

---

---

УДК 621.311.001.57

## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

© 2021 г. Е. А. Барахтенко<sup>1</sup>, \*, Н. И. Воропай<sup>1</sup>, Д. В. Соколов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

\*e-mail: barakhtenko@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 21.05.2021 г.

После доработки 04.08.2021 г.

Принята к публикации 06.08.2021 г.

В статье рассматривается современное состояние исследований в области управления интегрированными энергетическими системами (ИЭС). Приведены результаты анализа публикационной активности по исследованиям ИЭС за период 2016–2020 гг. Представлена общая характеристика задач управления функционированием и развитием выделенных из общей задачи управления ИЭС. Дается обзор актуальных научных публикаций, в которых рассмотрены современные подходы к решению выделенных задач управления ИЭС.

*Ключевые слова:* интегрированная энергетическая система, задачи управления, управление функционированием, управление развитием, современные подходы

DOI: 10.31857/S0002331021040026

### ВВЕДЕНИЕ

Существующая энергетическая инфраструктура включает в свой состав различные типы систем энергоснабжения (электро-, тепло-, холодо-, топливоснабжения). Каждая из этих систем имеет свои характерные особенности, закономерности развития и функционирования. И, как правило, эти системы при проектировании и эксплуатации рассматриваются независимо друг от друга [1]. Но в то же время эти системы имеют тесные технологические взаимосвязи, например, при выработке электроэнергии и тепла на ТЭЦ, обеспечении топливом источников электроэнергии и тепла системами газоснабжения, а также они могут взаимодействовать друг с другом в нормальных и аварийных режимах, например, при авариях в системе теплоснабжения потребителями могут быть задействованы электрообогреватели. С развитием энергетических технологий преобразования, генерации, транспорта и хранения энергии появляются новые возможности, которые еще более усиливают взаимосвязи между различными типами систем энергоснабжения. Например, технологии получения синтетического газа с помощью электроэнергии (технология Power-to-Gas, P2G) [2].

Новые условия, в которых функционирует энергетика, также способствуют взаимодействию между различными типами энергетических систем, что вызвано появлением множества новых субъектов экономических отношений, которые оказывают влияние на работу этих систем и могут предоставлять им дополнительные энергоуслуги. Так, активные потребители управляют своим энергопотреблением, могут иметь свои собственные источники энергии, при этом выполняя преобразование и аккумуляцию необходимого вида энергии; или электротранспорт, который получает все большее

распространение и может отдавать накопленную энергию в энергосистему во время пиковых нагрузок. Развитие телекоммуникационных и информационных технологий предоставляет дополнительные возможности для согласованного управления системами энергоснабжения и дает широкие возможности для сбора, обработки, передачи и хранения информации. Все вышеописанное приводит к значительному росту интереса к исследованиям объединенных систем энергоснабжения, которые представляют собой новую системную конструкцию в виде интегрированной энергетической системы (ИЭС).

Исследованиями ИЭС активно занимаются во многих странах, таких как Китай, США, Великобритания, страны Евросоюза и др. Одной из первых работ в этой области стало исследование [3], в котором рассматриваются различные энергоносители (электроэнергия, газ, нефть и уголь) в одной комплексной модели, включающей технологические, экономические и экологические аспекты проблемы. В выполненных впоследствии работах, как правило, рассматриваются конкретные энерготехнологические объединения систем, среди которых наиболее часто встречаются следующие:

- электро- и газоснабжения [4, 5 и др.];
- электро- и теплоснабжения [6, 7 и др.];
- электро-, тепло- и хладоснабжения [8, 9 и др.];
- электро-, тепло- и газоснабжения [10, 11 и др.];
- электро-, тепло-, газо- и хладоснабжения [12, 13 и др.];
- системы, использующие водород [14, 15 и др.].

В исследованиях рассматриваются различные по масштабу ИЭС, которые могут быть отнесены к одной из следующих групп:

- государственные/межгосударственные системы [16, 17 и др.];
- региональные системы [10, 18 и др.];
- системы энергоснабжения отдельных зданий [19, 20 и др.].

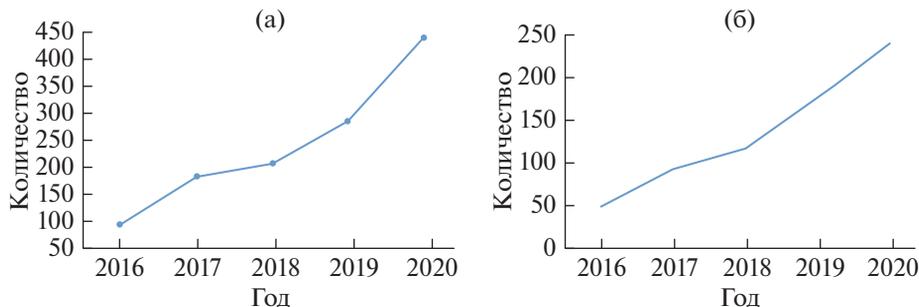
Широко применяемый подход к исследованию ИЭС основан на рассмотрении таких систем в виде энергетического хаба [21, 22]. Некоторые исследователи считают, что ИЭС по своей сути возникли из концепции энергетического хаба [23].

В России в связи с ее суровым климатом и протяженностью территории энергосистемы играют важную роль в экономике и социальной жизни страны. В связи с этим существует необходимость согласования различных энергетических систем для оптимального проектирования и управления ими. Поэтому возникает интерес к разработке технологий интегрированных систем, которыми в том числе занимается ряд известных научных организаций, например, таких как Сколтех, ИСЭМ СО РАН и др.

В работах [24, 25] представлены концептуальные положения по интеллектуальным ИЭС, где интеграция рассматривается в следующих трех аспектах:

- системном, представляющим объединение систем по их типам, включает системы электро-, тепло/хладо- и газоснабжения, в каждом конкретном случае они могут быть интегрированы все или их отдельные представители;
- пространственно-масштабном, отражающим крупность систем с дифференциацией на супер-, мини-, микросистемы;
- функциональном, определяющим вид деятельности системы (ее назначение), в их числе: энергетические (технологические); коммуникаций и управления; выработки решений.

В этой статье представлен краткий анализ публикационной активности в области исследований ИЭС, приведены и систематизированы мировые работы по исследованию ИЭС в соответствии с решаемыми задачами управления функционированием и развитием.



**Рис. 1.** Индексация научных работ по исследованиям ИЭС в период 2016–2020 гг.: (а) в системе Scopus; (б) в системе ScienceDirect.

### АНАЛИЗ ПУБЛИКАЦИОННОЙ АКТИВНОСТИ

Авторами выполнен поиск научных работ, опубликованных за последние пять лет, в период 2016–2020 гг., с использованием международных систем ScienceDirect и Scopus. Поиск выполнялся на основе сформированных запросов, которые включали список слов, используемых в заголовках или ключевых словах публикаций. Список слов состоял из различных словосочетаний, что вызвано использованием разных терминов для обозначения ИЭС. Область рассмотрения в поисковых запросах была ограничена энергетикой. В результате выполнения поисковых запросов найдено 675 работ в системе ScienceDirect и 1208 работ в системе Scopus.

Индексация научных работ в рассматриваемых международных системах за рассматриваемый период представлена на рис. 1. График на рис. 1 показывает значительный рост публикаций, что свидетельствует о возрастающем интересе к ИЭС.

О научных изданиях, в которых публикуются работы по исследованиям ИЭС, можно судить по диаграммам на рис. 2, где приведены те издания, в которых за рассматриваемый период опубликовано не менее 10 работ.

Картину по публикационной активности в исследованиях ИЭС дополняет рис. 3, на котором представлены данные из Scopus по странам, имеющим наибольшее количество научных работ по ИЭС за 2016–2020 гг. Для сравнения здесь же приведены данные по России.

Таким образом, очевидно, что вопросы управления ИЭС являются актуальными и ими занимаются множество исследователей в различных странах.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ИМИ

В комплексе задач управления ИЭС можно выделить следующие группы задач:

- 1) управления функционированием,
- 2) управления развитием.

При этом основополагающее значение имеют вопросы моделирования ИЭС как объекта управления. Решение задач управления функционированием направлено на обеспечение необходимыми объемом, надежностью энергоснабжения и качеством потребляемой энергии потребителями при удовлетворении физико-технических условий функционирования системы и выполнении ограничений на режимные параметры с минимизацией эксплуатационных затрат. При решении этой задачи необходимо найти такие управляющие воздействия на систему или ее подсистемы, которые введут показатели функционирования в необходимую допустимую область значений.

