

Известия

ISSN 0002-3310

Российской академии наук

ЭНЕРГЕТИКА



2023

5

ИЗДАНИЕ НАЧАЛОСЬ В 1947 ГОДУ

СО Д Е Р Ж А Н И Е

Комплексное научно-методическое обеспечение для моделирования и оптимизации рынков тепловой энергии <i>В. А. Стенников, О. В. Хамисов, А. В. Пеньковский</i>	3
Свойства надежности при децентрализации энергетики <i>Ю. Я. Чукреев, Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина, М. Ю. Чукреев</i>	19
Применение алгоритмов поиска при определении мест повреждений на воздушных линиях электропередачи по параметрам аварийного режима <i>А. Л. Куликов, П. В. Илюшин, А. А. Лоскутов</i>	40
Предельные и бинарные схемы роста парового пузырька в неограниченном объеме жидкости <i>Ю. Б. Зудин, Д. С. Уртенев</i>	60

C O N T E N T S

Comprehensive Scientific and Methodological Support for Modeling and Optimization of Heat Energy Markets <i>V. A. Stennikov, O. V. Khamisov, and A. V. Penkovskii</i>	3
Reliability Properties in the Decentralization of Power Industry <i>Yu. Iy. Chukreev, F. L. Byk, L. S. Myshkina, and M. Yu. Chukreev</i>	19
Application of Search Algorithms in Determining of Fault Location on Overhead Power Lines According to the Emergency Mode Parameters <i>A. L. Kulikov, P. V. Ilyushin, and A. A. Loskutov</i>	40
Limiting and Binary Schemes of Vapor Bubble Growth in an Infinite Volume of Liquid <i>Yu. B. Zudin and D. S. Urtenov</i>	60

УДК 621.311:697.34

КОМПЛЕКСНОЕ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РЫНКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

© 2023 г. В. А. Стенников¹, *, О. В. Хамисов¹, **, А. В. Пеньковский¹, ***

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

*e-mail: sva@isem.irk.ru

**e-mail: Khamisov@isem.irk.ru

***e-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 11.04.2023 г.

После доработки 16.06.2023 г.

Принята к публикации 23.06.2023 г.

Теплоснабжение представляет важнейшую сферу предоставления энергетических услуг, оказываемых широкому кругу потребителей. Эта отрасль определяет благосостояние общества, социальную стабильность и конкурентоспособность экономики многих стран мира. Процессы либерализации энергетики, начатые в начале 90-х XX века, привели к появлению новых форм управления теплоснабжением на базе рыночного взаимодействия производителей и потребителей тепловой энергии. В условиях рынка проблема оптимизации теплоснабжающих систем существенно усложняется, и ее структуризация становится многовариантной в зависимости от особенностей организации отрасли. Для решения задач оптимального функционирования и развития теплоснабжающих систем в изменившихся условиях наряду с существующими методами оптимизации появляется необходимость в использовании новых подходов, ориентированных на решение задач в некоторых специфических неопределенных ситуациях, характеризующихся противоречивыми интересами сторон, и нередко определяемыми как конфликтные. В работе представлен комплексный научно-методический подход на основе математического моделирования для решения задач по управлению развитием и функционированию теплоснабжающих систем в условиях рыночной экономики.

Ключевые слова: теплоснабжающие системы, системный анализ, рынок тепловой энергии, математическое моделирование, оптимизация

DOI: 10.31857/S0002331023050060, EDN: CZENTI

1. ВВЕДЕНИЕ

Теплоснабжение России, большая часть которой расположена на территории с суровым климатом, является важнейшей социальной отраслью экономики, во многом определяющей энергетическую безопасность страны. Теплоснабжение потребителей осуществляется в теплоснабжающих системах (ТСС), как правило в централизованных системах на базе теплофикации. Преимущества централизованного теплоснабжения неоспоримы – это и экономия топлива и затрат на его транспортировку, значительный рост производительности труда в тепловом хозяйстве, возможность эффективного оздоровления воздушного бассейна городов и др. В настоящее время

российские ТСС включает в себя около 50 тыс. локальных систем [1], которые обслуживает более 21 тыс. предприятий. Объемы потребления тепловой энергии (ТЭ) составляют более 2 млрд Гкал в год, из которых 1300 млрд Гкал приходится на системы централизованного теплоснабжения. Годовой оборот от реализации тепловой энергии оценивается в размере 1.5 трлн руб., или порядка 2% от ВВП страны.

С начала рыночных реформ 1990-х и процессов либерализации в энергетике России в ТСС появилось множество собственников, что привело к формированию новых экономических отношений между производителями, поставщиками и потребителями тепловой энергии и созданию рынка тепла. Процесс преобразования ТСС, формирование новой модели теплового рынка, мотивация (заинтересованность) в техническом и технологическом совершенстве, целесообразность формирования эффективной инфраструктуры теплогенерирующей мощности, тепловых сетей привело к тому, что вопросы перспективного развития ТСС стали приобретать все большую актуальность.

В связи с этим возникает необходимость по созданию методической базы, позволяющей осуществлять постановку задач и реализацию решений, связанных с развитием ТСС обеспечивающих их эффективное функционирование и развитие в условиях множества интересов участников процесса теплоснабжения потребителей.

В соответствии с изложенным выбор обоснованных направлений развития ТСС в рыночных условиях перерастает в важнейшую экономическую проблему, особенно в рамках осуществляемой в Российской Федерации реформы теплоснабжения. Решения этой проблемы предъявляет высокие требования к методике исследования перспективных направлений развития ТСС. Основные положения такого научно-методического обеспечения, базирующейся на системных исследованиях, под которым понимается направление методологии познания, в основе которого лежит исследование объектов как систем [2].

Инструментом системных исследований ТСС в условиях рынка является математическое моделирование с учетом их внутренних и внешних связей, т.е. рассмотрение ТСС как единого технологического комплекса включающего в себя разнотипные источники тепловой энергии (ИТ), тепловые сети (ТС) и множество потребителей ТЭ. В качестве базовых научно-методических основ для моделирования ТСС выступают разработанные в ИСЭМ СО РАН математические модели и методы теории гидравлических цепей [3], а для исследований ТСС в условиях рынка различные математические методы, в частности, это подходы теории игр [4], сетевые потоковые модели [5], двухуровневое программирование [6], а также элементы микроэкономики [7]. Взаимосвязь задач (развития и функционирования) и методов исследования рынков тепловой энергии при различных формах их организации показана на рис. 1.

Из рис. 1 видно, что существуют две основные модели организации рынка тепловой энергии, конкурентная и монополярная модели, которые в свою очередь могут проявляться в различных формах в зависимости от специфики развития отрасли. В зависимости от поставленной задачи и формах организации теплового бизнеса применяются различные подходы для их решения, при этом базовыми моделями для их описания и математического моделирования выступают теория гидравлических цепей и системные исследования в энергетике. Ниже дается краткое описание новых подходов к моделированию ТСС при различных формах организации локальных рынков тепловой энергии для задач их функционирования и развития.



Рис. 1. Взаимосвязь задач и методов исследования рынков тепловой энергии.

2. ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ТЕОРИИ ИГР В ЗАДАЧАХ РАЗВИТИЯ ТСС

Переход к рыночной экономике в стране неизбежно привел к формированию соответствующих условий в управлении организацией теплоснабжения потребителей. В настоящее время на рынке тепловой энергии появилось множество энергоснабжающих организаций, представляющих интересы различных собственников: муниципальные унитарные теплоэнергетические предприятия, теплоснабжающие предприятия ПАО-энерго, производственные компании и другие. Каждый из собственников стремится получить наибольшую выгоду от своей деятельности, поэтому при решении задачи организации функционирования и развития ТСС, в сложившихся рыночных условиях, требуется применение новых подходов к их моделированию и решению возникающих при этом задач. Наряду с развитием существующих методов оптимизации ТСС необходима разработка и применение новых методов, учитывающих интересы всех участников рынка тепловой энергии. Одним из математических аппаратов позволяющих находить компромиссные решения в условиях несовпадающих интересов субъектов отношений в ТСС являются модели и методы теории игр.

Для решения задач развития (на перспективные тепловые нагрузки) ТСС в условиях конкурентного рынка тепловой энергии разработана математическая модель, позволяющая описывать взаимодействия (поведения) ИТ, принадлежащих различным собственникам и работающим на единые тепловые сети, в форме бескоалиционной игры [4]:

$$G = \left\langle J_{\text{ИТ}}, \{Q_j^{\text{ИТ}}\}_{j \in J_{\text{ИТ}}}, \{P_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}})\}_{j \in J_{\text{ИТ}}}\right\rangle, \quad (1)$$

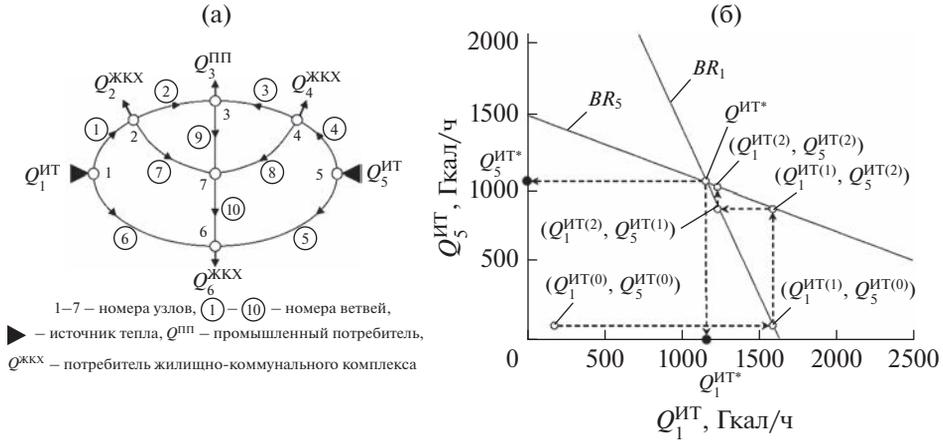


Рис. 2. Процедура поиска равновесного решения в теплоснабжающей системе.

где G – игра в нормальной форме; $J_{ИТ}$ – множество игроков (ИТ); $\{Q_j^{ИТ}\}_{j \in J_{ИТ}}$ – стратегии игроков (объемы производства тепловой энергии); $\{\Pi_j^{ИТ}(Q_j^{ИТ})\}_{j \in J_{ИТ}}$ – функции выигрыша игроков (прибыль получаемая от реализации ТЭ).

Детальное описание разработанной игровой математической модели представлено в [8, 9]. Основной ее особенностью является учет в единой постановке источников тепловой энергии и тепловых сетей с характерными для них физико-техническими и экономическими свойствами, а также разнотипных потребителей.

Поиск равновесного решения (равновесие спроса и предложения) на конкурентном рынке тепловой энергии с помощью разработанной игровой математической модели, осуществляется комбинированным методом. Он базируется на применении игрового последовательного итерационного процесса (процесс нащупывания по Курно [4]), с использованием внутри цикла метода избыточных проектных схем с последующим применением метода простой итерации.

Процесс поиска равновесия спроса и предложения с помощью процесса нащупывания по Курно может быть представлен в графическом виде на примере ТСС с двумя конкурирующими ИТ (рис. 2а). Рассмотрим формирование вычислительной процедуры в декартовой системе координат (рис. 2б), в которой ось абсцисс соответствует производительности тепловой энергии первого ИТ ($Q_1^{ИТ}$), а ось ординат – производительности тепловой энергии второго ИТ ($Q_5^{ИТ}$).

Линии BR_1 и BR_5 представляют собой кривые реакции [4] первого и второго ИТ соответственно и отражают множество значений объемов производства ТЭ соответствующих максимальной прибыли, которую мог бы получить один из ИТ при заданном объеме производства ТЭ другим ИТ. Процедура поиска равновесия, согласно рис. 2б, начинается с точки $(Q_1^{ИТ(0)}, Q_5^{ИТ(0)})$, затем каждый ИТ последовательно оптимизирует свой объем производства тепла, исходя из возможности получения им максимальной прибыли при заданном объеме производства ТЭ другим источником. Последовательность данной процедуры имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} (Q_1^{\text{ИТ}(0)}, Q_5^{\text{ИТ}(0)}) \rightarrow (Q_1^{\text{ИТ}(1)}, Q_5^{\text{ИТ}(0)}) \in BR_1 \rightarrow (Q_1^{\text{ИТ}(1)}, Q_5^{\text{ИТ}(1)}) \in BR_5 \rightarrow \dots \\ \dots \rightarrow (Q_1^{\text{ИТ}(e)}, Q_5^{\text{ИТ}(e-1)}) \in BR_1 \rightarrow (Q_1^{\text{ИТ}(e)}, Q_5^{\text{ИТ}(e)}) \in BR_5 \rightarrow \dots \end{aligned} \quad (2)$$

Полученные в итерационном процессе (согласно направлению стрелки на рис. 26) объемы производства ТЭ ИТ соответствуют равновесию по Нэшу, т.е. такому состоянию, при котором каждый ИТ в одиночку (используя только свой уровень производства ТЭ при фиксированных объемах производства ТЭ конкурентов) не может увеличить свою прибыль, т.е.:

$$P_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}*}, Q_{-j}^{\text{ИТ}*}) \geq P_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}}, Q_{-j}^{\text{ИТ}*}) \forall Q_j^{\text{ИТ}} \in [Q_{j_min}^{\text{ИТ}}, Q_{j_max}^{\text{ИТ}}], \quad j \in J_{\text{ИТ}}, \quad (3)$$

где $Q_{j_min}^{\text{ИТ}}$ и $Q_{j_max}^{\text{ИТ}}$ – минимальный и максимальный уровни производства ТЭ источником j соответственно; $-j$ – символ, принятый в теории игр [4], который обозначает вектор $Q^{\text{ИТ}}$ без компоненты j : $Q_{-j}^{\text{ИТ}} = (Q_1^{\text{ИТ}}, \dots, Q_{j-1}^{\text{ИТ}}, Q_{j+1}^{\text{ИТ}}, \dots, Q_j^{\text{ИТ}})$.

