического анализа,
- логико-вероятностные модели,
- организация моделей в стек,
- каскадное включение моделей и др.

Конкретный метод прогнозирования и его реализация определяются при синтезе модели для конкретного объекта/приложения по ограниченной выборке реальных данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Платформенный подход открывает широкий спектр новых возможностей для повышения качества управления инфраструктурой распределенной энергетики, ее устойчивости и надежности. Будучи реализованными на базе единой платформы, разнообразные средства и системы управления ЭЭС РЭР демонстрируют полную интероперабельность, унифицированный доступ и интерфейс для пользователя, а также синергию в различных аспектах, от разрешения конфликтов при одновременном использовании одного и того же оборудования в нескольких процессах, до консолидированного сбора больших данных для тренировки алгоритмов машинного обучения.

В настоящее время разработка представленной платформы находится на стадии проектирования. Головным исполнителем работ этой стадии является АО «РТСофт», а в число соисполнителей входит Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН. По результатам проектирования в 2020—2022 гг. планируется создать и внедрить программные компоненты платформы, облачные прикладные сервисы и широкий набор АСУ ЭЭС РЭР на ее базе.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. — IRENA, 2019. — 52 p.
2. *Kloppenborg, S., Boekelo, M.* Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of



- the energy transition // *Energy Research & Social Science*. — 2019. — Vol. 49. — P. 68–73.
3. *Небера А.А., Веруго А.Р., Ненша Ф.С.* Цифровая платформа как основа для разработки систем интеллектуального управления децентрализованной распределенной энергетикой // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. — 2020. — № 8. — С. 34–40. [*Nebera, A.A., Verigo, A.R., Nensha, F.S.* Digital platform as a basis of the development of intellectual control systems for decentralized distributed energy // *Electrical equipment: operation and repair*. — 2020. — No. 8. — P. 34–40. (In Russian)]
 4. *Архитектура* Интернета энергии. — М.: Инфраструктурный центр EnergyNet, 2018. — 56 с. — <https://idea-go.tech/IDEA-whitepaper-ru.pdf>. [*Internet of Distributed Energy Architecture*. — М.: EnergyNet Infrastructure Center, 2018. — 56 p. — <https://idea-go.tech/IDEA-whitepaper-ru.pdf>. (In Russian)]
 5. *Wang, K., Yu, J., Yu, Y., Qian, Y.* A survey on energy internet: architecture, approach, and emerging technologies // *IEEE Systems Journal*. — 2018. — Vol. 12, no. 3. — P. 2403–2416.
 6. *Ньюмен С.* Создание микросервисов. — СПб: Питер, 2016. — 304 с. [*Newman, S.* *Building Microservices*. — Sebastopol, CA: O'Reilly Media, Inc., 2015. — 262 p. (In Russian)]
 7. *Ковалев С.П.* Заинтересованные стороны цифровой децентрализованной малоуглеродной энергетики // Энергобезопасность и энергосбережение. — 2019. — № 2. — С. 49–55. [*Kovalev, S.P.* *Zainteresovannyye storony tsifrovoi detsentralizovannoi malouglerodnoi energetiki // Energobezopasnost' i energosberezhenie*. — 2019. — No. 2. — С. 49–55. (In Russian)]
 8. *Zhang, Q., Li, J.* Demand response in electricity markets: a review // *Proc. 9th Intl. Conf. European Energy Market*. — IEEE, 2012. — P. 1–8. — DOI: 10.1109/EEM.2012.6254817.
 9. *Аристова Н.И., Чадеев В.М.* Виртуальные электростанции — идеи и решения // Автоматизация в промышленности. — 2019. — № 11. — С. 9–13. [*Aristova, N.I., Chadeev, V.M.* *Virtual power plants — ideas and solutions // Automation in industry*. — 2019. — No. 11. — P. 9–13. (In Russian)]
 10. *Hulshof, D., Jepma, C., Muldera, M.* Performance of markets for European renewable energy certificates // *Energy Policy*. — 2019. — Vol. 128. — P. 697–710.
 11. *Cheng, M., Sami, S., Wu, J.* Performance of markets for European renewable energy certificates // *Energy Policy*. — 2016. — Vol. 194. — P. 376–385.
 12. *Постановление* Правительства РФ от 21 марта 2020 г. № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов». [*Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 21 marta 2020 g. No. 320 «O vnesenii izmenenii v nekotorye акты Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii po voprosam funktsionirovaniya aktivnykh energeticheskikh kompleksov»*. (In Russian)]
 13. URL: <https://microgridknowledge.com/pge-20-microgrids-wildfire/>.
 14. *Knirsch, F., Unterweger, A., Engel, D.* Privacy-preserving blockchain-based electric vehicle charging with dynamic tariff decisions // *Computer Science Research and Development*. — 2018. — Vol. 33. — P. 71–79.