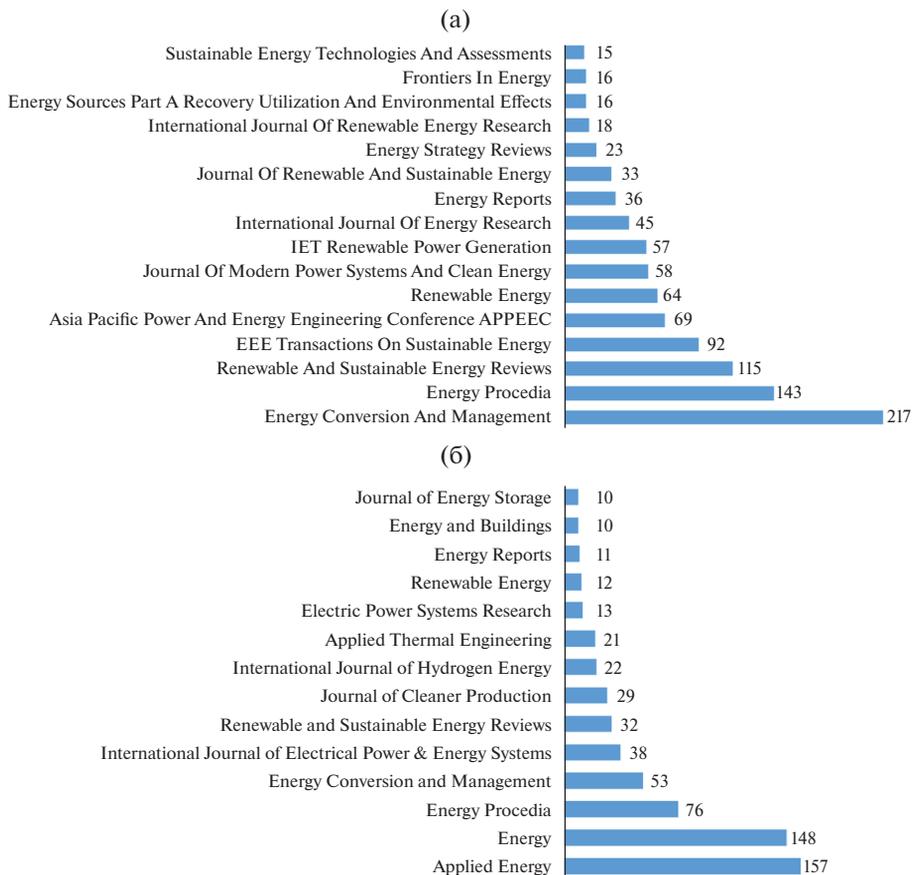


Рис. 2. Научные издания, в которых опубликованы работы по исследованиям интегрированных энергетических систем за 2016–2020 гг., в соответствии с результатами поиска в системах: (а) в системе Scopus; (б) в системе ScienceDirect.

При этом для ИЭС или любой ее подсистемы должен выполняться следующий комплекс условий [26]:

1) материальные балансы в узлах (I закон Кирхгофа)

$$Ax = Q, \tag{1}$$

где  $A$  – матрица инцидентности;  $x$  – вектор значений потоков энергии или энергоносителя;  $Q$  – вектор значений узловых отборов и притоков в систему;

2) равенство приращений и потерь узловых потенциалов для независимых контуров (II закон Кирхгофа)

$$By = 0, \tag{2}$$

где  $B$  – матрица контуров или совпадений выбранной базисной системы контуров и ветвей;  $y$  – вектор изменения узловых потенциалов на ветвях;

3) замыкающее соотношение в виде функции изменения узловых потенциалов на ветви

$$y_i = f_i(x_i, H_i, \varphi_i), \quad i \in I, \tag{3}$$



**Рис. 3.** Количество опубликованных научных работ по интегрированным энергетическим системам в различных странах.

$$y_i = P_j - P_{j+1}, \quad j \in J, \quad (4)$$

где  $x_i$  – расход энергии (энергоносителя) на  $i$ -ой ветви;  $H_i$  – управляемое приращение потенциала на  $i$ -ой ветви;  $\varphi_i$  – управляемое сопротивление  $i$ -ой ветви;  $P_j$  – значение узлового потенциала;  $j$  и  $j + 1$  – номера начального и конечного узлов  $i$ -ой ветви;  $I$  и  $J$  – множества ветвей и узлов сети;

4) ограничения на показатели функционирования при оптимальном выборе управляющих воздействий для ввода в допустимую область их значений в соответствии с заданным критерием:

$$P_j^{\min} \leq P_j \leq P_j^{\max}, \quad (5)$$

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad (6)$$

$$H_i^{\min} \leq H_i \leq H_i^{\max}, \quad (7)$$

$$\varphi_i^{\min} \leq \varphi_i \leq \varphi_i^{\max}. \quad (8)$$

Решение задач управления развитием направлено на определение направления изменения структуры и параметров системы с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами для обеспечения текущих и будущих потребностей потребителей в энергии. Эта проблема в общем случае предполагает решение задачи математического программирования, в которой целевая функция представляет собой зависимость приведенных затрат от искомым структуры и параметров системы, рассчитывается с учетом периода обслуживания капитала, полученного в виде кредита для реализации предлагаемого проекта:

$$C = aC_K + C_I, \quad (9)$$

где  $C_K$  – капитальные вложения;  $C_I$  – ежегодные издержки;  $a$  – коэффициент приведения, являющийся фактически коэффициентом ежегодного возврата капитала.

Условия (1)–(8), как правило, входят в математическую формулировку задачи управления развитием.

При решении задач управления ИЭС требуется обеспечить необходимые уровни надежности энергоснабжения и качества энергии. Расчет надежности, как правило, предполагает рассмотрение двух показателей, оцениваемых с помощью коэффициента готовности  $K_j^{(1)}$  (для расчетного уровня энергоснабжения  $j$ -ого потребителя) и вероятности безотказной работы  $R_j^{(2)}$  (для пониженного уровня энергоснабжения  $j$ -ого потребителя в аварийной ситуации). Требования качества энергии (например, допустимого уровня искажения синусоиды переменного электрического тока (уровня высших гармоник), или требуемого уровня параметров теплоносителя в системах теплоснабжения) задаются соответствующими ограничениями вида

$$\kappa_{\min} \leq \kappa_j \leq \kappa_{\max}, \quad j \in J, \quad (10)$$

где  $\kappa_j$  – показатель качества энергии для  $j$ -го узла.

Существуют два следующих направления в моделировании ИЭС: 1) традиционное при использовании систем уравнений, включающих формулы (1)–(8); 2) на основе применения концепции энергетического хаба, представляемого системой уравнений в матричном виде, которая связывает входные переменные энергетического хаба с его выходными переменными [11, 22, 27 и др.], имеющей следующий вид:

$$\mathbf{L} = \mathbf{C}\mathbf{E}, \quad (11)$$

где  $\mathbf{C}$  – матрица прямых связей, которая описывает преобразование видов энергии от входов к выходу;  $\mathbf{L}$  – вектор входных переменных;  $\mathbf{E}$  – вектор выходных переменных. И те и другие переменные представляют различные виды энергии. Каждый член матрицы описывает один конкретный вход с определенным выходом.

В выполненных исследованиях, прежде всего в диссертациях [28, 29], представлены формализованные постановки конкретных задач интегрированных мульти-энергетических систем, методы и результаты их решения на основе линейных моделей энергетического хаба вида (11).

Современные специализированные программные пакеты получают широкое применение при моделировании ИЭС. Один из подходов к имитационному моделированию ИЭС средствами Matlab/Simulink с использованием концепции энергетического хаба предложен в работе [30]. В библиотеке моделей энергетических систем, имеющейся в Matlab/Simulink, содержатся модели достаточно простых элементов (например, ЛЭП, трансформаторов, трубопроводов и т.п.). В дополнение к этой библиотеке формируется библиотека моделей более сложных элементов, имеющих структуру энергетического хаба со многими входами и многими выходами и реализацией операций преобразования и накопления энергии (например, жилая квартира с входами электроэнергии, газа и централизованного тепла и выходами электроэнергии и тепла, а также реализацией функций этого энергетического хаба по преобразованию электроэнергии в тепло, газа в тепло и т.д.). С использованием указанных двух библиотек элементов и топологии электрической и трубопроводных (газ и тепло) сетей конструируется модель ИЭС.

### ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Среди задач управления функционированием ИЭС можно выделить следующие:

- Задача определения оптимальных режимов загрузки генерирующего оборудования;
- Задача управления экономичным распределением нагрузки;
- Задача определения оптимального потокораспределения.

Далее рассмотрим эти задачи и приведем для каждой из них некоторые актуальные научные работы, отражающий современный уровень достигнутых научных результатов.

Задача определения оптимальных режимов загрузки генерирующего оборудования заключается в получении оптимального графика пуска и останова генерирующего оборудования для удовлетворения ожидаемого спроса на энергию с учетом затрат, системных ограничений и ограничений генерирующего оборудования. В контексте ИЭС это относится к оптимальному запуску и останову каждого энергоблока для удовлетворения спроса на несколько видов энергии с минимизацией общих эксплуатационных затрат. Рассмотрим некоторые работы, в которых представлены результаты, связанные с решением этой задачи. В работе [31] разрабатывается новая методическая база для интервальной оптимизации при решении задачи определения оптимальных режимов загрузки генерирующего оборудования в ИЭС с учетом случайных событий в системе, неопределенности выработки энергии от возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и величины нагрузки. В статье [8] рассматривается взаимодействие между традиционной электроэнергетической системой и ИЭС уровня городского района для определения оптимальных режимов загрузки генерирующего оборудования. В рамках этого исследования энергообъединения типа газо-, электроснабжения и хладо-, тепло-, электроснабжения являются двумя рассматриваемыми типами ИЭС. В статье представлена математическая модель для решения поставленной задачи, в которой несколько ИЭС районного уровня подключены к электроэнергетической системе. Задача моделируется и решается с помощью смешанного целочисленного линейного программирования (СЦЛП). Результат моделирования показывает, что переход к ИЭС позволяет снизить стоимость обслуживания всей энергосистемы.

Математическая модель для решения задачи согласования работы системы аккумуляции электроэнергии с теплогенерирующим оборудованием для компенсации разрыва в распределении мощности, вызванного прерывистостью выработки электроэнергии на основе ветроэнергетических установок, представлена в статье [32]. Чтобы получить работоспособное и эффективное решение, в предложенной модели учитываются все эксплуатационные ограничения энергосистемы. Для решения этой задачи также применяется СЦЛП.

При решении задач управления функционированием широко применяются технологии искусственного интеллекта. Так, для решения задачи определения оптимальных режимов загрузки теплогенерирующего оборудования, интегрированного с системами ветровой и солнечной энергии, в работе [33] применяется усовершенствованный алгоритм оптимизации роя бинарных частиц, управляемый генетическим алгоритмом. Авторы продемонстрировали эффективность предложенного ими подхода в сравнении с другими уже известными подходами.

В работе [6] разработан подход, который позволяет учесть работу ВИЭ в рамках ИЭС, состоящей из систем электроснабжения и централизованного теплоснабжения. Этот подход позволяет преодолеть проблемы, связанные с изменчивым характером работы ВИЭ.

Одним из подходов, используемых для моделирования ИЭС, является построение смешанной логико-динамической (Mixed Logical Dynamical, MLD) системы [34], которая представляет собой описание взаимосвязи физических законов, логических правил и ограничений. Этот подход обеспечивает высокий уровень управления и оптимизации сложных энергетических систем. В работе [35] идеи MLD получили дальнейшее развитие, что позволило учесть потоки электрической и тепловой энергии, которые связаны через работу электростанций комбинированного цикла.

Следующей из рассматриваемых задач является задача управления экономичным распределением нагрузки, которая состоит в определении для каждого периода планирования работы ИЭС фактической выходной мощности используемых генерирующих блоков, необходимой для удовлетворения спроса на энергию при соблюдении

всех физических ограничений в исследуемой ИЭС. Среди статей, посвященных решению этой задачи, можно выделить следующие.

В статье [36] предложена четырехуровневая математическая модель и оригинальный подход к решению задачи управления экономичным распределением нагрузки в ИЭС, состоящей из систем электро- и теплоснабжения. В этой модели учитываются факторы, которые влияют на тепловой комфорт конечных потребителей, включая параметры здания, погодные условия и поведение самих потребителей.

Одним из факторов, требующих учета при решении обозначенной задачи, является присутствие разнотипных аккумуляторов энергии в ИЭС. Применение метаэвристического метода является одним из подходов для моделирования таких систем [37]. Этот метод включает в себя эвристические правила, которые используются совместно с адаптивным генетическим алгоритмом для улучшения качества начальных возможных решений и новых решений на каждой итерации.

Рассмотрение современной энергетической системы требует учета ее влияния на экологию окружающей среды. В статье [17] предлагается модель ИЭС, которая состоит из региональной системы электро- и газоснабжения, а также районных энергетических узлов, включающих в себя ТЭЦ, установки получения газа с помощью электроэнергии, тепловые насосы, газовые печи и различные хранилища энергии; разработана математическая формулировка задачи, которая сведена к модели СЦЛП. Решение задачи управления ИЭС на основе этой модели позволяет снизить объемы выбрасываемых оксидов азота и затраты на квоты, связанные с выбросами  $\text{CO}_2$ .

ИЭС могут иметь в своем составе большое количество распределенных генераторов энергии, функционировать в режиме динамического изменения режимов потребления энергии. Для управления такими системами создается сложная информационно-телекоммуникационная инфраструктура. В одной из актуальных работ [38], где моделируется такая ИЭС, предложена скоординированная оптимизационная модель, учитывающая потери при передаче электроэнергии и тепла. Эта модель, в том числе, позволяет решить задачу обеспечения фактического баланса спроса и предложения на энергию и избежать значительных экономических потерь.

Последняя рассматриваемая задача управления функционированием ИЭС – это задача определения оптимального потокораспределения в ИЭС, которая сводится к распределению нагрузки между источниками энергии с минимизацией затрат на ее генерацию или потери мощности в сети с учетом ограничений системы передачи энергии. Решение указанной задачи требует учета потребности в нескольких видах энергии, которая удовлетворяется за счет использования различных источников энергии и устройств для преобразования энергии при соблюдении сетевых ограничений по каждому виду энергоносителя. В статье [4] предложена математическая модель для решения этой задачи, в которой дополнительно учитываются различные динамические характеристики систем электро- и газоснабжения. В статье [39] для определения оптимального потокораспределения в ИЭС предлагается метод на основе СЦЛП. Для определения оптимального потокораспределения также используются эвристические алгоритмы. Например, в статье [40] описывается алгоритм оптимизации, основанный на эвристическом алгоритме гравитационного поиска с изменяющимся во времени коэффициентом ускорения (Time Varying Acceleration Coefficients-Gravitational Search Algorithm, TVAC-GSA). Методы решения этой задачи систематизированы в работе [41], в которой они разделены на две группы (рис. 4).

Задача планирования работы энергосистемы на заданный временной горизонт связана с определением оптимального потокораспределения в этой системе. Авторы в работе [7] предлагают метод определения оптимального потокораспределения при планировании работы ИЭС, включающей в свой состав системы электро- и газоснабжения, с нестационарной моделью для потока природного газа. Выполнен ряд расчетов

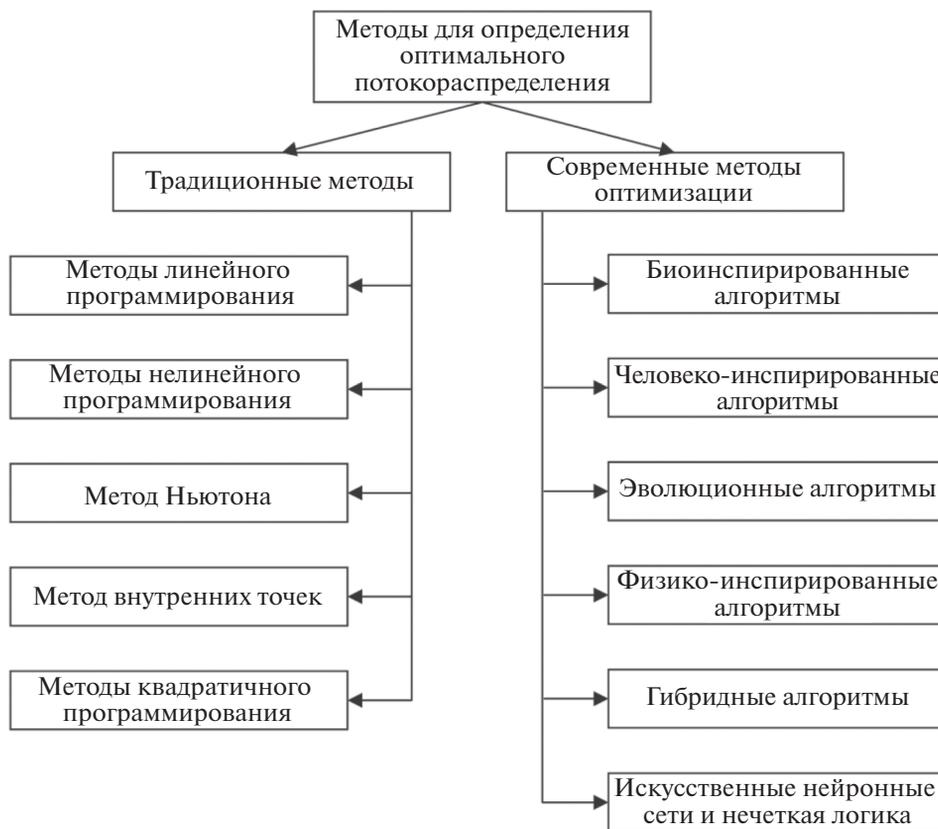


Рис. 4. Методы, используемые для определения оптимального потокораспределения.