Разработанная игровая математическая модель ориентирована на нахождение объемов производства тепла, цен производства и покупки ТЭ, при которых ИТ имеют максимальную прибыль, потребители готовы покупать произведенное количество тепла по сложившейся конъюнктуре цен, а теплосетевая компания обеспечивает доставку этого количества тепла от источников до потребителей с минимальными затратами в тепловые сети.

3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МОНОПОЛЬНОГО РЫНКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Моделирование монопольного рынка тепловой энергии на базе подходов микроэкономики

Современные ТСС во многих странах мира [10–17] организованны в виде естественной монополии в рамках Единой теплоснабжающей организации (ЕТО), которая объединяет в себе все виды деятельности (производство и транспортировка ТЭ), связанные с теплоснабжением потребителей. В рамках данной модели отсутствует конкуренция между источниками, а тепловые сети представляют монопольную структуру. Вместе с тем это может быть вполне обоснованным решением при ограниченном количестве ИТ, что имеет место в теплоснабжении.

В настоящее время среди наиболее распространенных подходов для моделирования возможных ситуаций в условиях монопольного рынка можно выделить классическую микроэкономическую модель монополии [18]. Она является одной из универсальных моделей для анализа функционирования и развития различных рынков, в том числе адекватных тепловому бизнесу.

На тепловом рынке поведение ЕТО определяется стремлением получить максимум прибыли в результате удовлетворения заданного спроса на ТЭ со стороны потребителей, при этом в функции цели наряду с затратами на производство тепловой энергии учитываются затраты, связанные с ее транспортировкой до каждого потребителя:

$$P^{\text{ЕТО}} = w \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_j^{\text{ИТ}} - Z^{\text{Total}} \rightarrow \max, \quad (4)$$

где w – цена тепловой энергии ЕТО, которая представлена в виде обратной функции спроса; $Q_j^{\text{ИТ}}$ – объем производства тепловой энергии j -ым источником тепла;

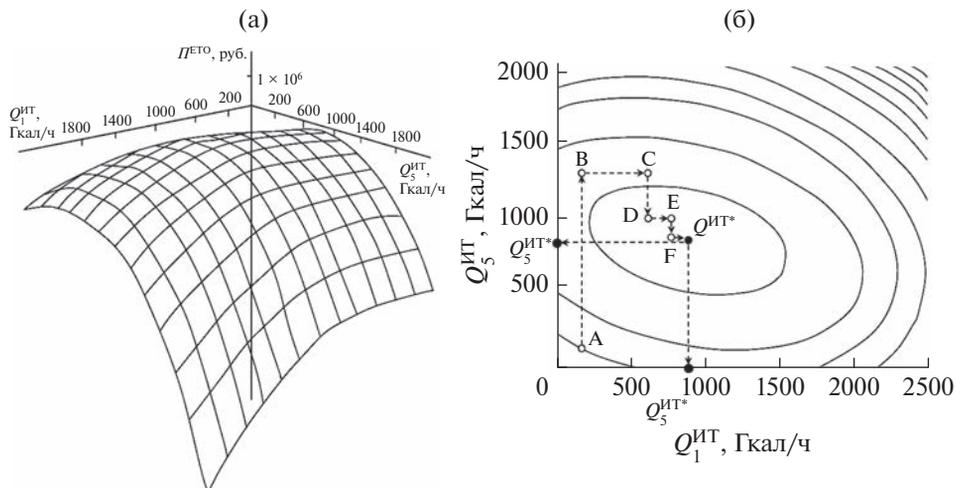


Рис. 3. Графическая иллюстрация вычислительного процесса поиска равновесия спроса и предложения на тепловою энергию на монопольном рынке тепла.

$Z^{\text{Total}} = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}}) + Z^{\text{TC}}(x)$ – суммарные затраты связанные с производством $\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}})$ и транспортировкой $Z^{\text{TC}}(x)$ тепловой энергии; $x = (x_1, \dots, x_n)$, x_i – расход теплоносителя на i -ом участке тепловой сети; n – число участков в ТС.

В качестве условий и ограничений в задаче (3), выступают сетевые ограничения в виде первого, второго законов Кирхгофа, ограничения по производительности ИТ и др. [19].

Поиск оптимального решения задачи (4) с учетом условий и ограничений ТСС в виде равенств и неравенств, т.е. определения равновесия спроса и предложения на тепловою энергию, базируется на применении метода покоординатного подъема [20] с последующим использованием внутри цикла методов избыточных проектных схем и простой итерации. Суть разработанного вычислительного алгоритма заключается в сведении задачи многомерной оптимизации к одномерной, с пошаговой процедурой улучшения решений по объемам производства ТЭ всеми ИТ. Работа предложенного вычислительного алгоритма поиска равновесия спроса и предложения на ТЭ в условиях либерализованного монопольного рынка тепловой энергии в графическом виде представлена на рис. 3.

На рис. 3а представлен графический вид функции прибыли ЕТО для случая ТСС с двумя источниками (рис. 2а), а рис. 3б отражает изолинии функции прибыли (изопродфиты – постоянные прибыли), показывающие область изменения прибыли ЕТО при различных комбинациях возможных объемов производства тепловой энергии источниками. Вычислительный процесс начинается с координаты А в сторону возрастания функции прибыли ЕТО (рис. 4)). Оптимальное решение по определению максимальной прибыли ЕТО, удовлетворяющее условию равенства спроса и предложения на тепловою энергию, для рассмотренного примера достигается уже на 6 шаге итерации и соответствует точке $Q^{\text{ИТ}*}$, а сама траектория вычислительного процесса представлена в виде ломаной линии А–В–С–D–E–F– $Q^{\text{ИТ}*}$.

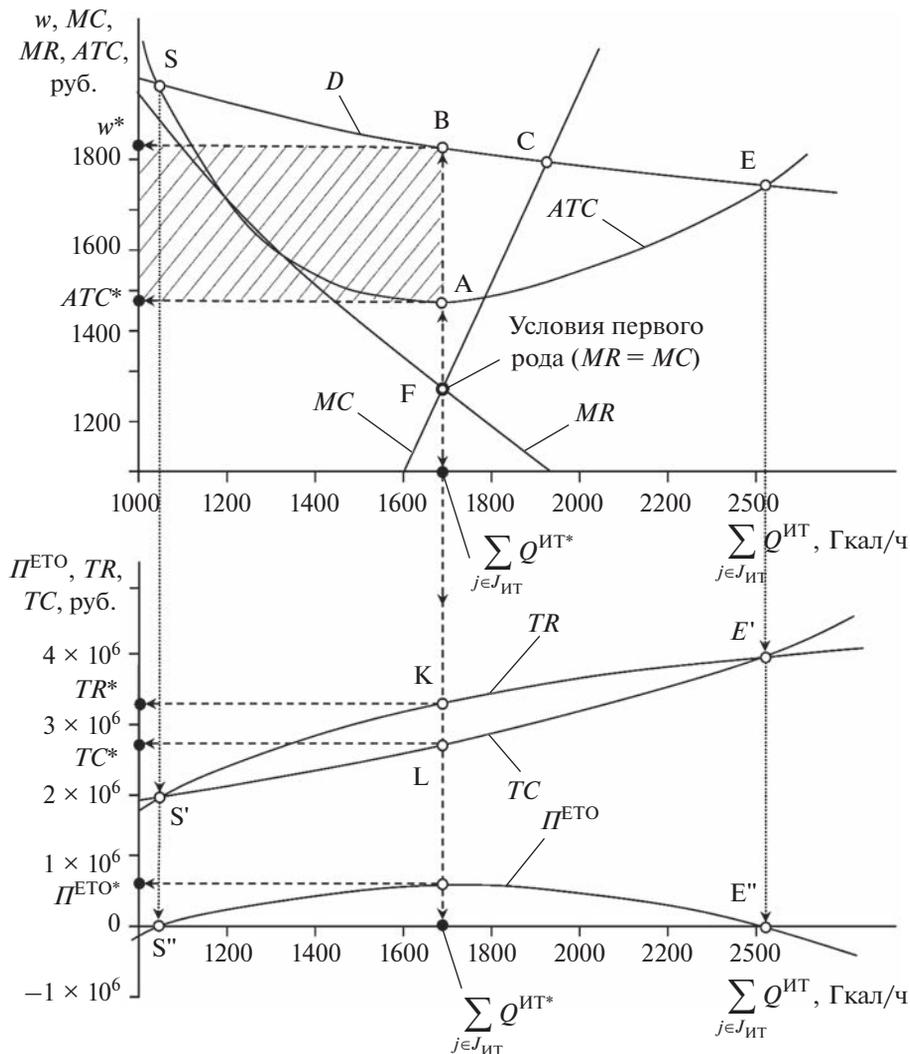


Рис. 4. Формирование равновесия спроса и предложения на тепловую энергию на монопольном рынке тепла.

Более общее представление решения задачи поиска равновесия спроса и предложения на тепловую энергию для монопольного рынка тепла может быть получено в графическом виде. Для этого должны быть известны основные технико-экономические показатели ЕТО и спросовые характеристики потребителей, которые определяют процесс формирования равновесной цены на тепловую энергию. К таким характеристикам относятся:

- кривая средних общих затрат (average total costs – ATC) ЕТО;
- кривая предельных затрат (marginal costs – MC) ЕТО, т.е. затраты, связанные с производством и транспортировкой дополнительной единицы ТЭ;
- кривая спроса на тепловую энергию (demand – D), отражающая объем ТЭ, которую готов купить потребитель при соответствующей цене w ;

- кривая предельного дохода (marginal revenue – MR) ЕТО, которая характеризует прирост дохода ЕТО при повышении выработки ТЭ на 1 Гкал;
- кривая прибыли $\Pi^{ЕТО}$;
- кривая суммарных затрат (total costs – TC) ЕТО;
- кривая суммарного дохода (total revenue – TR) ЕТО.

Процесс формирования равновесия спроса и предложения на монопольном рынке тепловой энергии представлен на рис. 4.

На рис. 4 отражены изменения основных экономических показателей рассматриваемой ТСС (рис. 2а), определяющих равновесие спроса и предложения на тепловую энергию, включая функцию суммарных затрат на производство и транспорт ТЭ, функцию предельных затрат на производство и транспорт ТЭ ЕТО, функцию суммарного дохода на ТЭ со стороны потребителей, функцию предельного дохода ЕТО.

Кривые на рис. 4 в графическом виде отражают основные экономические характеристики ЕТО, в частности, функцию прибыли, функцию дохода, функцию суммарных затрат (включая производство и транспорт тепловой энергии).

Из рис. 4 видно, что ЕТО получает положительную прибыль в интервале объема производства тепловой энергии $[S//, E//]$, а максимальное значение прибыли (отрезок KL) достигается в точке $\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_j^{ИТ*}$, соответствующей максимальному расстоянию между кривыми TR и TC и их равному наклону в точках K и L . Путем проецирования полученного решения по оптимальному суммарному объему производства тепловой энергии $\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_j^{ИТ*}$ на функцию спроса D (рис. 4) определяется равновесная цена на тепловую энергию ЕТО (точка B и соответствующая ей цена w^*). Следует заметить, что проекция $\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_j^{ИТ*}$ на функцию спроса D (рис. 4) проходит через точку F , которая характеризуется как точка, в которой выполняются условия первого рода [18], т.е. равенство функций предельного дохода и предельных затрат ($MR = MC$), при котором “ЕТО” получает максимум прибыли. Средние суммарные затраты ЕТО при объеме производства тепловой энергии $\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_j^{ИТ*}$ будут находиться на уровне величины, равной значению ATC^* (рис. 4), при этом они будут соответствовать минимальному уровню суммарных затрат ЕТО. Из построений следует, что ЕТО получает монопольную прибыль, при которой цена на ТЭ поднимается выше предельных издержек MC . По объему она равна площади прямоугольника $w^* - B - A - ATC^*$.

Условия рыночного равновесия (когда ЕТО не будет использовать свою монопольную власть) соответствует точке C , в которой пересекаются функции D и MC и достигается ситуация экономического равновесия на рынке, при котором обеспечивается наиболее эффективное использование всех располагаемых ресурсов, включая производителей тепловой энергии, тепловые сети и потребителей. В этом состоянии ЕТО будет получать повышенную прибыль, так как ее функция средних суммарных затрат проходит ниже функции предельных затрат.

Для регулируемых рынков тепловой энергии тарифы на ТЭ устанавливаются на уровне средних суммарных затрат. На рис. 4 это соответствует точке E , где кривая ATC пересекается с линией D . Производство ТЭ при этом дополнительно увеличивается, а цена снижается по сравнению с точкой C (регулирование на уровне предельных затрат ЕТО). В этом случае ЕТО получает только нормальную прибыль, заложенную в суммарные затраты связанные с производством и транспортировкой ТЭ. О таком регули-



Рис. 5. Двухуровневая модель управления теплоснабжением потребителей.

ровании принято говорить, как о передаче потребителям всех преимуществ, получаемых от естественной монополии. В этих условиях потребители получают наибольшее количество ТЭ по наименьшим ценам.