 15. *Madni, A.M., Madni, C.C., Lucero, S.D.* Leveraging digital twin technology in model-based systems engineering // *Systems*. — 2019. — Vol. 7 (1). — P. 7. — DOI: 10.3390/systems7010007.
 16. *Ковалев С.П.* Проектирование информационного обеспечения цифровых двойников энергетических систем // Системы и средства информатики. — 2020. — Т. 30, № 1. — С. 66–81. [*Kovalev, S.P.* *Information Architecture of the Power System Digital Twin // Systems and means of informatics*. — 2020. — Vol. 30, no. 1. — P. 66–81. (In Russian)]
 17. *Erikstad, S.* Design patterns for digital twin solutions in marine systems design and operations // In: *Proc. 17th International Conference on Computer and IT Applications in the Maritime Industries COMPIT'18*. — Hamburg, Technische Universität Hamburg, 2018. — P. 354–363.
 18. *Тихонов А.И., Стулов А.В., Еремин И.В.* и др. Разработка технологии создания цифровых двойников силовых трансформаторов на основе цепных моделей и 2D-моделей магнитного поля // Южно-Сибирский научный вестник. — 2020. — № 1 (29). — С. 76–82. [*Tikhonov, A.I., Stulov, A.V., Eremin, I.V.*, et al. *Development of technology for creating digital twins of power transformers based on chain models and 2D magnetic field models // South-Siberian Scientific Bulletin*. — 2020. — No. 1 (29). — S. 76–82. (In Russian)]
 19. *Rodríguez, F., Fleetwood, A., Galarza, A., Fontán, L.* Predicting solar energy generation through artificial neural networks using weather forecasts for microgrid control // *Renewable Energy*. — 2018. — Vol. 126. — P. 855–864.
 20. *He, X., Ai, Q., Qiu, R.C., Zhang, D.* Preliminary exploration on digital twin for power systems: challenges, framework, and applications. — arXiv, 2019. — URL: <https://arxiv.org/abs/1909.06977>.
 21. *Zeng, P., Li, H., He, H., Li, S.* Dynamic energy management of a microgrid using approximate dynamic programming and deep recurrent neural network learning // *IEEE Transactions on Smart Grid*. — 2019. — Vol. 10, iss. 4. — P. 4435–4445.
 22. *Ковалев С.П.* Методы теории категорий в модельно-ориентированной системной инженерии // Информатика и ее применения. — 2017. — Т. 11. — Вып. 3. — С. 42–50. [*Kovalev, S.P.* *Methods of category theory in model-based systems engineering // Informatics and Applications*. — 2017. — Vol. 11, iss. 3. — P. 42–50. (In Russian)]
 23. *Андрюшкевич С.К., Ковалев С.П., Неведов Е.И.* Разработка цифрового двойника энергетической системы на основе онтологической модели // Автоматизация в промышленности. — 2020. — № 1. — С. 51–56. [*Andryushkevich, S.K., Kovalev, S.P., Nefedov, E.I.* *Development of a digital twin of the energy system based on an ontological model // Automation in industry*. — 2020. — No. 1. — P. 51–56. (In Russian)]
 24. *Zhu, J.* *Optimization of Power System Operation*. — N-Y.: John Wiley & Sons, 2015. — 638 p.
 25. *Conejo, A.J., Castillo, E., Minguez, R., Garcia-Bertrand, R.* *Decomposition Techniques in Mathematical Programming: Engineering and Science Applications*. — Springer Science & Business Media, 2006. — 542 p.
 26. *López, J., Pozo, D., Contreras, J.* Static and dynamic convex distribution network expansion planning. In: *Electric Distribution Network Planning*. — Singapore: Springer, 2018. — P. 41–63.
 27. *Pozo, D., Sauma, E., Contreras, J.* Basic theoretical foundations and insights on bilevel models and their applications to power systems // *Annals of Operations Research*. — 2017. — Vol. 254, no. 1–2. — P. 303–334.
 28. *Goubko, M., Ginz, V.* Improved spectral clustering for multi-objective controlled islanding of power grid // *Energy Systems*. — 2019. — Vol. 10, no. 1. — P. 59–94.
 29. *Gonzalez-Castellanos, A., Pozo, D., Bisch, A.* Stochastic unit commitment of a distribution network with non-ideal energy storage // *Proc. 2019 Intl. Conf. Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. — IEEE, 2019. — P. 1–6. DOI: 10.1109/SEST.2019.8849057.
 30. *Eldridge, B., O'Neill, R., Castillo, A.* An improved method for the DCOPT with losses // *IEEE Transactions on Power Systems*. — 2017. — Vol. 33, no. 4. — P. 3779–3788.
 31. *Rockafellar, R.T., Uryasev, S.* Conditional value-at-risk for general loss distributions // *Journal of banking & finance*. — 2002. — Vol. 26, no. 7. — P. 1443–1471.
 32. *Handbook of Learning and Approximate Dynamic Programming* / Ed. Si, J., Barto, A., Powell, W., Wunsch, D. — N-Y.: John Wiley & Sons, 2004. — 672 p.