для сравнения решений, полученных на стационарных и нестационарных моделях систем транспорта природного газа.

В работе [42] представлена методика управления спросом на электро- и теплоэнергию в ИЭС с учетом наличия накопителей энергии, смещаемых во времени нагрузок отдельных потребителей, дополнительных источников энергии, а также суточных тарифов на энергию из систем централизованного энергоснабжения. В рамках этой методики используются динамические модели потокораспределения как в сети объектов, так и в сети систем централизованного энергоснабжения, позволяющих учесть зависимость ряда параметров от времени, наличие накопителей энергии и распределенной генерации.

Скоординированная работа аккумуляторов электроэнергии, тепла и газа в ИЭС рассматривается в статье [43]. В предлагаемом авторами подходе для моделирования работы ИЭС формируется модель энергетического хаба, и далее на ее основе определяется оптимальное потокораспределение в этой системе с учетом работы накопителей нескольких видов энергии.

В работе [44] разработан подход, в котором выделены четыре этапа в процессе взаимодействия централизованных систем электро- и теплоснабжения. Для каждого этапа, который представляет собой квазистационарное состояние, разработана математическая модель для оптимального распределения потоков энергии в ИЭС.



Рис. 5. Подходы к организации управления интегрированными энергетическими системами [46].

Подход к решению задачи формирования стратегии работы ИЭС с учетом организации оптимального потокораспределения, управления спросом и стохастической выработки энергии на основе ветра предложен в статье [5]. В рамках подхода моделируются газовая и электрическая инфраструктуры и учитываются эксплуатационные ограничения ИЭС, а также нелинейные характеристики, описывающие работу компрессоров и потоки газа в трубопроводной системе.

В статье [45] рассматриваемая задача управления ИЭС решается в рамках оптимального проектирования и при функционировании распределенных ИЭС. Предлагаемая в статье методическая основа использована для исследования возможности снижения негативного влияния распределенной генерации на работу распределительных сетей. Полученные авторами результаты позволяют избежать избыточных мер по реконструкции сети путем оптимального проектирования и определения операционных стратегий работы распределенной энергосистемы.

При управлении ИЭС необходимо обеспечить непрерывное энергоснабжение потребителей для своевременного удовлетворения спроса на энергию. Оптимальная стратегия управления обеспечивает экономически и энергетически эффективное энергоснабжение. Можно выделить два следующих подхода к организации управления ИЭС (рис. 5):

- централизованная структура управления;
- децентрализованная структура управления.

В [47] авторы предлагают подход к иерархическому централизованному управлению микросетевой интегрированной энергосистемой. В рамках этого подхода контроллер может одновременно управлять тепловыми, газовыми и электрическими системами. Для учета динамических характеристик различных систем он разделен на три уровня: медленный, средний и быстрый. Взаимодействие между тремя энергетическими сетями координируется в иерархической структуре управления, чтобы лучше координировать различные подуровни управления. При этом выполняется координированное управление различными типами систем энергоснабжения, в том числе в ситуациях, когда в ИЭС происходят значительные и внезапные изменения ее состояний,

связанные с изменениями рабочих режимов, колебаниями выработки энергии от ВИЭ, пусками различного оборудования, такого как кондиционеры и микротурбины, реакцией на текущий спрос, а также с аккумулярованием тепловой и электрической энергии. Далее результаты этого исследования получили развитие для управления городской ИЭС [48]. Подобный подход применяется к решению задачи планирования режимов [49], где оптимизация выполняется для временного периода, равного 24 ч, а стратегия управления в режиме реального времени компенсирует несоответствие между запланированной нагрузкой и реальной нагрузкой посредством реализации необходимых управляющих воздействий в ИЭС.

Несмотря на то, что централизованная структура управления может обеспечить наилучшую общую эффективность функционирования энергосистемы, сложность ограничивает ее широкое применение на практике. Распределенные структуры управления делят общую сложную задачу управления на ряд менее сложных подзадач. Однако локальное управляющее воздействие, которое необходимо выполнить, зависит от действий окружающих контроллеров и должно реализовываться согласованно. Например, в работе [38] предложена математическая модель для распределенного управления ИЭС. В монографии [46] предложена схема распределенного управления энергетическими хабами, которые моделируют ИЭС, с учетом динамики, связанной с работой аккумуляторов энергии. Подход к управлению ИЭС, использующих такие энергоносители как электроэнергия (переменного или постоянного тока), тепло, природный газ и водород, на основе распределенной структуры управления представлен в [50]. Этот подход обеспечивает минимизацию общих затрат и/или объема выбросов при соблюдении сетевых ограничений и ограничений, связанных с рыночными контрактами.

В современной энергетике активно применяются ВИЭ, что обусловлено ужесточением экологических требований и широким распространением современных технологий. Ряд исследований посвящен работе ВИЭ при интеграции энергетических систем. Так, рассматриваются технологии для производства водорода с использованием получаемой от ВИЭ энергии, который является перспективным энергоносителем в ИЭС [14, 51]. Применение существующих возможностей для преобразования избыточной электроэнергии от ВИЭ в другой вид энергии обусловлено высокими затратами на хранение энергии в энергосистеме. Финансовая привлекательность использования электролизеров для управления перегрузками в энергосистеме требует проведения тщательных исследований, т. к. в зависимости от стоимости оборудования и топлива производство энергии от ВИЭ даже с учетом имеющихся здесь ограничений может оказаться более предпочтительным вариантом.

Несмотря на то, что проводятся исследования различных типов ВИЭ, в опубликованных научных работах наиболее часто рассматривается ветровая генерация. Ветровая генерация – это весьма доступный вариант по сокращению выбросов  $\text{CO}_2$  при выработке электроэнергии и тепла. В статье [52] представлено оптимальное планирование функционирования ИЭС с учетом эксплуатационных ограничений при детерминированных и стохастических условиях получения энергии от ветровой генерации. В работах [53, 54] показано, что затраты на производство электроэнергии и, в конечном итоге, эксплуатационные расходы ИЭС снижаются по мере увеличения использования ветровой генерации. В работе [55] отмечено, что следствиями низкого уровня использования энергии ветра в ИЭС являются большее применение газотурбинных электростанций, возрастающий импорт дорогостоящей электроэнергии, повышение загруженности газотранспортной сети, более низкая способность управлять режимом ее функционирования, большее энергопотребление компрессорных станций и, в конечном итоге, более высокие эксплуатационные расходы в ИЭС, особенно в условиях высокого спроса. С другой стороны, значительная неопределенность выработки энергии с помощью ветроэнергетических установок приводит к повышенным уровням неопределенности величины эксплуатационных затрат [56] и, следовательно, к более высоким затратам в

ИЭС [57]. Предложены следующие решения по повышению эффективности использования ветровой генерации:

1. Установки P2G могут преобразовывать большую часть избыточной энергии ветра в газ и тепло [58]. Однако из-за высоких эксплуатационных затрат на P2G необходимо обеспечить экономическую эффективность использования как ветроэнергетических установок, так и самой ИЭС; необходимо найти компромисс между стоимостью ветровой генерации и эксплуатационными затратами в ИЭС [59].

2. Производство водорода с помощью электроэнергии позволяет повысить эффективность использования ветровой генерации в случае избыточной энергии ветра и снизить эксплуатационные расходы, выбросы парниковых газов и объем сжигаемого природного газа. В работе [60] предложено размещать электролизеры для производства водорода в местах с избыточной энергией ветра.