3.2. Двухуровневое моделирование монопольного рынка тепловой энергии

Двухуровневое моделирование в виде задачи двухуровневого программирования (далее — задача bilevel program “BP”) предназначено для оптимизации различных технических, экономических и др. систем, имеющих иерархическую структуру управления и состоящий из двух уровней (верхнего и нижнего), при этом цели, которые преследует каждый из уровней, могут не только не совпадать, но и быть кардинально противоположными. Процесс взаимодействия между уровнями моделируется как игра двух или более лиц. При этом постановка задачи и поиск ее решения зависят от характера, свойств и предназначения рассматриваемой системы. В отличие от классических задач оптимизации (на минимум или максимум) задача BP, наряду со стандартными ограничениями в виде равенств или не равенств, включает в себя дополнительные экстремальные ограничения, называемые условиями нижнего уровня [21].

Современные ТСС во многих странах мира [12–17] организованы в виде регулируемых монопольных рынков ТЭ и имеют иерархическую (вертикально-интегрированную) систему организации управления функционированием и развитием ими, которую в общем случае можно представить в виде двухуровневой модели рис. 5.

На рис. 5а верхний уровень рынка тепловой энергии представлен регулятором, в обязанности которого входит регулирование тарифа на тепловой энергии для потребителей, а нижний — ТСС, технологически и организационно объединяющая функции по производству и транспортировке тепловой энергии в рамках Единой теплоснабжающей организации (ЕТО). Основная идея двухуровневого построения схемы управления монопольным рынком тепловой энергии заключается в выделении подсистем, соответствующих конкретным субъектам рынка, для их дальнейшего моделирования с учетом реализации поставленных целевых установок.

Взаимоотношения между участниками теплоснабжения заключаются в следующем. ЕТО, на основе прогнозов спроса на ТЭ со стороны потребителей, производит ТЭ и реализует ее потребителям из условий, что ИТ в совокупности производили бы такой суммарный объем ТЭ, который покрывал бы заданный спрос со стороны потребителей, исходя из условия получения ими максимальной суммарной прибыли (рис. 5б), с учетом имеющихся возможностей по мощностям ИТ и физико-технических ограничений ТС. В свою очередь регулятор защищая права потребителей, устанавливает та-

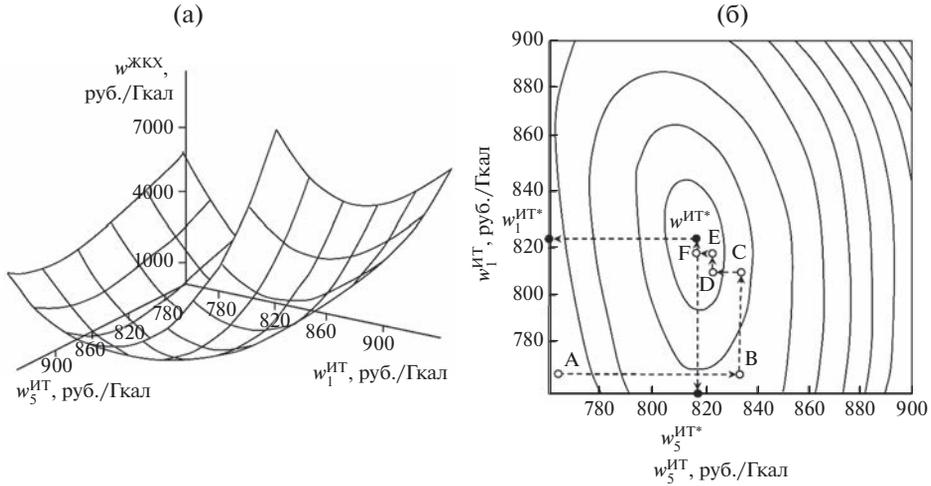


Рис. 6. Графическая иллюстрация вычислительного процесса поиска минимального тарифа для потребителей ЖКХ.

кой минимальный уровень тарифа на ТЭ (рис. 5б), который, с одной стороны, стимулировал бы ИТ удовлетворить заданный спрос со стороны потребителей, а с другой стороны позволил бы им получить максимальную прибыль от продажи ТС при соблюдении оптимальных режимов в ТС.

В упрощенном виде (относительно лишь критериев целей верхнего и нижнего уровней), двухуровневая математическая модель регулируемого монопольного рынка тепловой энергии запишется в следующем виде:

$$w^{\text{ЖКХ}} = \frac{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} w_j^{\text{ИТ}} Q_j^{\text{ИТ}} + Z(x) - \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{П.ТС}}} w_j^{\text{П.ТС}} Q_j^{\text{П.ТС}} - \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{П.ИТ}}} w_j^{\text{П.ИТ}} Q_j^{\text{П.ИТ}}}{\sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ЖКХ}}} Q_j^{\text{ЖКХ}}} \rightarrow \min, \quad (5)$$

$$\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} \Pi_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}}) = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} (w_j^{\text{ИТ}} Q_j^{\text{ИТ}} - Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}})) \rightarrow \max, \quad (6)$$

где $w^{\text{ЖКХ}}$ – тариф для потребителей ЖКХ (получен на основе экономического баланса ЕТО); $Z(x)$ – затраты в тепловые сети; $w_j^{\text{П.ТС}}$ и $Q_j^{\text{П.ТС}}$ – соответственно цена на ТЭ и объем потребления ТЭ для j -го промышленного потребителя, присоединенного к ТС; $w_j^{\text{П.ИТ}}$ и $Q_j^{\text{П.ИТ}}$ – соответственно цена на ТЭ и объем потребления ТЭ для j -го промышленного потребителя, расположенного на коллекторах ИТ; $Q_j^{\text{ЖКХ}}$ – объем потребления ТЭ j -го потребителя ЖКХ; $w_j^{\text{ИТ}}$ – цена производства ТЭ j -го ИТ; $Q_j^{\text{ИТ}}$ – объем производства ТЭ j -м ИТ; $Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}})$ – затраты на производство ТЭ j -м ИТ.

Одним из возможных подходов решения задач ВР для регулируемого монопольного теплового рынка (5)–(6) является сведение их к одноуровневой задаче математиче-

ского программирования путем замены экстремальной задачи нижнего уровня (6) к условиям ее оптимальности [21]. Тогда исследуемая задача (5)–(6) запишется в

$$w^{\text{ЖКХ}} = \frac{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} w_j^{\text{ИТ}} Q_j^{\text{ИТ}} + Z(x) - \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{П.ТС}}} w_j^{\text{П.ТС}} Q_j^{\text{П.ТС}} - \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{П.ИТ}}} w_j^{\text{П.ИТ}} Q_j^{\text{П.ИТ}}}{\sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ЖКХ}}} Q_j^{\text{ЖКХ}}} \rightarrow \min, \quad (7)$$

$$Q_j^{\text{ИТ}*} = \arg \max \left\{ \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} \Pi_j^{\text{ИТ}} (Q_j^{\text{ИТ}}) : Q_{j_min}^{\text{ИТ}} \leq Q_j^{\text{ИТ}} \leq Q_{j_max}^{\text{ИТ}} \right\}, j \in J_{\text{ИТ}}. \quad (8)$$

В полученной одноуровневой задаче на ряду с ограничениями (8), так же присутствуют ограничения описывающие оптимальное потокораспределения в ТС, а именно первый, второй законы Кирхгофа, замыкающие соотношения и др. [22].

Поиск оптимального решения представленной выше одноуровневой задачи базируется на применении метода покоординатной релаксации (метод покоординатного спуска) [20] с последующим использованием внутри цикла методов избыточных проектных схем и простой итерации. Суть разработанной методики заключается в сведении задачи многомерной оптимизации к одномерной, с пошаговой процедурой улучшения решений по объемам производства тепла всеми источниками тепла. Работа данного вычислительного пошагового процесса поиска минимального тарифа на тепловую энергию для потребителей ЖКХ может быть представлена в графическом виде рис. 6.

На рис. 6а представлен графический вид целевой функции регулятора (цена на тепловую энергию для потребителей ЖКХ) в зависимости от цены производства тепловой энергии ИТ для случая ТСС с двумя источниками (рис. 2а), а рис. 6б отражает изолинии целевой функции, показывающие область изменения цены на тепловую энергию для потребителей ЖКХ при различных комбинациях возможных цен производства тепловой энергии ИТ. Вычислительный процесс начинается с начальной точки А в сторону убывания функции тарифа, при этом каждый ИТ последовательно оптимизирует свою цену производства ТЭ при заданном (зафиксированном) объеме производства ТЭ другим ИТ. Оптимальное решение, которое удовлетворяет условию минимального тарифа на тепловую энергию для потребителей ЖКХ для рассмотренного примера, достигается уже на шестом шаге итерации и соответствует оптимальному решению $w^{\text{ИТ}*}$, а сама траектория вычислительного процесса представлена в виде ломаной линии А–В–С–D–E–F– $w^{\text{ИТ}*}$.

3.3. Применение сетевых потоковых моделей для расчета узловых цен на тепловую энергию на монопольных рынках тепла

Впервые сетевые потоковые модели (СПМ) были применены к решению транспортной задачи в середине 40-х XX века. Они позволяли определять оптимальный план перевозок грузов из пунктов отправления в пункты потребления с минимальными затратами на перевозки [23]. В области энергетики наиболее широкое применение СПМ нашли для исследования электроэнергетических систем [24], газо- и нефтепроводов [25, 26], а также ТСС [3, 27, 28]. Основная цель, которая преследовалась при использовании СПМ для различных систем энергетики, являлось определение оптимального потокораспределения (оптимального режима) в этих системах. В общем случае критерием оптимальности выступали суммарные затраты на передачу энергоресурсов по соответствующим инфраструктурным коммуникациям с учетом балансовых ограничений. Для решения данного класса задач оптимизации был предложен метод основанный на неопределенных множителях Лагранжа (МЛ) [30]. МЛ

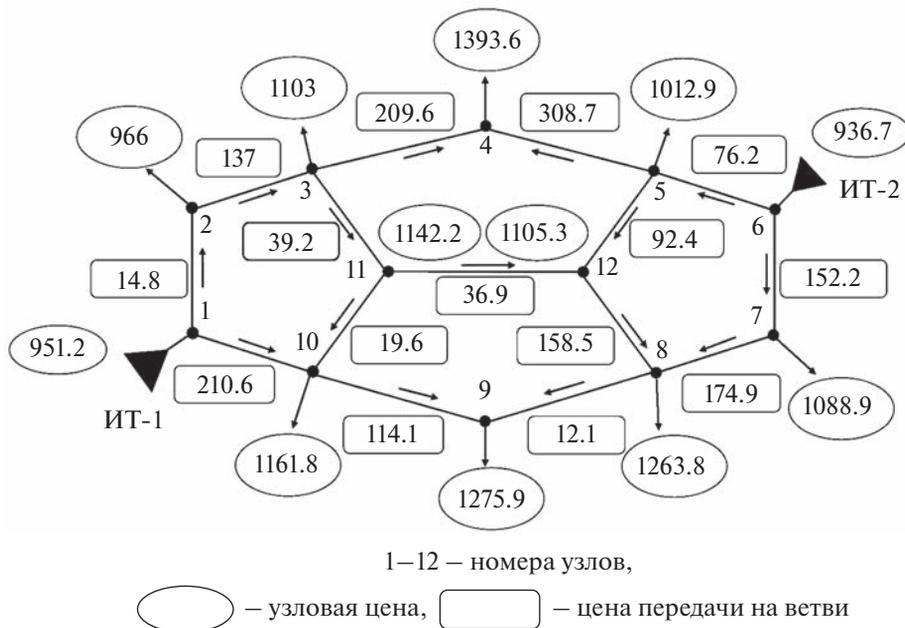


Рис. 7. Формирование ценового поля на основе неопределенных множителей Лагранжа.

является дополнительными переменными и вводятся в задачу оптимизации для балансового ограничения с целью формирования условий оптимальности задачи, а сами МЛ интерпретируются как узловые цены.

Впервые применение метода СПМ в экстремальной задаче поиска оптимального потокораспределения (в энергетической постановке с учетом балансовых ограничений) в ТС были выполнены в [3]. Решение данной экстремальной задачи базировалось так же на применении подхода на основе МЛ. Было доказано, что решения, полученные при экстремальной постановке, эквивалентны решениям, полученным в рамках решения системы линейных и нелинейных уравнений (первый, второй законы Кирхгофа и замыкающие соотношения), описывающих оптимальное потокораспределение в ТС, а рассчитанные МЛ с точности до знака совпали с узловыми давлениями в ТС [3]. В [28] СПМ для задач оптимизации ТСС получили развитие с переходом от энергетической постановки (поиска минимальных потерь на преодоление трения) к экономической постановке (поиск минимальных затрат на транспортировку ТЭ) с анализом двойственной задачи, который позволил дать объяснение формирования оптимальных цен на транспортировку ТЭ по всем участкам ТСС.

Более полная математическая модель оптимизации ТСС в рамках монопольной модели теплоснабжения потребителей (модель ЕТО) на основе СПМ была предложена в [30], она позволяла учитывать суммарные затраты ТСС, включая затраты на производство и транспортировку ТЭ, с учетом балансовых ограничений в виде первого закона Кирхгофа:

$$Z^{\text{Total}} = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_j^{\text{ИТ}} (Q_j^{\text{ИТ}}) + Z(x) \rightarrow \min, \quad (9)$$

$$Ax = Q, \quad (10)$$

где A – $(m-1) \times n$ – матрица соединений для линейно-независимых узлов; $Q = (Q_1, \dots, Q_m)^T$, Q_j – расход теплоносителя в узле j ; m – число узлов в ТСС.

Задача (9)–(10) представляет собой описание установившегося режима в ТСС с учетом оптимального распределения теплоносителя в тепловых сетях и оптимального объема производства тепловой энергии источниками тепла, а ее решение сводится к условиям оптимальности на основе метода неопределенных МЛ:

$$L(Q, x, \lambda) = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}}) + Z(x) + \lambda(Ax - Q), \quad (11)$$

где $L(Q, x, \lambda)$ – функция Лагранжа; $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m)^T$, λ_j – множитель Лагранжа в узле j .