33. Lewis, F.L., Vrabie, D. Reinforcement learning and adaptive dynamic programming for feedback control // IEEE circuits and systems magazine. — 2009. — Vol. 9, no. 3. — P. 32–50.
34. Rockafellar, R.T., Uryasev, S. Optimization of conditional value at risk // Journal of Risk. — 2000. — Vol. 2. — P. 493–517.
35. Vlachos, M. Dimensionality reduction // Encyclopedia of Machine Learning and Data Mining / Ed. C. Sammut, G.I. Webb. — Boston, MA: Springer. — 2010. — P. 354–361.
36. Boehmke, B., Greenwell, B.M. Hands-on Machine Learning with R. — Boca Raton, FL: CRC Press, 2019. — 488 p.
37. Bianchi, F.M., Maiorino, E., Kampffmeyer, M.C., et al. Recurrent Neural Networks for Short-Term Load Forecasting: an Overview and Comparative Analysis. — Cham: Springer International Publishing, 2017. — 72 p.
38. Hastie, T., Tibshirani, R., Friedman, J. The Elements of Statistical Learning. — N-Y.: Springer-Verlag, 2016. — 767 p.

Статья представлена к публикации членом редколлегии И.Б. Ядыкиным.

Поступила в редакцию 2.09.2020, после доработки 20.10.2020.
Принята к публикации 27.10.2020.

Ковалев Сергей Протасович — д-р физ.-мат. наук, Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, г. Москва, ✉ kovalyov@energy2020.ru,

Небера Алексей Анатольевич — АО «РТСофт», г. Москва, ✉ nebera_aa@rtsoft.ru,

Губко Михаил Владимирович — д-р физ.-мат. наук, Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, г. Москва, ✉ mgoubko@mail.ru.

A DIGITAL PLATFORM FOR IMPLEMENTING DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES MANAGEMENT SYSTEMS

S.P. Kovalyov¹, A.A. Nebera², M.V. Goubko³

^{1,3} V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia,

² JSC RTSoft

¹ ✉ kovalyov@energy2020.ru, ² ✉ nebera_aa@rtsoft.ru, ³ ✉ mgoubko@mail.ru

Abstract. The problems of intelligent control of modern electric power systems with distributed energy resources (DER) are considered. Such systems contain various energy consuming equipment (including those with demand-side management capabilities), on-site generation equipment, and energy storage devices. An approach to develop and execute DER management systems on the basis of a digital platform is advocated. A typical control process based on the platform is described, aimed at improving the operation efficiency of physical or virtual DER groups by means of optimal planning and simulation on digital twins. Scenarios of employing the platform in DER operational management are listed. The mathematical basis of the platform is presented, including automatic modeling and analysis of electrical modes on digital twins, optimization planning and control algorithms, forecasting consumption/generation profiles and technical and economic factors.

Keywords: distributed energy resources, digital platform, digital twin, smart contract, optimal equipment operation planning.

Не забудьте подписаться!

Подписку на журнал «Проблемы управления» можно оформить в любом почтовом отделении (подписной индекс 81708 в каталоге Роспечати или 38006 в объединенном каталоге «Пресса России»), а также через редакцию с любого месяца, при этом почтовые расходы редакция берет на себя. Отдельные номера редакция высылает по первому требованию.