3. Увеличение мощности устанавливаемых тепловых насосов постепенно приводит к повышению использования электроэнергии от ветровой генерации [61].

Кроме того, анализ влияния коэффициентов корреляции между различными ветроэнергетическими установками на эксплуатационные расходы ИЭС показал, что, если коэффициенты корреляции между ветроэнергетическими установками больше, то и эксплуатационные расходы в ИЭС также будут больше [62].

Существуют исследования ИЭС, включающих в свой состав разнотипные геотермальные источники для получения тепла, холода, электроэнергии и водорода [15]. Исследования показывают, что такие ИЭС имеют высокий уровень энергоэффективности в географических регионах с доступными геотермальными источниками энергии.

Одним из ключевых факторов, способствующих активному внедрению ВИЭ в ИЭС, является разработка и применение эффективных систем аккумулирования энергии. В работе [63] отмечено, что прогрессу в разработке систем возобновляемой генерации препятствует отсутствие рентабельных накопительных мощностей и технические ограничения существующих энергосетей. В свою очередь применение современных систем аккумулирования энергии позволяет повысить гибкость и надежность ИЭС, а также сократить эксплуатационные расходы. Системы накопления энергии способствуют удовлетворению пиковых нагрузок, сглаживают колебания нагрузок потребителей и компенсируют периодические колебания в выработке энергии от ВИЭ, обеспечивая эффективное управление энергопотреблением в ИЭС. В работе [64] показана важность использования газовых хранилищ для обеспечения поддержки работы ИЭС. Согласованная работа распределенных хранилищ природного газа и аккумуляторов тепловой энергии для повышения эффективности ИЭС рассматривается в статье [65]. Вопросы планирования накопления электроэнергии и тепла для оптимизации использования генерирующего оборудования исследуются в работе [66].

Результаты исследований, представленные в работе [67], показывают, что аккумулирование тепла снижает общие эксплуатационные расходы, повышает надежность системы и возможности по применению ВИЭ. Например, в Дании широкое практическое применение находят технологии аккумулирования тепловой энергии с электрическим подогревом, что обусловлено в том числе возрастающей долей ВИЭ в выработке энергии [68].

Накопление энергии является важной составляющей повышения стабильности работы ИЭС. В статье [69] представлена трехуровневая модель для минимизации снижения негативных воздействий на электро- и газоснабжение в ИЭС вследствие стихийных бедствий. Распределенная генерация и газовые хранилища рассматриваются как эффективные ресурсы для реагирования на чрезвычайные ситуации при обеспечении электроэнергией и газом потребителей во время стихийных бедствий. В работе [70] предложена модель, позволяющая минимизировать негативные воздействия на работу ИЭС, вызванные преднамеренными атаками на нее.

При решении задач управления функционированием ИЭС необходимо обеспечить ее гибкость, под которой понимается способность системы реагировать на колебания потребительского спроса на энергию и нестабильность ее выработки. Необходимость обеспечения гибкости обусловлена широким применением ВИЭ, использованием одного типа энергоносителя для преобразования в другой вид энергоносителя и развитием электротранспорта. Рассмотрим некоторые научные работы, посвященные актуальным вопросам обеспечения гибкости ИЭС.

В статье [71] исследуется гибкость ИЭС с разной конфигурацией и учетом наличия связи с более крупной по масштабу энергосистемой. Когда ИЭС подключается к более крупной по масштабу энергосистеме, ее гибкость определяется, как способность адаптироваться к изменяющимся, неопределенным условиям, которые обусловлены выработкой энергии от ВИЭ и потребительским спросом. С другой стороны, при работе изолированно от крупной энергосистемы (в автономном режиме) свойство гибкости характеризуется минимальными потерями энергии при удовлетворении потребностей в различных ее видах, таких как электричество, тепло и холод. Проведен анализ нескольких конфигураций ИЭС, который показал разные уровни доступной гибкости и возможности следовать запланированному обмену на сутки вперед с остальной частью энергосистемы, а также позволил определить объемы потерь энергии в автономном режиме.

Методология оценки воздействия теплоснабжения на комплексную гибкость газовых и электрических сетей представлена в статье [72]. На примере сетей Великобритании приведены результаты исследований, демонстрирующих как в экстремально холодные дни может быть снижена гибкость системы газоснабжения, используемой для обеспечения топливом системы теплоснабжения, в то время как в дни с более высокой температурой наружного воздуха использование газовых турбин, применяемых для обеспечения электроэнергией теплогенерирующего оборудования, приводит к увеличению колебаний в заполняемости системы трубопроводов газом.

Подход к описанию поведения местного рынка услуг по обеспечению гибкости энергосистемы представлен в [73]. Этот подход позволяет исследовать взаимодействие между централизованной и децентрализованной системами, чтобы найти экономически оптимальный режим работы с исключением критических состояний сети.

В работе [74] отмечено, что переход к ИЭС, особенно включающих в свой состав аккумуляторы энергии, обеспечивают повышение гибкости энергосистемы при реагировании на спрос. В этой работе для повышения потенциальной гибкости ИЭС предложена стохастическая модель СЦП, которая описывает генерацию и хранение энергии с учетом локальных ограничений элементов сети. Практическое применение предложенной модели демонстрируется на примере умного района при исследовании различных вариантов обеспечения гибкости его энергосистемы. Рассматривается возможность подключения к этому району большего количества тепловых насосов с учетом ограничений по пропускной способности сети и максимизацией доходов множества субъектов рынка и услуг.

Очевидно, что в новой парадигме энергетических систем автостоянки электромобилей будут иметь важное значение для накопления электроэнергии и обеспечения гибкости энергосистемы. В этом контексте стратегия применения электромобилей в качестве систем хранения энергии в ИЭС исследуется в [75]. В этом исследовании предлагается стохастическая модель движения, учитывающая неопределенности, связанные с наличием транспортных средств на стоянках. Результаты этого исследования показывают, что наличие электромобилей может оказать существенное влияние на планирование работы ИЭС. В статье [76] также сделаны подобные выводы при решении задачи оперативного управления ИЭС, которая включает в свой состав установки совместной выработки электро- и теплоэнергии, ВИЭ, аккумуляторы тепловой энер-

гии и электродоты. В целом электромобили повышают общую гибкость энергосистемы и таким образом снижают ее эксплуатационные расходы.

Перейдем к рассмотрению задач управления развитием ИЭС.

### ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Математические модели, используемые при решении задач управления развитием ИЭС, можно разделить на следующие две группы: детерминированные модели и стохастические модели. В детерминированных моделях все необходимые переменные определены для расчета затрат в развитии ИЭС. Рассмотрим некоторые работы, в которых используются эти модели.

Модель совместного развития интегрированных газовых и электроэнергетических систем, направленная на минимизацию общих капитальных и эксплуатационных затрат, предложена в статье [77]. Для нелинейных целевых функций и ограничений вводятся линейные их аппроксимации.

Для решения задачи оптимального построения ИЭС, удовлетворяющей потребительские нагрузки на электричество, тепло и холод, в статье [9] представлена математическая модель, сформулированная как оптимизационная задача СЦЛП. Эта модель позволяет определить оптимальный набор технологий и их оптимальное размещение и обеспечить рациональное диспетчерское управление ИЭС. В разработанной модели используется подход многоузлового моделирования (в отличие от агрегированного одноузлового подхода), который включает уравнения, описывающие потокораспределение в подсистемах ИЭС, и, следовательно, обеспечивает возможность выполнять компоновку узлов в ИЭС с учетом физических и эксплуатационных ограничений систем электро-, тепло- и хладоснабжения.

В работе [78] представлена модель долгосрочной оптимизации для получения согласованных проектных решений по развитию систем электро- и газоснабжения. Математическая модель, отражающая содержание задачи, сводится к многоступенчатой целочисленной нелинейной оптимизации. Идея работы состоит в том, чтобы минимизировать капиталовложения и эксплуатационные расходы путем оптимального планирования мест включения новых установок P2G в единую ИЭС с определением параметров этих установок.

Оптимизационная модель развития ИЭС, состоящей из систем электро-, газо- и теплоснабжения представлена в [11]. В этой модели в качестве преобразователей одного вида энергии в другой рассматриваются ТЭЦ и газовые печи.

Стохастические модели используются для описания различных элементов неопределенностей при решении задач управления развитием ИЭС. В настоящее время по этим моделям публикуется наибольшее количество работ. Рассмотрим некоторые из них.