Необходимые условия оптимальности в данном случае являются достаточными и представляют собой систему нелинейных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{L(Q, x, \lambda)}{Q} = 0, \\ \frac{L(Q, x, \lambda)}{x} = 0, \\ \frac{L(Q, x, \lambda)}{\lambda} = 0. \end{cases} \quad (12)$$

Решение системы уравнений (12) позволяет определить переменные функции суммарной функции затрат в ТСС, при которых значение функции Лагранжа $L(Q, x, \lambda)$, а также значение целевой функции суммарных затрат в ТСС (Z^{Total}) соответствуют экстремуму. В ходе решения системы уравнений (12) определяются и двойственные переменные к ограничениям. Вектор неопределенных множителей Лагранжа к ограничениям (10) по материальному балансу в узлах ТСС с экономической точки зрения интерпретируется как узловые цены [30] на тепловую энергию в ТСС, включая цены производства тепловой энергии источниками тепла и покупные цены для каждого потребителя тепловой энергии.

На рис. 7 показан процесс формирования ценового поля (в руб./Гкал) на примере ТСС с двумя ИТ.

Из рис. 7 видно, что узловые цены на тепловую энергию растут по направлению установившегося оптимального потокораспределения в тепловой сети. По полученным узловым ценам, а также рассчитанным оптимальным затратам определяется прибыль ЕТО как разница суммарной выручки и суммарных затрат ЕТО:

$$\Pi^{\text{ЕТО}} = \sum_{j \in J_{\text{П}}} \lambda_j Q_j - Z^{\text{Total}}, \quad (13)$$

где $J_{\text{П}}$ – множество потребителей ТЭ; Q_j – тепловая нагрузка потребителя j

Разработанный подход оптимизации ТСС на основе СПМ позволяет определять оптимальное потокораспределение в тепловой сети, оптимальное распределение нагрузок между источниками тепла и соответствующие им затраты, узловые цены производства и потребления тепловой энергии, а также цены транспортировки ТЭ по каждому участку тепловых сетей и прибыль ЕТО от реализации ТЭ. Он позволяет моделировать теплоснабжающие системы любого масштаба, мощности и учитывать различные типы источников тепловой энергии.

ВЫВОДЫ

В работе предложено комплексное научно-методическое обеспечение, позволяющее выполнять моделирование и расчет ТСС для условий рыночной экономики. Оно включает в себя математические модели, методы и алгоритмы расчета ТСС для различных форм организации рынков тепловой энергии. Они опираются на основные положения системных исследований в энергетике, на модели и методы теории гидравлических цепей, математическое моделирование, экономику энергетике, базовые принципы микроэкономики, теорию игр, двухуровневое моделирование, сетевые потоковые модели. Применение этих математических моделей и методов позволяет в единой комплексной постановке учитывать индивидуальные особенности и технико-экономические характеристики источников тепла и тепловых сетей, которые должны способствовать взаимным интересам производителей и потребителей тепловой энергии (повышению дохода поставщика и готовности потребителя оплачивать поставленное тепло), проводить исследования и выполнять расчеты технико-экономических показателей систем теплоснабжения с несколькими источниками тепла, работающими на единые тепловые сети, определять их оптимальные уровни загрузки и зоны действия, (обслуживания), оптимальное потокораспределение в тепловых сетях для различных режимов функционирования ТСС, а также учитывать различные методы тарифного регулирования на ТЭ для потребителей. Разработанные методики, методы, модели и алгоритмы решения ключевых задач оптимального функционирования и развития ТСС в условиях рынка отвечают современным требованиям, обладают научной и практической новизной, уникальны с точки зрения их комплексности и универсальности относительно систем теплоснабжения любой сложности и масштаба.

Работа выполнена в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках научных проектов FWEU-2021-0002, регистрационный номер АААА-А21-121012090012-1 “Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных трубопроводных систем энергетики” и FWEU-2021-0006, регистрационный номер АААА-А21-121012090034-3 “Равновесные и динамические модели интеллектуальных систем энергетики: теория и численные методы”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стенников В.А., Пеньковский А.В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // ЭКО, 2019. № 3(537). С. 8–20.
2. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории. Направления развития / М.: Наука, 1983, 456 с.
3. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. / М.: Наука, 1985, 278 с.
4. Мулен Э. Теория игр с примерами из математической экономики: Пер. с франц. / М.: Мир, 1985, 200 с., ил.
5. Лагранж Ж.Л. Аналитическая механика: Пер. с франц. / М.-Л.: ГОНТИ, 1938, т. 1.
6. Dantzig G.B. Foundations of Bilevel Programming / Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2002, 320 p.
7. Авдашева С.Б., Розанова Н.М. Теория организации отраслевых рынков / М.: Магистр, 1998, 320 с.
8. Penkovskii A.V., Stennikov V.A., Mednikova E.E., Postnikov I.V. Search for a market equilibrium of Cournot-Nash in the competitive heat market // Energy, 2018, 161. P. 193–201.
9. Пеньковский А.В., Стенников В.А., Хамисов О.В. Оптимальное распределение нагрузки между источниками тепла на основе модели Курно // Теплоэнергетика, 2015. № 8. С. 62–71.
10. Barriers to district heating development in the Netherlands: a business model perspective. URL: https://essay.utwente.nl/73054/1/Osman_BA_BMS.pdf.

11. *Wojdyga K., Chorzelski M.* Chances for Polish District Heating Systems // *Energy Procedia*, 2017. № 116. P. 106–118.
12. District Heating and Cooling, Combined Heat and Power and Renewable Energy Sources. URL: <http://basrec.net/wp-content/uploads/2014/06/Appendix%20-%20country%20survey.pdf>.
13. *Ziemele I J., Vigants G., Vitolins V., Blumberga D., Veidenbergs I.* District Heating Systems Performance Analyses. Heat Energy Tariff // *Environmental and Climate Technologies*, 2014. № 13. P. 32–43.
14. *Sarma U., Bazbauers G.* District Heating Regulation: Parameters for the Benchmarking Model // *Energy Procedia*, 2016. № 95. P. 401–407.
15. District Heating in Norway. An Analysis of Shifting from Individual Electric Heating to District Heating. URL: https://projekter.aau.dk/projekter/files/260084106/Master_thesis_Askeland_Bozhkova.pdf.
16. *Šommet J.* Sustainable Development in Estonian Mining // *Environmental and Climate Technologies*, 2013. № 11. P. 34–40.
17. *Jing Lin, Boqiang Lin.* Heat tariff and subsidy in China based on heat cost analysis // *Energy Economics*, 2018, 71. P. 411–420.
18. *Бусыгин В.П., Желободько Е.В., Цыплаков А.А.* Микроэкономика – третий уровень / Новосибирск: Новосибирский Государственный университет, 2003. – 702 с.
19. *Леньковский А.В., Стеников В.А.* Математическое моделирование рынка тепловой энергии в формате Единой теплоснабжающей организации // *Теплоэнергетика*, 2018. № 7. С. 42–53.
20. *Shoup E.* A practical guide to computer methods for engineers / England: Prentice-hall, 1979. – 255 p. *Ершова М.С.* Введение в двухуровневое программирование: учеб. Пособие / Иркутск: Иркут. Ун-т, 2006. – 76 с.
21. *Penkovskii A., Stennikov V., Kravets A.* Bi-level modeling of district heating systems with prosumers // *Energy reports*, 2020. V. 6. P. 89–95.
22. *Канторович Л.В.* О перемещении масс // *ДАН СССР*. 1942. Т. 37. № 7/8. С. 227–229.
23. *Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И.* Оценивание состояния в электроэнергетике / М: Наука, 1983, 302 с.
24. *Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р., Брянских В.Е.* Оптимальное развитие систем газоснабжения / М.: Наука, 1981. 168 с.
25. *Ставровский Е.Р.* Обеспечение надежности при проектировании и планировании развития единых систем нефте- и газоснабжения: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М.; ЭНИН им. Г.М Кржижановского, 1985. –36 с.
26. *Юфа А.И., Носулько Д.Р.* Комплексная оптимизация теплоснабжения / Киев: Техника, 1988, 134 с.
27. *Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков В.Г.* Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения / Новосибирск: Наука, 1992. 407 с.
28. *Канторович Л.В.* Математические методы организации и планирования производства. – Ленинград: Ленингр. гос. ун-т, 1939. – 68 с.
29. *Penkovskii A.V., Khamisov O.V.* Calculation of Nodal Prices for Heat Energy in Heat Supply Systems // *E3S Web of Conferences- ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management*, 2020, vol. 209, p. 1–5.

Comprehensive Scientific and Methodological Support for Modeling and Optimization of Heat Energy Markets

V. A. Stennikov^{a, *}, O. V. Khamisov^{a, **}, and A. V. Penkovskii^{a, ***}

^a*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS), Irkutsk, Russia*

*e-mail: sva@isem.irk.ru

**e-mail: khamisov@isem.irk.ru

***e-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Heat supply is the most important area of energy services provided to a wide range of consumers. This industry determines the well-being of society, social stability and competitiveness of the economies of many countries of the world. The processes of energy liberalization that began in the early 1990s led to the emergence of new forms of heat supply management based on market interaction among producers and consumers of heat energy. In market conditions, the problem of optimizing heat supply systems becomes much more complicated,

and its structuring becomes multivariate depending on the characteristics of the industry organization. To solve the problems of optimal functioning and development of heat supply systems in changing conditions, along with existing optimization methods, it becomes necessary to use new approaches focused on solving problems in some specific uncertain situations characterized by conflicting interests of the parties, and often defined as conflict. The paper presents a comprehensive scientific and methodological approach based on mathematical modeling for solving problems of managing the development and operation of heat supply systems in a market economy.

Keywords: heat supply systems, system analysis, heat energy market, mathematical modeling, optimization

УДК 621.311,338.49

СВОЙСТВА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ

© 2023 г. Ю. Я. Чукреев¹ *, Ф. Л. Бык², **, Л. С. Мышкина², М. Ю. Чукреев¹

¹*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра “Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук”, Сыктывкар, Россия*

²*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия*

*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

**e-mail: felixbyk@hotmail.com

Поступила в редакцию 22.02.2023 г.

После доработки 16.06.2023 г.

Принята к публикации 23.06.2023 г.

Согласно Энергетической стратегии до 2035 г., энергетический переход в России направлен на создание интеллектуальных энергосистем и ориентацию на распределенную энергетику. В статье предлагается рассматривать распределенную энергетику как необходимую составляющую к “большой” энергетике, что позволяет добиться повышения эффективности, прежде всего, в части надежности электроснабжения. В России основа распределенной энергетики – когенерационные источники малой мощности. На основе указанных источников и распределительных сетей среднего и низкого напряжения создаются сбалансированные локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС). Интеграция ЛИЭС в системы централизованного электроснабжения позволяет получить значимые системные эффекты. Целью работы является исследование влияния интеграции ЛИЭС с региональными энергосистемами на показатели надежности электроснабжения.

Ключевые слова: локальная интеллектуальная энергосистема, бесперебойность, управляемость, устойчивоспособность, долговечность, наблюдаемость, гибкость, оперативный резерв, график нагрузки

DOI: 10.31857/S0002331023050035, EDN: OSGKFY

ВВЕДЕНИЕ

Новый энергетический переход связывают с развитием систем энергоснабжения, направленным на повышение гибкости энергосистемы, предполагающую возможность взаимозаменяемости первичных энергоресурсов, видов и источников энергии [1]. Обеспечивая повышение доступности к недорогостоящим, надежным, управляемым и эффективным источникам энергии, объекты распределенной энергетики создают благоприятные условия социально-экономического развития территорий.

Предпосылкой энергетического перехода является тотальная газификация и наличие эффективных технологий производства энергии. Реализация энергетического перехода основана на принципах децентрализации, ресурсосбережения, цифровизации и изменения моделей поведения потребителей [2].

Энергетический переход в России во многом связан с появлением различных объектов распределенной энергетики, где важное место занимают локальные энергосистемы различного назначения: промышленные, сельскохозяйственные и коммунальные.

По принципу обеспечения функциональной и структурной надежности можно выделить два типа: избыточные и дефицитные локальные энергосистемы. Примером дефицитных является Активный энергетический комплекс, как промышленная локальная энергосистема. Примером избыточных – локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС). Под ЛИЭС понимается самодостаточный объект распределенной энергетики, способный работать на принципах самобаланса по тепловой и электрической энергии и мощности с определенным уровнем балансовой и режимной надежности, где функционирование обеспечивается децентрализованной интеллектуальной автоматической системой управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами.

Создание на основе распределительных и тепловых сетей, распределенной генерации до 25 МВт ЛИЭС и их интеграция в региональные энергосистемы соответствует Стратегии научно-технологического развития, Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. и во многом позволяет обеспечить повышение надежности, экономичности, экологичности. Массовое создание дефицитных систем электроснабжения предприятий породило негативное отношение к локальным энергосистемам. Достигая снижения затрат на собственное энергоснабжение, усиливается негативное влияние перекрестного субсидирования в регионе, увеличивается тариф на передачу электроэнергии и прочее.

Экономическая эффективность ЛИЭС определяет их инвестиционную привлекательность, что ведет к росту их числа. Основными причинами создания ЛИЭС промышленными потребителями являются отсутствие экономически доступной электрической энергии на розничном рынке и высокая стоимость технологического присоединения потребителей первой и второй категории надежности. Все вышеперечисленное способствует созданию и интеграции ЛИЭС. При этом решаются многие задачи: улучшение гибкости и управляемости в вопросах ведения режима энергосистемы, изменения единичных свойств надежности. Указанное определяет актуальность исследований, связанных с изучением эффектов интеграции ЛИЭС.

Целью статьи является исследование влияние интеграции ЛИЭС на новые возможности в части гибкости, надежности и облика энергосистемы будущего.

Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи исследования особенностей ЛИЭС и сдерживающих факторов, а также изучения влияния:

- интеграции ЛИЭС на единичные свойства надежности;
- ЛИЭС на энергетический переход в России;
- ЛИЭС на процесс введения режима;
- ЛИЭС на величину оперативного резерва мощности.

1. ОСОБЕННОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ЛИЭС

В противовес массовому развитию генерации на возобновляемых источниках энергии в зарубежных странах [3], что связано со стремлением уменьшить углеродный след и ослабить зависимость от импорта углеводородного топлива, в России энергетический переход направлен на использование когенерационных технологий.

Указанное определяется соотношением в потребности тепловой и электрической мощности в стране, которое в среднем составляет 4 : 1, а в отдельных регионах до 5 : 1. Поэтому в имеющихся климатических условиях и топливном ландшафте, приоритет отдается созданию локальных энергосистем на основе управляемой когенерации (газопоршневых и газотурбинных установок (ГПУ, ГТУ) [4].

Основными факторами, определяющими создание ЛИЭС, является их экономическая эффективность и высокая надежность электроснабжения. Первое обусловлено устанавливаемыми предельным уровнем нерегулируемых цен на электроэнергию на различных рынках и механизмом ценообразования на рынке на сутки вперед. Кроме этого, экономическая целесообразность формирования ЛИЭС возникает там, где экономически, либо технически недоступно технологическое присоединение потребителей к ЕЭС России или предусмотрены большие штрафы за невыполнение экологических требований.

Функциональной особенностью большинства создаваемых ЛИЭС является автономная работа, либо не предусматривающая выдачу электрической мощности и энергии во внешнюю сеть, что ведет к отсутствию их учета при развитии энергосистем, в частности, при разработке “Схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ”. ЛИЭС выпадают из регулирования и не позволяют в существующей институциональной среде повысить эффективность и надежность работы региональных систем электроснабжения. Существующий порядок и действующие экономические модели функционирования субъектов энергетики во многом тормозят процессы интеграции ЛИЭС.

Развитие региональных энергосистем в большей мере учитывает интересы трех ключевых субъектов: региональной сетевой компании, системного оператора в лице регионального диспетчерского управления и гарантирующего поставщика. Основной сдерживающий фактор – сетевые компании и региональное диспетчерское управление, определяющие возможность технологического присоединения к сетям и режима работы ЛИЭС [4].

Действующая экономическая модель формирования тарифов на передачу электрической энергии основана на величине передаваемой энергии. Опасения, связанные с рисками появления выпадающих доходов от снижения объемов передачи электроэнергии по сетям высокого напряжения и сокращением объема инвестиций в развитие сетевого комплекса определяют “чаще негативное” отношение сетевых компаний к процессам интеграции. Аналогично, региональные диспетчерские выступают “горюшкой”, так как включение ЛИЭС оборачивается появлением элементов децентрализованного управления и увеличением многообразия схемно-режимных состояний, что усложняет их работу. Будучи естественными монополистами и обладая значимым влиянием в регионе, имея поддержку на федеральном уровне, указанные субъекты сдерживают процессы интеграции ЛИЭС в региональные энергосистемы.

При этом, несмотря на наличие административных и корпоративных барьеров, наблюдается процесс интеграции ЛИЭС с возможностью выдачи мощности и энергии в региональную систему электроснабжения (пример: ЛИЭС мкр. Березовый), что обуславливает получение значимых системных эффектов повышения различных свойств надежности, что показано ниже.

2. ВЛИЯНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ЛИЭС НА ЕДИНИЧНЫЕ СВОЙСТВА НАДЕЖНОСТИ

Надежность – комплексное свойство, формирующееся исходя из различных единичных свойств. Важной задачей является анализ влияния интеграции ЛИЭС на различные единичные свойства. В данной статье показано влияние интеграции ЛИЭС на бесперебойность электроснабжения, управляемость, устойчивоспособность и долговечность.

Бесперебойность. С включением ЛИЭС в региональные энергосистемы возрастет бесперебойность электроснабжения потребителей за счет появления двух и более независимых источников питания. Этим обеспечивается снижение индикативных показателей бесперебойности электроснабжения: средних частоты и времени прерывания электроснабжения потребителей на точку поставки (SAIFI, SAIDI).

Для расчетов прогнозных значений указанных показателей при изменении структуры электрической сети 35 кВ и выше Минэнерго России разработаны методики, основанные на определении индексов технического состояния оборудования (ИТС). Их использование для анализа влияния интеграции ЛИЭС не применимо по причине большого количества оборудования различного типа и отсутствия достоверной информации для расчетов ИТС в сетях 0.4–10 кВ (периодичности обследований, информация о причинах прерывания электроснабжения).

Для расчетов прогнозных значений показателей бесперебойности электроснабжения предлагается опираться на обобщенные ИТС групп оборудования сетевого комплекса и анализ критических участков сети, отказы которых сопровождаются наибольшим количеством отключаемых потребителей [5]. Их применение позволяет осуществить корректировку значений частот отказов оборудования с учетом текущего технического состояния и рассчитать ожидаемые изменения показателей SAIDI, SAIFI в энергорайоне. Аналогично данная методика [5] позволяет определять изменения показателей SAIDI и SAIFI при внесении изменений в схему распределительной сети, в том числе при интеграции ЛИЭС и региональную энергосистему при представлении ее в качестве “элемента” распределительной сети.

Прогнозы изменений средней продолжительности и частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки с учетом распределительной сети можем определить по формулам:

$$\Delta SAIDI = \left(\frac{\sum T_i N_i}{N_{\max}} \right)'' - \left(\frac{\sum T_i N_i}{N_{\max}} \right)', \quad (1)$$

$$\Delta SAIFI = \left(\frac{\sum \lambda_i N_i}{N_{\max}} \right)'' - \left(\frac{\sum \lambda_i N_i}{N_{\max}} \right)', \quad (2)$$

где “''” – индексация прогнозного состояния системы электроснабжения; “'” – индексация текущего состояния системы электроснабжения; λ_i – интенсивность отказов i -ого критического элемента системы электроснабжения, ч; N_i – количество точек поставки отключаемых в результате технологического нарушения из-за отказа i -ого критического элемента системы электроснабжения, шт; N_{\max} – количество точек поставки в системе электроснабжения, шт; T_i – время нахождения в неработоспособном состоянии i -ого критического элемента системы электроснабжения.

Критическим элементом системы электроснабжения в методике является элемент, при отказе которого наблюдается наибольшее количество отключаемых точек присоединения. Для поиска необходимо определить количество узлов, отключаемых при отказе i -ого элемента сети (N_i в формулах (1)–(2)). Для моделирования отказов элементов с контролем установившегося электрического режима по току и напряжению и фиксацией отключаемых узлов могут использоваться специализированные программные комплексы, к примеру, ETAP или Power Factory, либо др.

Результаты исследований выявили, что изменение SAIDI, SAIFI носят значимый характер. Для рассматриваемого на рис. 1 примера SAIDI, SAIFI снизились на 11% и 9% соответственно.

Известно, что при росте уровня бесперебойности электроснабжения потребителей для сетевых компаний повышается тариф на услуги по передаче электроэнергии [6], что должно стимулировать интеграцию ЛИЭС. Следует отметить, что данная методика также может быть применена для определения оптимальных точек интеграции ЛИЭС, которые должны устанавливаться сетевыми компаниями.

Устойчивоспособность. Важнейшей составляющей ЛИЭС является интеллектуальная система управления, учитывающая особенности и различия систем электроснаб-

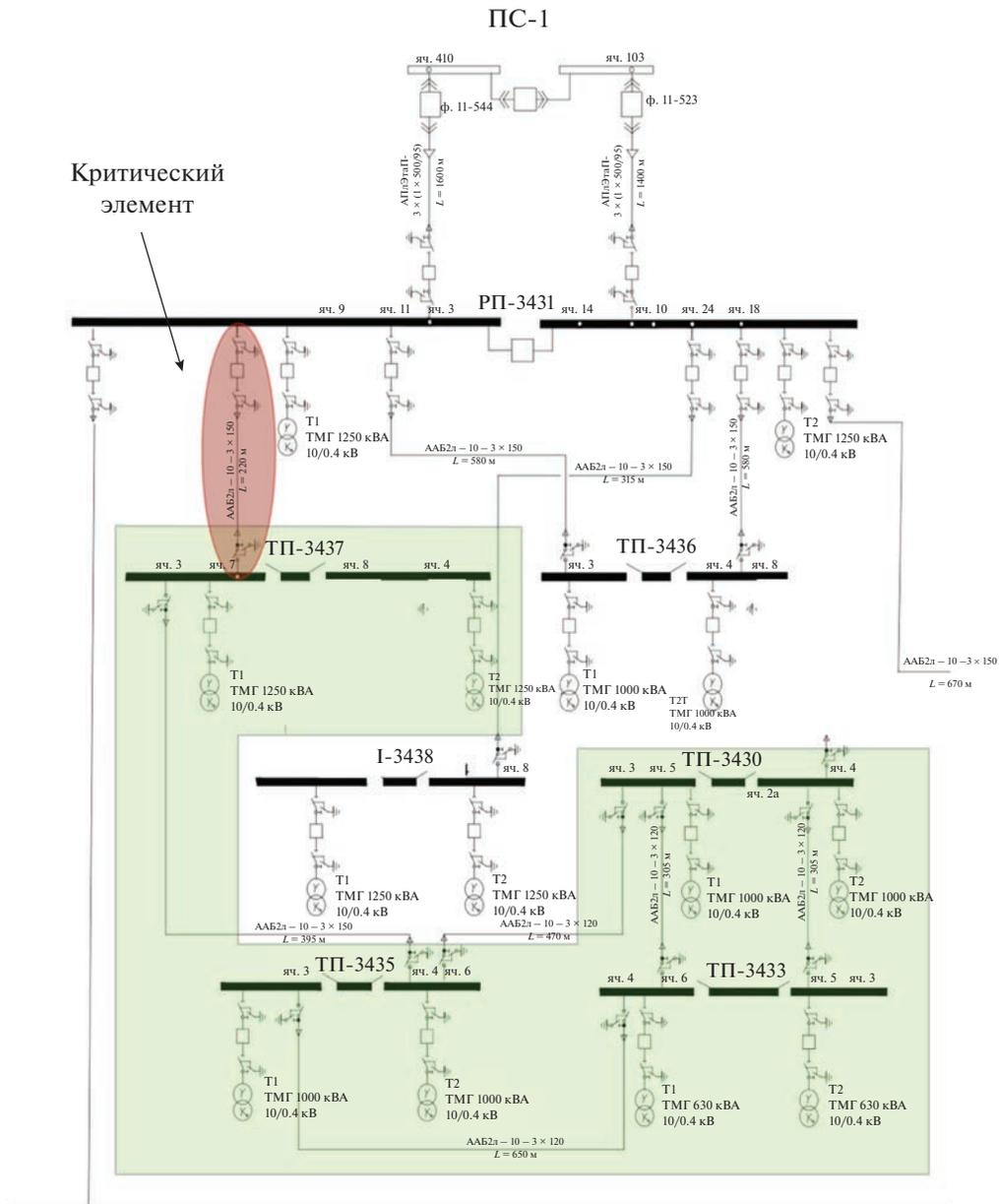


Рис. 1. Участок схемы сети энергорайона интеграции.

жения, обеспечивающая согласованность централизованной и децентрализованных систем управления. Автоматикой обеспечивается возможность перехода в островной и возврат в параллельный режим работы, сопровождаемый сохранением устойчивости двигательной нагрузки, что важно для промышленных потребителей.

Функционирование децентрализованных автоматических систем управления требует согласованного функционирования в составе автоматизированных централизо-

ванных систем электроснабжения, что предполагает соответствующий обмен информацией. Согласованное взаимодействие систем управления обеспечивает не только повышение бесперебойности электроснабжения за счет сокращения частоты и времени восстановления, но и повышение качества электрической энергии, отражающей свойство устойчивости нагрузки и генерации, во многом связанного с режимом. Указанное является актуальной задачей, решаемой в сетевом комплексе, около 25% обращений потребителей, связанных с качеством электрической энергии, приходится на проблемы с напряжением в центре питания [7].

Включение ЛИЭС с управляемой генерацией на базе ГПУ и ГТУ позволяет создать систему мультиагентного регулирования узловыми напряжениями в электрических сетях [8], используя ресурс АРВ агрегатов.

Управляемость. С позиций управляемости интеграция ЛИЭС позволяет говорить о повышении живучести, как свойства системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская массового отключения потребителей и генерации за счет выхода в сбалансированный остров. Указанное соответствует интересам сетевых компаний и Системного оператора.

Повышение живучести позволяет повысить допустимую загрузку центров питания энергорайонов. Согласно действующим регламентам, допустимая максимальная загрузка центров питания (присоединенная нагрузка) определяется по критерию (N-1), что соответствует наличию не менее одного резервного трансформатора на подстанции. Анализ режимов показал, что выдаваемая мощность ЛИЭС, присоединенной в энергорайоне центра питания (ЦП), может составлять не более 50% загрузки ЦП в режиме минимальных нагрузок для исключения реверсивного перетока в сеть 110 кВ. Следовательно, для двух трансформаторных подстанций выдаваемая мощность ЛИЭС не должна превышать 50% от мощности подключенных нагрузок. Таким образом, при выдаче энергии и мощности ЛИЭС в энергорайон критерий величины присоединяемой нагрузки может быть сокращен до величины (N-0.5), что также отразится на эффективности и надежности энергоснабжения. Указанное особенно значимо в дефицитных энергорайонах, где существуют сетевые ограничения на новое технологическое присоединение потребителей.