Решение задачи развития ИЭС, в которых одновременно используются разные энергоносители, такие как газ, электроэнергия, тепло и холод, может оказаться сложной задачей, особенно при наличии долгосрочной ценовой неопределенности в отношении различных энергоносителей. В статье [79] предлагается единая методология оптимизации развития и эксплуатации ИЭС с оценкой гибкости, заложенной как на этапе развития, так и обеспечиваемой при эксплуатации, с учетом долгосрочных неопределенностей в отношении цены на различные энергоносители.

В статье [80] представлена стохастическая децентрализованная модель для согласования развития газовых и электрических сетей. При решении этой задачи учитываются различные неопределенные факторы, такие как сила ветра, перспективный рост нагрузок потребителей, а также величина кредитной ставки. Используется алгоритм ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers [81]) для получения рекомендаций

по согласованному развитию газовых и электрических сетей с минимизацией объемов данных о параметрах этих сетей.

Метод оптимального проектирования ИЭС, состоящей из систем электро-, тепло-, хладо- и водоснабжения, представлен в статье [82]. Это метод используется в проекте Европейского Союза “Horizon 2020 MODER”, ориентированном на глубокую модернизацию зданий и энергетической инфраструктуры. Задача оптимизации сформулирована как СЦЛП, при решении которой учитывается широкий набор современных технологий преобразования и хранения энергии, уровень эффективности при частичной нагрузке потребителей, а также влияние условий окружающей среды на возможности производства энергии в ИЭС. Предлагаемая в статье модель позволяет учесть характеристики накопителей энергии различных типов: электрохимические, тепловые и водяные. С использованием этого метода проведены исследования ИЭС аэропортов, расположенных в пятнадцати городах по всему миру, и определен оптимальный набор технологий, их мощность и режим работы.

Многоэтапный подход на основе стохастического программирования для согласованного планирования развития газотранспортных и электроэнергетических систем с учетом неопределенностей в изменении нагрузок потребителей предложен в работе [83]. Этот подход позволяет последовательно определять размер необходимых инвестиций с постепенным выявлением неопределенностей с течением времени.

В статье [84] развитие ИЭС рассматривается как задача двухуровневого многоступенчатого программирования, которая формулируется таким образом, чтобы минимизировать капитальные и эксплуатационные затраты. Для решения этой задачи предлагается гибридный алгоритм, сочетающий модифицированный алгоритм роя бинарных частиц (BPSO) и алгоритм, реализующий метод внутренних точек. BPSO используется для подзадачи верхнего уровня, а метод внутренних точек применяется для подзадачи нижнего уровня. Авторами статьи проведены практические исследования на примере одной из ИЭС, расположенной в западной части Дании.

Существует вероятностный подход к развитию ИЭС, состоящих из систем электро- и газоснабжения при наличии неопределенного спроса на активную и реактивную мощность [85]. Этот подход основан на методе программирования с ограничениями по случайности [86] и позволяет минимизировать капитальные затраты на газовые генераторы, трубопроводы природного газа и эксплуатационные расходы на распределенные генераторы, работающие на природном газе, в течение длительного периода планирования.

В статье [87] представлены две математические модели для решения задачи оптимального проектирования ИЭС с выбором оптимальных параметров накопителей энергии. Задача сведена к задаче СЦЛП. Возможности моделей продемонстрированы на примере ИЭС, расположенной в окрестности Цюриха, Швейцария.

В статье [88] предлагается управляемая данными двухэтапная модель робастного стохастического программирования для планирования мощности энергетического хаба, который рассматривается в этой работе как интерфейс между различными энергетическими системами при производстве, преобразовании и хранении энергии в ИЭС. Эта модель позволяет минимизировать сумму затрат на строительство и ожидаемых эксплуатационных затрат в течение жизненного цикла энергетического хаба с учетом неопределенностей, связанных с производством энергии с помощью ВИЭ и изменением потребительских нагрузок.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дано представление об ИЭС и показано, что текущие тенденции ведут к усилению взаимосвязей между различными типами систем энергоснабжения, в первую очередь, электро-, газо-, тепло-, хладоснабжения. Исследованию этих систем посвящается все

больше научных работ. Проведен обзор научных работ по актуальным вопросам управления ИЭС. На основе проведенного обзора можно сделать вывод, что вопросам управления развитием ИЭС уделено меньше внимания, чем вопросам управления функционированием этих систем.

На основе проведенного авторами анализа работ в области построения и исследования ИЭС можно сделать вывод, что текущее состояние в этой области характеризуется следующими положениями.

- Существующие системы энергоснабжения управляются разрозненно, т.к., как правило, принадлежат и эксплуатируются разными организациями, имеют свои собственные системы управления (диспетчерские пункты) и при их управлении используются свои собственные стандарты, правила и подходы. Все указанное приводит к значительным затруднениям для объединения этих систем в единую систему. Необходимо исследовать новые нормативно-правовые механизмы и стандарты для обеспечения объединения систем и перехода к ИЭС.

- ИЭС состоят из множества подсистем (различные типы энергосистем имеют индивидуальные физические особенности), элементов, в том числе активных, обладающих своим собственным поведением, что необходимо принимать во внимание при разработке адекватных математических моделей для управления ИЭС.

- Организация работы нескольких разнотипных энергосистем в ИЭС требует активного применения новых технологий, перехода на новый технологический и технический уровень управления такими системами. В настоящее время некоторые технологии находятся на стадии опытной эксплуатации, а некоторые только исследуются. Эти технологии должны обеспечить интеграцию различных подсистем ИЭС и согласованное их функционирование.

- Изменение условий взаимодействия участников энергорынка и расширение возможностей потребителей по управлению своим энергопотреблением. Исследование преимуществ интеграции систем с обоснованием экономической целесообразности такого объединения для каждого из субъектов объединенной энергосистемы. Существующие стимулы для инвестиций недостаточны, могут потребоваться дополнительные меры по регулированию и государственные инвестиции.

- Активное развитие информационно-телекоммуникационных и интеллектуальных технологий приводит к изменению парадигмы взаимодействия участников энергорынка. В рамках этого процесса происходит переход к концепции “Интернета энергии”, который связан с применением технологий сбора и хранения данных в инфраструктуре “Интернета вещей”. Этот процесс приводит к повышению уровня интеграции энергетических систем и изменению подходов к построению и управлению ими.

- Широкое применение информационно-телекоммуникационных технологий в ИЭС приводит к появлению проблемы информационной безопасности. В состав ИЭС входят ключевые инфраструктурные системы и при целенаправленной атаке может быть нарушено функционирование жизненно важных объектов. Для повышения устойчивости функционирования ИЭС к преднамеренным атакам требуется постоянное совершенствование предпринимаемых мер и политики информационной безопасности.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-18-50320.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воронай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Изв. РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64–73.
2. Götz M., Lefebvre J., Mörs F., Koch A.M., Graf F., Bajohr S., Reimert R., Kolb T. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review // Renewable Energy. 2016. V. 85. P. 1371–1390.