При интеграции ЛИЭС в дефицитный энергорайон можно говорить о дополнительных системных эффектах – снятие ограничений на технологическое присоединение без затрат на развитие сетевого комплекса. Интеграция ЛИЭС с выдачей мощности и энергии в региональную энергосистему в дефицитных энергорайонах позволит получить эффект от экономии затрат на развитие и реконструкцию сети и сократит темп роста стоимости и сетевых тарифов для потребителей. К примеру, в Новосибирской области 31% центров питания закрыт для нового технологического присоединения, в г. Новосибирск – 46%. Средняя загрузка центров питания в Новосибирской области – 73.4%, в г. Новосибирск – 82.7%.

Долговечность. Наличие соответствующей системы управления ЛИЭС, выполняющей функции режимной и противоаварийной автоматики, к примеру [8], позволяет повысить долговечность как генерирующего оборудования ЛИЭС, так и сетевого оборудования ЦП.

Как известно, график загрузки оборудования центра питания характеризуется низкими коэффициентами плотности и неравномерности, что часто приводит к режимам, связанным с кратковременной недогрузкой или перегрузкой оборудования. Указанное в свою очередь ведет к повышенному срабатыванию паркового ресурса. Задачи повышения долговечности оборудования во многих сетевых компаниях являются одними из наиболее острых и актуальных, так как доля оборудования, выработавшего нормативный срок службы в различных регионах в среднем, составляет от 20% (Саратовская область) до 82% (подстанционное оборудование в Мурманской области) [9].

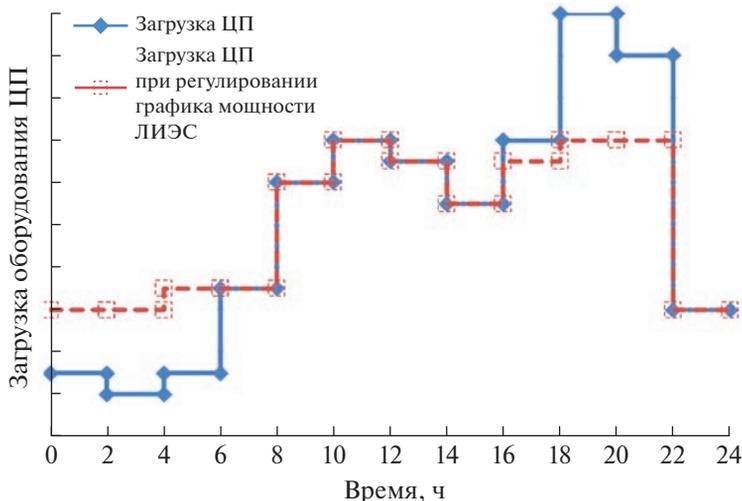


Рис. 2. Изменение загрузки оборудования ЦП.

Снижение максимальных нагрузок на центрах питания, повышение коэффициентов неравномерности и плотности графика загрузки подстанции за счет выдачи энергии из ЛИЭС в энергорайон позволит ожидать повышение долговечности сетевого оборудования, рис. 2.

Регулирование графика загрузки центра питания во многом схоже с функцией агрегатора управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России (см. ниже).

3. ВЛИЯНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ЛИЭС НА НАБЛЮДАЕМОСТЬ

Как отмечено выше, интеграция ЛИЭС осуществляется на напряжении распределительной сети 10 кВ. Сегодня наблюдаемость сетей низкого напряжения значительно уступает уровню в сетях высокого напряжения, рис. 3, что затрудняет оценку уровня надежности указанных сетей, включая расчеты ИТС. При этом отказы в сетях 6–10 кВ являются причиной около 70% всех нарушений электроснабжения потребителей [7].

Функционирование децентрализованной интеллектуальной системы управления ЛИЭС предполагает цифровизацию энергорайона, в состав которого она включена. Логика работы указанной автоматики основана на искусственном интеллекте, способном выбрать наиболее эффективные управляющие воздействия для сохранения системы в рабочем состоянии, обеспечивая получение максимальных размеров системных эффектов, управляя работой генерирующего и сетевого оборудования [8, 11].

Следовательно, система управления ЛИЭС должна предусматривать мониторинг за множеством параметров и рассчитывать различные показатели, необходимые для анализа и оптимизации схемно-режимных состояний с позиций надежности и эффективности выполняемых функций. Необходимым элементов интеграции ЛИЭС в региональные энергосистемы будет комплексная цифровизация ЛИЭС и прилегающего энергорайона.

Указанное создаст соответствующие системы сбора и обработки информации, обеспечивающие наблюдаемость и управляемость систем энергоснабжения. Это позволит обеспечить корректный и своевременный мониторинг за техническим состоянием оборудования, а, следовательно, повысит безотказность и сохраняемость оборудования сетей 0.4–10 кВ.

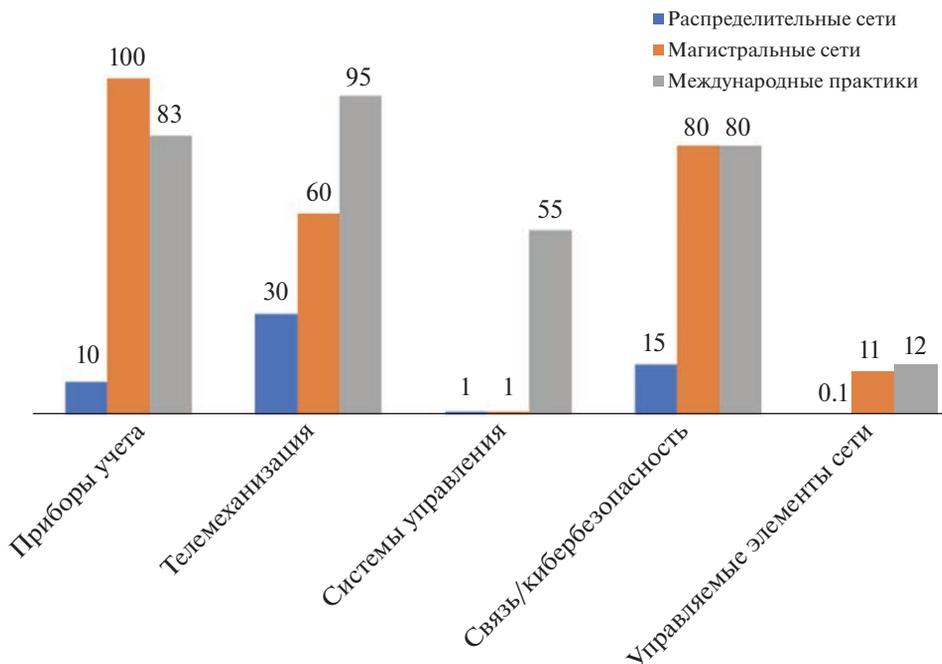


Рис. 3. Уровень наблюдаемости в различных сетях.

4. ГИБКОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ОБЛИК БУДУЩЕЙ ЕЭС РОССИИ

Тенденция создания и интеграции ЛИЭС нарастает несмотря на имеющееся противодействие со стороны крупнейших субъектов энергетики. Значимую роль в преобразованиях ЕЭС России будут играть локальные системы энергоснабжения, инвестиционная привлекательность которых возрастает на фоне снижения эффективности системы централизованного энергоснабжения [11, 12]. Интеграция данных систем в состав региональных сонаправлена с достижением целей повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, планов социально-экономического развития субъектов РФ.

Указанное дает основания ожидать рост количества и мощности ЛИЭС и их интеграции в региональные системы.

Появление интегрированных в ЕЭС России ЛИЭС обеспечит переход с традиционной, консервативной траектории развития электроэнергетики на новую, более эффективную и привлекательную для частных инвесторов траекторию. Включение ЛИЭС в состав региональных энергосистем, как элементов ЕЭС России, меняет облик энергосистемы страны. Система трансформируется из многоуровневого каскада в сотую структуру.

Каждая ячейка будет представлять объект распределенной энергетики, при этом ядром останется ЕЭС России с крупными электростанциями, соединенными единой национальной эклектической сетью. Назначение ЛИЭС – создать благоприятные условия для работы крупных электростанций, обеспечив повышение их коэффициентов использования установленной мощности и полезного использования топлива. Наличие энергетического ядра и множества присоединенных к нему энергетических сот радикально меняет структуру электроэнергетики, основой которой становятся локальные энергосистемы.

Наличие ячеистой структуры позволит повысить эффективность энергоснабжения, проявляющуюся изменением бесперебойности, управляемости и живучести. Важнейшую роль начинают играть региональные распределительные сети, осуществляющие связь между ЕЭС России и ЛИЭС, ЛИЭС между собой. Изменение структуры ЕЭС России и переход на сотовую, ячеистую структуру позволяет обеспечить гибкость энергосистемы, что соответствует интересам сетевых организаций и Системного оператора, но требует соответствующих изменений в технологиях работы для создания интеллектуальной региональной энергосистемы.

5. ВЛИЯНИЕ ЛИЭС НА ПРОЦЕСС ВВЕДЕНИЯ РЕЖИМА

Управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах. Исходя из мирового опыта, можно выделить несколько основных принципов организации управления спросом и участия в нем потребителей [13]:

- реорганизации процессов производства и смещение загрузки оборудования во времени;
- снижение потребления из сети за счет использования собственных генерирующих источников;
- участие отдельно взятых потребителей, либо группы с помощью посредника – Агрегатора управления спросом.

Основой управления спросом является наличие у потребителей возможностей смещения электропотребления в течение суток. Основной потенциал управления спросом сосредоточен у потребителей розничного рынка – средних и малых потребителей, а также в бытовом секторе. Также большой эффективностью в плане управления спроса обладают потребители, имеющие собственные генерирующие объекты.

Наличие технических и экономических эффектов привело к появлению концепции управления спросом во многих странах, где на практике наблюдалось повышение эластичности спроса путем целенаправленного воздействия на оборудование потребителей при возникновении соответствующих экономических или технологических условий. По данным Navigant Research, объем глобального рынка продуктов и услуг в сфере управления спросом в 2016 г. составил 39 ГВт, из них 28 ГВт на территории Северной Америки: 21 ГВт – за счет программ управления спросом для коммерческих и промышленных потребителей и 7 ГВт – за счет программ для бытовых потребителей и малого бизнеса. Использование этого ресурса в энергосистеме США позволяет избежать инвестиций в размере 270 млрд долларов США (в ценах 2016 г.) в развитие энергетической инфраструктуры, где управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах [14, 15].

По прогнозу Navigant Research, к 2025 году мировой рынок вырастет в 3.5 раза – до 144 ГВт. При этом самый значительный рост ожидается в Азиатско-Тихоокеанском регионе, а также в Европе [15]. При этом многими экспертами уточняется, что более 40% управляемого спроса будут составлять промышленные потребители.

Основные цели управления спросом на электроэнергию – уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, что может сопровождаться снижением цен на рынке электроэнергии и предотвращением избыточного строительства электростанций и электрических сетей.

Управление спросом в России наиболее активно начало работать в 2019 г. с появлением Агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России. Согласно разработанным правилам [16], Агрегаторы выполняют коммерческую функцию объединения распределенных ресурсов управления спросом, выступая в качестве посредников между потребителями, предоставляющими свои возможности по изменению потребления, и покупателем продуктов управления спросом.

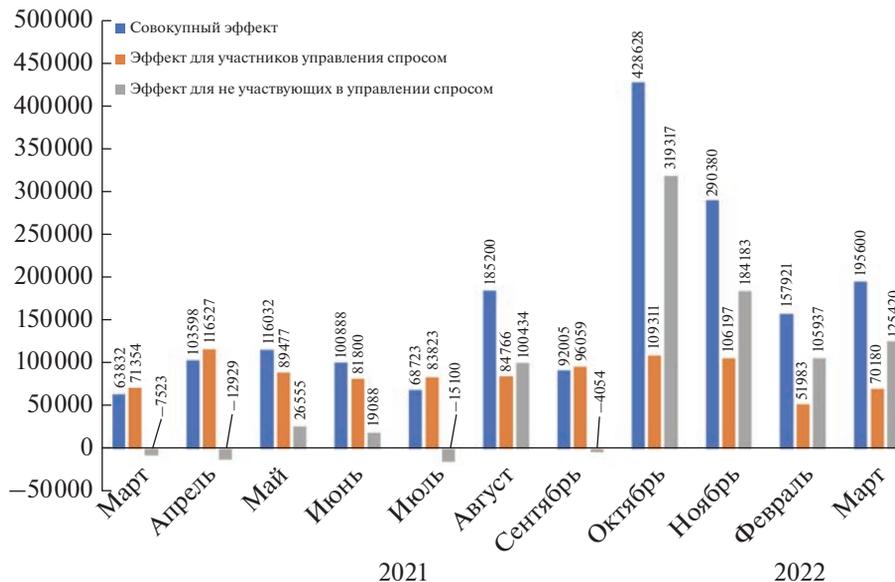


Рис. 4. Эффект управления спросом в 2021–2022 гг., тыс. руб.

Агрегаторы приобретают услуги по снижению нагрузки у многих потребителей с различными характеристиками, обеспечивая соответствие требованиям рынка и резервирование отдельно взятого потребителя как части агрегированного объекта, что повышает общую надежность и снижает риск для отдельных потребителей. Одно из ключевых преимуществ агрегации – распределенный характер агрегированной нагрузки. Привлечение Агрегатором регулировочного ресурса больше, чем взятые обязательства на поставку заявленного объема разгрузки, позволяет их исполнять, даже если отдельные потребители не смогли предоставить свой ресурс. Поэтому заявляется не полный объем объединенной регулируемой нагрузки и таким образом обеспечивается резервирование, что гарантирует надежное исполнение обязательств.

Отметим, что согласно [16], разрешено изменение нагрузки электропринимающими устройствами потребителя путем использования объекта по производству электрической энергии (мощности), установленная генерирующая мощность которого менее 25 МВт – что принято относить к малой распределенной генерации, являющейся основой локальных энергосистем.

Получая необходимый обобщенный ресурс управления спросом, Агрегаторы обеспечивают свое участие в нескольких сегментах рынка: рынке мощности, рынке на сутки вперед, балансирующем рынке, а также к оказанию услуг по обеспечению системной надежности [17].

На рис. 4 представлен помесечный эффект управления спросом, полученный в течение года. На рис. 5 показана динамика изменения объемов управления спросом: от первого отбора объем управляемой мощности увеличился более чем в 22 раза.

Данный проект в России на этапе становления, согласно проекту ФЗ “О внесении изменений в ФЗ “Об электроэнергетике” по вопросам функционирования агрегаторов управления изменением режима потребления” механизм управления спросом возможно будет претерпевать некоторые изменения, касающиеся в большей мере юридической и организационно-экономической составляющей. Агрегатор станет полноправным субъектом оптового рынка, осуществляющим деятельность по форми-

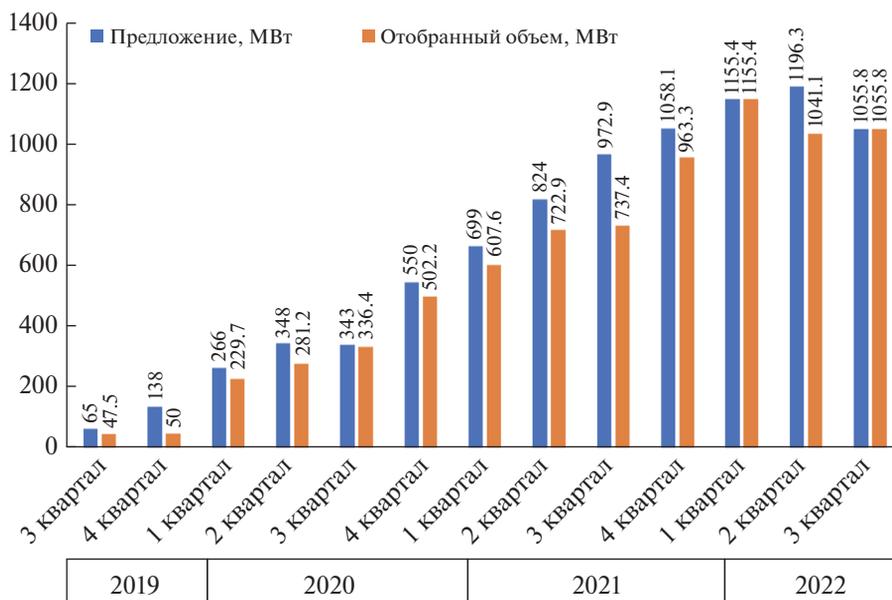


Рис. 5. Динамика изменения объемов управления спросом в России.

рованию агрегированных объектов управления спросом и по завершению пилотного этапа функционирования, стоимость услуг будет формироваться коммерческим оператором. Также из ожидаемых нововведений сокращение количества субъектов, обладающих правом выступать агрегатором: исключение сетевых компаний из данного списка, которые сегодня составляют менее 1% среди агрегаторов. Основная доля агрегаторов представлена энергосбытовыми компаниями – 83%.

Ценозависимое потребление, предполагающее перераспределение нагрузки потребителей в интервале времени, как и работа агрегатора, ведут к значимым изменениям в графике нагрузки энергосистемы, что, соответственно, влияет на уровень балансовой надежности. Решая вопрос управляемости в энергосистеме, снижая величину пиковой нагрузки, происходит выравнивание графика нагрузки, что должно учитываться при определении оперативных резервов мощности.

6. ВЛИЯНИЯ ЛИЭС НА ВЕЛИЧИНУ ОПЕРАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

Имеющийся опыт работы ЛИЭС показывает, что их формирование в зоне действия ЕЭС России и последующее включение в состав региональных энергосистем, как составляющих частей ЕЭС России, сопровождается рядом значимых системных эффектов [12, 18]. Одновременно их создание приводит к изменению структуры потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России (рис. 6). В свою очередь, в силу различных коэффициентов неравномерности графиков нагрузки (табл. 1), изменение соотношений бытовой и промышленной нагрузки влияет на конфигурацию графика нагрузки и величину оперативного резерва мощности.

Оперативный резерв мощности в задаче планирования развития ЭЭС является одной из трех составляющих нормативного резерва мощности. Две составляющие, которые здесь не рассматриваются и не столь значительно влияют на показатели балансо-

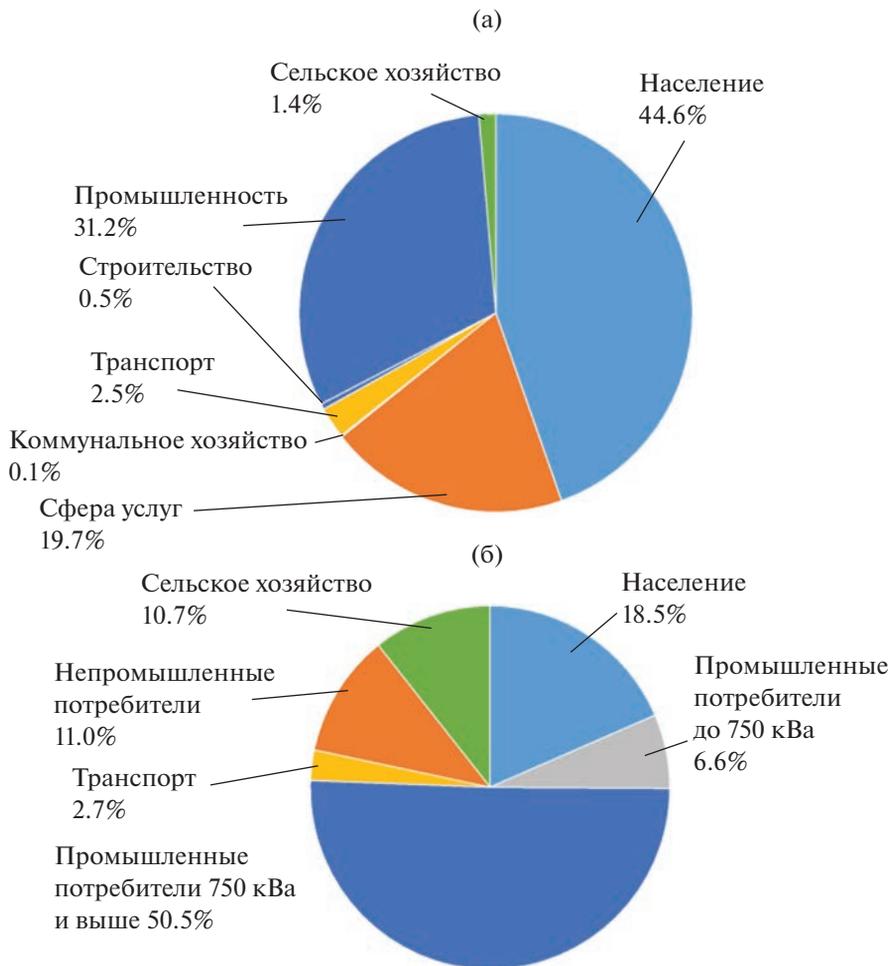


Рис. 6. Структура потребления тепловой (а) и электрической энергии (б).

вой надежности, — это ремонтный и стратегический резервы. Причем последний в современных условиях избыточности ЕЭС России не столь актуален.

Процесс определения оперативного резерва мощности двухэтапный. На первом, для заданного состава генерирующих источников, а, следовательно, и величины оперативного резерва мощности решается задача оценки показателей балансовой надежности (ПБН) для всех территориальных зон ЕЭС России. На втором, в зависимости от

Таблица 1. Параметры типовых графиков нагрузки

Потребитель	Коэффициент неравномерности	Коэффициент плотности
Промышленность:		
– трехменное	0.8	0.90
– двухменное	0.3	0.65
– одноменное	0.15	0.58
Сельскохозяйственное производство	0.35	0.67
Коммунально-бытовые потребители	0.1	0.55

полученных результатов ПБН и принятых нормативных значений производится коррекция заданных исходных параметров оперативного резерва мощности.

В нашей стране наиболее приемлемым в практике планирования развития ЭЭС и ЕЭС страны, в частности, остается ПБН в виде интегральной вероятности появления (J_d) или отсутствия ($\rho = 1 - J_d$) дефицита мощности в рассматриваемых территориальных зонах расчетной схемы ЕЭС. В качестве нормативных параметров этого показателя в Методических рекомендациях [19] используются их значения величинами 0,004 и 0,996 соответственно. В странах западной Европы и США используются несколько иные, но также вероятностные ПБН и нормативные значения к ним. При этом следует отметить, что методическая основа их получения практически не отличается от принятой в нашей стране. Отличие состоит только в информационном наполнении задачи и в большей степени по учету режима электропотребления [20].

Процесс определения ПБН также двухэтапный. На первом этапе методами статистического моделирования формируются случайные состояния генерирующего оборудования, вызванные его ненадежностью. На втором этапе упрощенными методами линейного или нелинейного программирования осуществляется оценка сформированных состояний на предмет наличия в них дефицита мощности и выявление территориальных зон их определяющих. Полученные показатели с учетом вероятности их существования суммируются по всем сформированным случайным состояниям, образуя тем самым интегральные вероятностные ПБН. В нашей стране вопросам разработки моделей оценки ПБН посвящено множество работ, например [21, 22]. Задача обоснования величины оперативного резерва наиболее полно показана для концентрированной ЭЭС в [21], для многозонной – в [22, 23].

На ПБН влияет множество факторов, ниже выделены лишь наиболее значимые:

- модель расчетной схемы ЕЭС России;
- состав, структура, плановые ремонты и аварийность генерирующего оборудования;
- уровни пропускных способностей связей между выделенными в расчетной схеме территориальными зонами;
- максимум нагрузки и задаваемый в виде графиков нагрузки режим электропотребления со случайными отклонениями, вызванными влиянием температурных колебаний.

Ниже основное внимание уделено вопросам оценки влияния изменения режима электропотребления, вызванного включением в ЕЭС России ЛИЭС различного назначения и Агрегатора управления спросом на электрическую энергию.

Формирование режима электропотребления применительно к задаче обоснования оперативного резерва мощности

Методическими рекомендациями 2003 г. [19] предусматривается использование для обоснования величины оперативного резерва мощности агрегированной модели расчетной схемы ЕЭС, территориальными зонами которой являются ОЭС и суточного графика нагрузки средних, наиболее “тяжелых” декабрьских суток, в предположении их действия в течение 250 рабочих дней года. Для такого представления модели расчетной схемы и режима электропотребления ее территориальных зон в настоящее время разработано и методическое и программное обеспечение, а также обоснованы, пусть уже устаревшие, критерии принятия решений в виде отмеченных выше нормативных ПБН. В разработанном в 2019 г. специалистами ЕЭС Национальном стандарте РФ¹ предлагается применение более детального представления модели расчетной схемы ЕЭС России и годового почасового графика изменения нагрузки. Следует отме-

¹ Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности – нормы и требования. ГОСТ Р 58730–2019.

тить, что информационное наполнение этого нововведения требует обработки большего объема статистической информации. На сегодня такая информация, наверно, доступна только специалистам АО “СО ЕЭС” и в открытой печати не появлялась.

В этом разделе авторами сделана попытка показать влияние интеграции ЛИЭС в ЕЭС России на изменение режима электропотребления и, следовательно, на величины максимума нагрузки (собственного и совмещенного) и оперативного резерва мощности. В качестве базового рассматривался суточный график нагрузки декабря месяца, представленный специалистами АО “СО ЕЭС” при выполнении работы² для всех территориальных зон расчетной модели ЕЭС России. Проведена статистическая обработка ретроспективной информации о режимах электропотребления для 2016 г. (сайт АО “СО ЕЭС”³). Ее анализ показал на достаточно хорошее совпадение среднегодового суточного графика нагрузки с базовым, принятого для декабря месяца и используемого при обосновании величины оперативного резерва мощности.

Для получения конфигурации изменения графика промышленной нагрузки была использована информация по их формам для различных отраслей промышленности, представленная в справочнике [24]. Понятно, что в современных условиях конфигурация графиков претерпела определенные изменения, но, на наш взгляд, не столь значительные. Были рассмотрены типовые графики электропотребления по угледобыче, нефтепереработке, черной и цветной металлургии, машиностроению, деревообработке, целлюлозной и пищевой промышленности. Эти отрасли по объему электроэнергии покрывают около 97% всей промышленной нагрузки. Информация Росстата об электропотреблении представленных отраслей в современных условиях позволяют определить их долю и на основе этого получить средний суточный график промышленной нагрузки для ЕЭС России в целом. Вычитая из среднегодового графика нагрузки график промышленной нагрузки, можно получить график изменения нагрузки для бытовых потребителей. Процентное соотношение промышленной и бытовой нагрузки применительно к рассматриваемому периоду (2016 г.) примерно равно 55 к 45. Нормированные суточные графики нагрузки для этого соотношения промышленной и бытовой нагрузки приведены на рис. 7. График промышленной нагрузки более плотный, коэффициенты заполнения и неравномерности соотносятся как 0.936/0.907 и 0.861/0.810.