3. Bakken B., Haugstad A., Hornnes K.S. Simulation and Optimization of Systems with Multiple Energy Carriers // Conference of the Scandinavian Simulation Society Linköping, Sweden, 1999.
4. Fang J., Zeng Q., Ai X., Chen Z., Wen J. Dynamic Optimal Energy Flow in the Integrated Natural Gas and Electrical Power Systems // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2018. V. 9. № 1. P. 188–198.
5. Bai L., Li F., Cui H., Jiang T., Sun H., Zhu J. Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty // Appl. Energy. 2016. V. 167. P. 270–279.
6. Zhou Y., Shahidehpour M., Wei Z., Li Z., Sun G., Chen S. Distributionally Robust Unit Commitment in Coordinated Electricity and District Heating Networks // IEEE Transactions on Power Systems. 2020. V. 35. № 3. P. 2155–2166.
7. Liu B., Meng K., Dong Z.Y., Wei W. Optimal Dispatch of Coupled Electricity and Heat System With Independent Thermal Energy Storage // IEEE Transactions on Power Systems. 2019. V. 34. № 4. P. 3250–3263.
8. Liu H., Zhou X., Yang X., Li Y., Li X. Influence Evaluation of Integrated Energy System on the Unit Commitment in Power System // IEEE Access. 2020. V. 8. P. 163344–163356.
9. Mashayekh S., Stadler M., Cardoso G., Heleno M. A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids // Appl. Energy. 2017. V. 187. P. 154–168.
10. Liu X., Mancarella P. Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems // Appl. Energy. 2016. V. 167. P. 336–352.
11. Zhang X., Shahidehpour M., Alabdulwahab A., Abusorrah A. Optimal Expansion Planning of Energy Hub With Multiple Energy Infrastructures // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. V. 6. № 5. P. 2302–2311.
12. Rakiipour D., Barati H. Probabilistic optimization in operation of energy hub with participation of renewable energy resources and demand response // Energy. 2019. V. 173. P. 384–399.
13. Huang Y., Cong H., Yang J., Pang A., Lan L., Wang X. Transmission Expansion Planning for Multi-energy System with Integrated Demand Response // 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, China, 2018.
14. Farahani S.S., Bleeker C., Wijk A., Lukszo Z. Hydrogen-based integrated energy and mobility system for a real-life office environment // Applied Energy. 2020. V. 264, P. 114695.
15. Akrami E., Khazaei I., Gholami A. Comprehensive analysis of a multi-generation energy system by using an energy-exergy methodology for hot water, cooling, power and hydrogen production // Appl. Therm. Eng. 2018. V. 129. P. 995–1001.
16. Jayasuriya L., Chaudry M., Qadrdan M., Wu J., Jenkins N. Energy Hub Modelling for Multi-Scale and Multi-Energy Supply Systems // 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019.
17. He L., Lu Z., Geng L., Zhang J., Li X., Guo X. Environmental economic dispatch of integrated regional energy system considering integrated demand response // International J. Electrical Power & Energy Systems. 2020. V. 116. P. 105525.
18. Jin X., Mu Y., Jia H., Wu J., Xu X., Yu X. Optimal day-ahead scheduling of integrated urban energy systems // Appl. Energy. 2016. V. 180. P. 1–13.
19. Sanjari M.J., Karami H., Gooi H.B. Micro-generation dispatch in a smart residential multi-carrier energy system considering demand forecast error // Energy Convers. Manage. 2016. V. 120. P. 90–99.
20. Wu R., Mavromatidis G., Orehounig K., Carmeliet J. Multiobjective optimisation of energy systems and building envelope retrofit in a residential community // Appl. Energy. 2017. V. 190. P. 634–649.
21. Geidl M., Koepfel G., Favre-Perrod P., Klockl B., Andersson G., Frohlich K. Energy hubs for the future: A powerful approach for next-generation energy systems // IEEE Power and Energy Magazine. 2007. V. 5. № 1. P. 24–30.
22. Almssalkhi M., Hiskens I. Optimization framework for the analysis of large-scale networks of energy hubs // 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden, 2011.
23. Sadeghi H., Rashidinejad M., Moeini-Aghaie M., Abdollahi A. The energy hub: An extensive survey on the state-of-the-art // Applied Thermal Engineering. 2019. V. 161. P. 114071.
24. Voropai N., Stennikov V., Senderov S., Barakhtenko E., Voitov O., Ustinov A. Modeling of Integrated Energy Supply Systems: Main Principles, Model, and Applications // Journal of Energy Engineering. 2017. V. 143. № 5. P. 04017011.
25. Воропай Н.И., Стеников В.А., Барахтенко Е.А. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5. С. 39–49.
26. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.
27. Geidl M. Optimal power flow of multiple energy carriers // IEEE Transactions on Power Systems. 2007. V. 22. № 1. P. 145–155.
28. Geidl M. Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems // PhD Dissertation. Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, Switzerland, 2007, 125 p.

29. *Koepfel G.A.* Reliability considerations of future energy systems: Multi-carrier systems and effect of energy storage // PhD Dissertation. Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, Switzerland, 2007, 139 p.
30. *Voropai N.I., Gerasimov D.O., Serdyukova E.V., Suslov K.V.* Development of a simulation model of an integrated multi-energy system based on the energy hub concept // Rudenko International Conference “Methodological problems in reliability study of large energy systems”, Kazan, Russia, 2020.
31. *Liang J., Tang W.* Interval based transmission contingency-constrained unit commitment for integrated energy systems with high renewable penetration // International J. Electrical Power & Energy Systems. 2020. V. 119. P. 105853.
32. *Alqunun K., Guesmi T., Albaker A.F., Alturki M.T.* Stochastic Unit Commitment Problem, Incorporating Wind Power and an Energy Storage System // Sustainability. 2020. V. 12. № 23. P. 10100.
33. *Senjyu T., Chakraborty S., Saber A.Y., Toyama H., Yona A., Funabashi T.* Thermal unit commitment strategy with solar and wind energy systems using genetic algorithm operated particle swarm optimization // 2nd International Power and Energy Conference, Johor Bahru, 2008.
34. *Bemporad A., Morari M.* Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints // Automatica. 1999. V. 35, № 3. P. 407–427.
35. *Krishnan A., Sampath L.P.M.I., Eddy F.Y.S., Patil B.V.* Multi-Energy Scheduling Using a Hybrid Systems Approach // IFAC-PapersOnLine. 2018. V. 51. № 16. P. 229–234.
36. *Lu S., Gu W., Meng K., Dong Z.* Economic Dispatch of Integrated Energy Systems With Robust Thermal Comfort Management // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2021. V.12. № 1. P. 222–233.
37. *Liang T., Yin X., Ge Q.* A new meta-heuristic for economic dispatch of integrated energy system with multi-type energy storages // 2nd International Academic Exchange Conference on Science and Technology Innovation, Guangzhou, China, 2020.
38. *Liu J., Wang A., Wang X., Tao R.* Coupled distributed control scheme for multi-energy systems with transmission losses based on event-triggered communication // J. Renewable and Sustainable Energy. 2020. V. 12. P. 055302.
39. *Shao C., Wang X., Shahidepour M., Wang X., Wang B.* An MILP-based optimal power flow in multicarrier energy systems // IEEE Trans. Sustainable Energy. 2017. V. 8. P. 239–248.
40. *Beigyand S.D., Abdi H., Scala La M.* Optimal operation of multicarrier energy systems using time varying acceleration coefficient gravitational search algorithm // Energy. 2016. V. 114. P. 253–265.
41. *Ebeed M., Kamel S., Jurado F.* Optimal Power Flow Using Recent Optimization Techniques: Classical and Recent Aspects of Power System Optimization. – Academic Press, 2018.
42. *Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А., Войтов О.Н.* Методика управления спросом на электро- и теплоэнергию в интегрированной энергосистеме с активными потребителями // Изв. РАН. Энергетика. 2020. № 4. С. 11–23.
43. *Ni L., Feng C., Wen F., Salam A.* Optimal power flow of multiple energy carriers with multiple kinds of energy storage // 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016.
44. *Pan Z., Guo Q., Sun H.* Interactions of district electricity and heating systems considering time-scale characteristics based on quasi-steady multi-energy flow // Applied Energy. 2016. V. 167. P. 230–243.
45. *Morvaj B., Evins R., Carmeliet J.* Optimization framework for distributed energy systems with integrated electrical grid constraints // Appl. Energy. 2016. V. 171. P. 296–313.
46. *Arnold M., Negenborn R.R., Andersson G., De Schutter B.* Distributed Predictive Control for Energy Hub Coordination in Coupled Electricity and Gas Networks // Intelligent Infrastructures. – Springer, 2010.
47. *Xu X., Jia H., Wang D., Yu D.C., Chiang H.-D.* Hierarchical energy management system for multi-source multi-product microgrids // Renewable Energy. 2015. V. 78. P. 621–630.
48. *Xu X., Jin X., Jia H., Yu X., Li, K.* Hierarchical management for integrated community energy systems // Applied Energy. 2015. V. 160. P. 231–243.
49. *Ramírez-Elizondo L. M., Paap G.C.* Scheduling and control framework for distribution level systems containing multiple energy carrier systems: Theoretical approach and illustrative example // International J. Electrical Power & Energy Systems. 2015. V. 66. P. 194–215.
50. *Skarvelis-Kazakos S., Papadopoulos P., Unda I.G., Gorman T., Belaidi A., Zigan S.* Multiple energy carrier optimisation with intelligent agents // Appl. Energy. 2016. V. 167. P. 323–335.
51. *Uyar T.S., Beşikci D.* Integration of hydrogen energy systems into renewable energy systems for better design of 100% renewable energy communities // International J. Hydrogen Energy. 2017. V. 42. № 4. P. 2453–2456.
52. *Pazouki S., Haghifam M.R.* Optimal planning and scheduling of energy hub in presence of wind, storage and demand response under uncertainty // International J. Electrical Power & Energy Systems. 2016. V. 80. P. 219–239.

53. Zhang Y., Le J., Zheng F., Zhang Y., Liu K. Two-stage distributionally robust coordinated scheduling for gas-electricity integrated energy system considering wind power uncertainty and reserve capacity configuration // *Renew. Energy*. 2019. V. 135. P. 122–135.
54. Alabdulwahab A., Abusorrah A., Zhang X., Shahidepour M. Coordination of interdependent natural gas and electricity infrastructures for firming the variability of wind energy in stochastic day-ahead scheduling // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2015. V. 6. № 2. P. 606–615.
55. Qadrdan M., Chaudry M., Ekanayake J., Wu J., Jenkins N. Impact of wind variability on GB gas and electricity supply // *IEEE international conference on sustainable energy technologies (ICSET)*. 2010.
56. Bai L., Li F., Cui H., Jiang T., Sun H., Zhu J. Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertain // *Appl. Energy*. 2016. V. 167. № 1. P. 270–279.
57. Fang X., Cui H., Yuan H., Tan J., Jiang T. Distributionally-robust chance constrained and interval optimization for integrated electricity and natural gas systems optimal power flow with wind uncertainties // *Appl. Energy*. 2019. V. 252, P. 113420.
58. Zeng Q., Fang J., Zhang B., Chen Z. The coordinated operation of electricity, gas and district heating systems // *Energy Procedia*. 2018. V. 145. P. 307–312.
59. Wang C., Dong S., Xu S., Yang M., He S., Dong X., et al. Impact of power-to-gas cost characteristics on power-gas-heating integrated system scheduling // *IEEE Access*. 2019. V. 7. P. 17654–17662.
60. Qadrdan M., Abeysekera M., Chaudry M., Wu J., Jenkins N. Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2015. V. 40. № 17. P. 5763–5775.
61. Cao Y., Wei W., Wu L., Mei S., Shahidepour M., Li Z. Decentralized operation of interdependent power distribution network and district heating network: a market-driven approach // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. V. 10. № 5. P. 5374–5385.
62. Zhang R., Jiang T., Li G., Chen H., Li X., Bai L., et al. Day-ahead scheduling of multicarrier energy systems with multi-type energy storages and wind power // *CSEE J. Power and Energy Systems*. 2018. V. 4. № 3. P. 283–292.
63. DECC. 2012a. Electricity System: Assessment of Future Challenges-Summary [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-system-assessment-of-future-challenges>
64. Chaudry M., Jenkins N., Strbac G. Multi-time period combined gas and electricity network optimization // *Elec. Power. Syst. Res.* 2008. V. 78. № 7. P. 1265–1279.
65. Zhang Y., He Y., Yan M., Guo C., Ding Y. Linearized Stochastic Scheduling of Interconnected Energy Hubs Considering Integrated Demand Response and Wind Uncertainty // *Energies*. 2018. V. 11. № 9. P. 2448.
66. Ramirez-Elizondo L., Velez V., Paap G.C. A technique for unit commitment in multiple energy carrier systems with storage // 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering. Prague, Czech Republic. 2010.
67. Liu B., Meng K., Dong Z.Y., Wei W. Optimal Dispatch of Coupled Electricity and Heat System With Independent Thermal Energy Storage // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. V. 34. № 4. P. 3250–3263.
68. Meibom P., Hilger K.B., Madsen H., Vinther D. Energy Comes Together in Denmark: The Key to a Future Fossil-Free Danish Power System // *IEEE Power and Energy Magazine*. 2013. V. 11. № 5. P. 46–55.
69. He C., Dai C., Wu L., Liu T. Robust Network Hardening Strategy for Enhancing Resilience of Integrated Electricity and Natural Gas Distribution Systems Against Natural Disasters // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. V. 33. № 5. P. 5787–5798.
70. Cong H., He Y., Wang X., et al. Robust optimization for improving resilience of integrated energy systems with electricity and natural gas infrastructures // *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2018. V. 6. P. 1066–1078.
71. Holjevac N., Capuder T., Zhang N., Kuzle I., Kang C. Corrective receding horizon scheduling of flexible distributed multi-energy microgrids // *Appl. Energy*. 2017. 207. P. 176–194.
72. Clegg S., Mancarella P. Assessment of the impact of heating on integrated gas and electrical network flexibility // *Power Systems Computation Conference (PSCC)*. Genoa. 2016.
73. Kornrumpf T., Neusel-Lange N., Meese J., Zdrallek M., Roch M. Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level // *Proc. of Power Systems Computation Conference (PSCC)*. 2016.
74. Good N., Mancarella P. Flexibility in multi-energy communities with electrical and thermal storage: a stochastic, robust approach for multi-service demand response // *IEEE Trans Smart Grid*. 2017. P. 1.
75. Yazdani-Damavandi M., Moghaddam M.P., Haghifam M.-R., Shafie-khah M., Catalão J.P. Modeling operational behavior of plug-in electric vehicles' parking lot in multienergy systems // *IEEE Trans. Smart Grid*. 2016. V. 7. P. 124–135.
76. Shafie-khah M., Vahid-Ghavidel M., Di Somma M., Graditi G., Siano P., Catalão J.P. Management of renewable-based multi-energy microgrids in the presence of electric vehicles // *IET Renewable Power Generation*. 2020. V. 14. P. 417–426.

77. Qiu J., Yang H., Dong Z.Y., Zhao J.H., Meng K., Luo F.J., Wong K.P. A linear programming approach to expansion co-planning in gas and electricity markets // *IEEE Trans. Power Syst.* 2016. V. 31. P. 3594–3606.
78. Zeng Q., Fang J., Chen Z., Li J., Zhang B. A multistage coordinative optimization for siting and sizing P2G plants in an integrated electricity and natural gas system // *Energy Conference (ENERGYCON)*. IEEE. 2016. P. 1–6.
79. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible Distributed Multienergy Generation System Expansion Planning Under Uncertainty // *IEEE Transactions on Smart Grid.* V. 7. № 1. P. 348–357.
80. Khaligh V., Anvari-Moghaddam A. Stochastic expansion planning of gas and electricity networks: A decentralized-based approach // *Energy.* 2019. V. 186, P. 115889.
81. Boyd S., Vandenberghe L. *Convex Optimization.* — Cambridge: Cambridge University Press. 2004.
82. Thiem S., Danov V., Metzger M., Schäfer J., Hamacher T. Project-level multi-modal energy system design—Novel approach for considering detailed component models and example case study for airports // *Energy.* 2017. V. 133. P. 691–701.
83. Ding T., Hu Y., Bie Z. Multi-stage stochastic programming with nonanticipativity constraints for expansion of combined power and natural gas systems // *IEEE Trans. Power Syst.* 2017. V. 33, P. 317–328.
84. Zeng Q., Zhang B., Fang J., Chen Z. A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system // *Appl. Energy.* 2017. V. 200. P. 192–203.
85. Odetayo B., MacCormack J., Rosehart W., Zareipour H. A chance constrained programming approach to integrated planning of distributed power generation and natural gas network // *Electr. Power Syst. Res.* 2017. V. 151. P. 197–207.
86. Charnes A., Cooper W.W. Chance-constrained programming // *Management Science.* 1959. V. 6. № 1. P. 73–79.
87. Gabrielli P., Gazzani M., Martelli E., Mazzotti M. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage // *Applied Energy.* 2018. V. 219. P. 408–424.
88. Cao Y., Wei W., Wang J., Mei S., Shafie-khah M., Catalao J.P. Capacity planning of energy hub in multi-carrier energy networks: a data-driven robust stochastic programming approach // *IEEE Transactions on Sustainable Energy.* 2020. V. 11. № 1. P. 3–14.

### Study on the Current State of Research in the Field of Integrated Energy Systems Control

E. A. Barakhtenko<sup>a, \*</sup>, N. I. Voropai<sup>a</sup>, and D. V. Sokolov<sup>a</sup>

<sup>a</sup> *Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

*\*e-mail: barakhtenko@isem.irk.ru*

The article aims to provide an analysis of the current state of research in the field of integrated energy systems control. The results of the analysis of publication activity on the research of integrated energy systems for the period 2016–2020 are presented. The general characteristic of the subtasks of operation control and expansion planning, separated from the general task of integrated energy systems control, is presented. An overview of current scientific publications is given, in which modern approaches to solving the subtasks are considered.

**Keywords:** integrated energy system, control tasks, operation control, expansion planning, modern approaches