Для оценки влияния на конфигурацию среднего суточного графика нагрузки при интеграции ЛИЭС в ЕЭС России была рассмотрена вариация различных процентных соотношений бытовой и промышленной нагрузок: 15 и 85, 25 и 75, 35 и 65, 55 и 45, 65 и 35, 75 и 25, 85 и 15. Относительные нормированные изменения среднего годового графика нагрузки для этих соотношений приведены на рис. 8.

Из рисунка видно, что при величине промышленной нагрузки до 45% нормированный суточный график достаточно разряжен (пунктирные линии) и, начиная с 55%, значительно уплотняется (сплошные линии). Это должно оказать влияние на величины требуемого для обеспечения должного уровня балансовой надежности резерва генерирующей мощности, о чем будет показано в следующем разделе.

Расчетная схема ЕЭС России и информационное наполнение задачи оценки ПБН получены при выполнении совместных исследований ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”⁴. В расчетах использованы планируемые балансы мощности из работы “Схема и программа развития ЕЭС” (далее – СиПР ЕЭС) на 2016–2022 гг. [20].

² Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО «СО ЕЭС», № 926 от 22 сентября 2016 г.).

³ <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ees-indicators/ees-gen-consump-day/>

⁴ Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”, № 926 от 22 сентября 2016 г.).



Рис. 7. Нормированные суточные графики нагрузки.

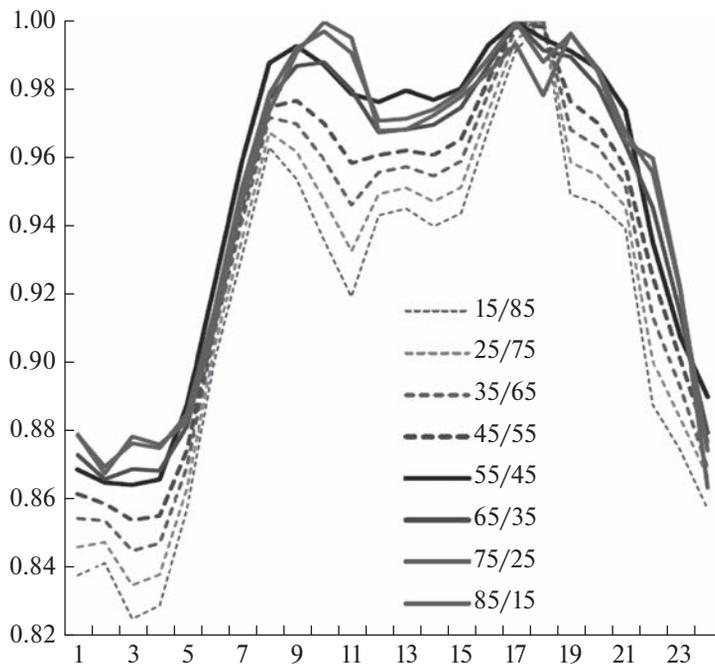


Рис. 8. Изменение формы суточного графика нагрузки при различном сочетании промышленной и бытовой нагрузок.

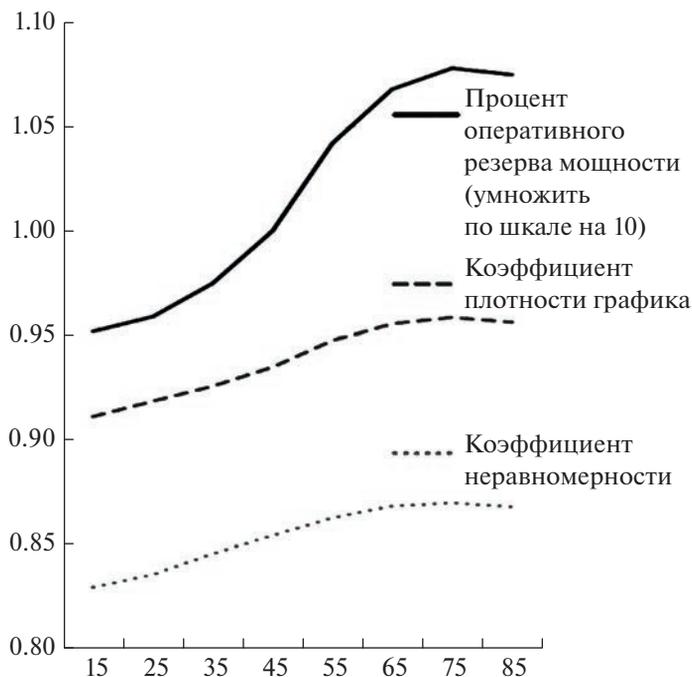


Рис. 9. Изменение оперативного резерва мощности, коэффициентов плотности и неравномерности графика от доли промышленной нагрузки (от 15 до 85%).

Результаты экспериментальных исследований влияния изменения режима электропотребления, вызванного включением в ЕЭС России ЛИЭС различного назначения

Выполнение сопоставительных расчетов по обоснованию оперативного резерва мощности проведено для различного соотношения промышленных и прочих потребителей для одной из объединенных энергосистем – ОЭС Урала с применением ПК “Орион-М” [23]. В соответствии с балансом мощности величина собственного максимума нагрузки в этой ОЭС составляет 37 390 МВт. Для различных соотношений быто-

Таблица 2. Величины оперативного резерва мощности и коэффициенты плотности и неравномерности суточных графиков

Соотношение нагрузок		Оперативный резерв		Коэффициенты	
промышленная	коммунально-бытовая	МВт	% от собственного максимума нагрузки	плотности	неравномерности
15	85	3560	9.52	0.911	0.829
25	75	3585	9.59	0.918	0.835
35	65	3645	9.75	0.926	0.845
45	55	3740	10.0	0.935	0.854
55	45	3895	10.42	0.947	0.863
65	35	3995	10.68	0.956	0.868
75	25	4030	10.78	0.958	0.870
85	15	4020	10.75	0.956	0.868

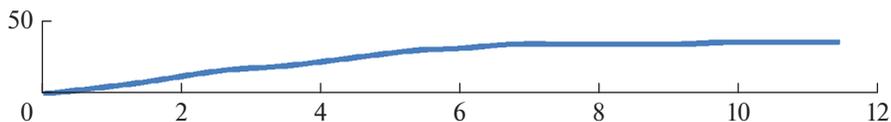


Рис. 10. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Центра.

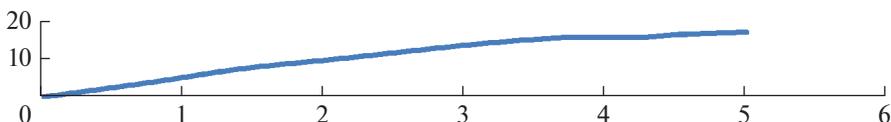


Рис. 11. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Сибири.

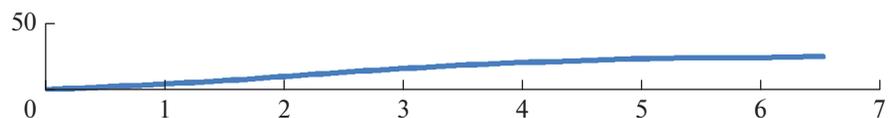


Рис. 12. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Урала.

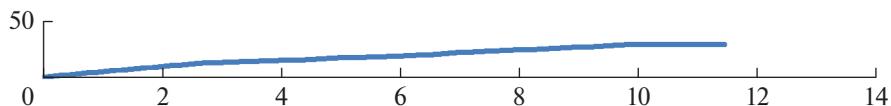


Рис. 13. Соотношение изменения нагрузки и оперативного резерва для ОЭС Юга.

вой и промышленной нагрузок в табл. 2 и на рис. 9 приведены величины оперативного резерва мощности в МВт и процентах, коэффициенты плотности и неравномерности суточных графиков.

Представленные в табл. 2 и на рис. 9 результаты показывают, что массовое создание локальных энергосистем оказывает влияние на величину оперативного резерва мощности из ЕЭС. Создание промышленных ЛИЭС ведет к снижению коэффициентов плотности и неравномерности режима электропотребления и, соответственно, к росту оперативного резерва мощности в ЕЭС России. При существующем соотношении промышленной и бытовой нагрузки (рис. 1) в ЕЭС России переход части промышленных потребителей, например 10%, в зону локальных энергосистем приводит к снижению оперативного резерва мощности на 0.42% по отношению к максимуму нагрузки или 155 МВт. Появление в России ЛИЭС коммунально-бытового назначения, наоборот, несколько снижает требования к величине оперативного резерва мощности в ЕЭС.

Результаты экспериментальных исследований влияния Агрегатора управления спросом

В качестве базового рассматривался суточный график нагрузки декабря, представленный специалистами АО «СО ЕЭС» при выполнении работы⁵ для четырех зон рас-

⁵ Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО «СО ЕЭС», № 926 от 22 сентября 2016 г.)

Таблица 3. Соотношение изменения уровня оперативного резерва в зависимости от плотности графика нагрузки

ОЭС Центра		ОЭС Сибири		ОЭС Урала		ОЭС Юга	
резерв, %	β	резерв, %	β	резерв, %	β	резерв, %	β
5.429	0.87368	9.57	0.94159	8.989	0.92343	7.961	0.87028
6.089	0.88527	10.048	0.94899	9.743	0.93638	8.585	0.87942
6.874	0.89646	10.476	0.95519	10.671	0.94834	8.942	0.88527
7.222	0.9061	10.801	0.96206	11.34	0.95906	9.524	0.89544
8.093	0.9221	11.253	0.97142	11.677	0.96812	9.791	0.90765
8.254	0.92903	11.465	0.97792	11.875	0.9745	10.094	0.91768
8.481	0.93535	11.468	0.98276	11.883	0.97935	10.302	0.92789
8.531	0.94008	11.578	0.9869	11.933	0.98358	10.7	0.93777
8.509	0.94418	11.634	0.98276	12.014	0.98773	10.884	0.94507
8.519	0.95249	12.132	0.99948	12.271	0.99608	11.217	0.95717
8.519	0.96092	12.132	0.99998	12.415	0.99997	11.484	0.96646
8.643	0.96953	12.132	0.99997	12.415	0.99997	11.484	0.97456
8.643	0.9779	12.132	0.99997	12.415	0.99997	11.787	0.98273
8.643	0.9861	12.132	0.99998	12.415	0.99997	12.292	0.99111
8.77	0.99393	12.132	0.99997	12.415	0.99997	12.292	0.99956
9.153	0.99998	12.132	0.99997	12.415	0.99997	12.381	0.99997

четной модели ЕЭС России: ОЭС Центра, ОЭС Сибири, ОЭС Урала и ОЭС Юга. Для получения конфигурации исследуемого графика для каждой ОЭС моделировалась работа агрегатора управления спросом путем “срезания” пиков базового варианта графика, после чего проводился расчет и оптимизация средствами программно-вычислительного комплекса “Орион-М”. Результаты расчетов приведены ниже. На графиках по шкале X приведено изменение нагрузки, по оси Y – изменение резерва. Все величины в процентах.

Хорошо заметна нелинейная взаимосвязь. Рост уровня оперативного резерва не соответствует изменению нагрузки и в большей мере соотносится с изменением плотности графика нагрузки. В табл. 3 показано, что при изменении формы графика нагрузки, а в случае с работой агрегатора это срезание пиков потребления изменяется плотность заполнения графика, что сказывается на получаемом уровне оперативного резерва. Для ОЭС Сибири и Урала изменение нагрузки на 5–6% достаточно для плотности графика 0,999, что сказывается на получаемом уровне оперативного резерва: 12.132% и 12.415% соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показана эффективность сочетания централизованной и децентрализованных энергосистем, что обеспечивает в условиях энергетического перехода повышение надежности электроснабжения.

Основой энергетического перехода в России является распределенная энергетика, где отдельная роль выделяется сбалансированным и избыточным ЛИЭС. Их создание и интеграция в региональные энергосистемы соответствует Стратегии научно-технологиче-

ского развития, Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. Имеются основания ожидать увеличение темпов роста числа и мощности интегрированных ЛИЭС в силу получаемых системных эффектов повышения бесперебойности, управляемости, устойчивоспособности, долговечности и обеспечения наблюдаемости распределительных сетей. При этом наличие ЛИЭС расширяет возможности управления спросом на электроэнергию в ЕЭС, позволяя достичь уменьшения пиковой нагрузки в энергосистеме, отражающееся на цене электрической энергии на рынке на сутки вперед, а также на рынке мощности путем предотвращения избыточного капиталоемкого строительства электростанций и электрических сетей. Оказываемое агрегатором влияние на конфигурацию графика нагрузки в ЕЭС России по мере прохождения времени будет увеличиваться, что приведет к изменению плотности графика нагрузки, которое скажется на уровнях необходимого оперативного резерва мощности.

Интеграция ЛИЭС с региональными энергосистемами с позиций балансовой надежности дает два эффекта: как изменение структуры потребления, так и изменение конфигурации графика нагрузки при участии в управлении спросом, в каждом конкретном случае необходим анализ и поиск оптимального сочетания указанных эффектов, определяемый выполняемыми ЛИЭС функциями.

Массовое создание интегрированных локальных энергосистем приводит к значимым изменениям в структуре энергосистемы. Облик энергосистемы будущего может быть представлен в виде ячеистой структуры, где ЛИЭС сосредоточены вокруг единого ядра ЕЭС России с крупными электростанциями, соединенными единой национальной эклектической сетью и региональными распределительными сетями. В каждом городе, регионе и федеральном округе сложились различные структуры электропотребления, появлением промышленных и коммунальных ЛИЭС можно гармонизировать структуру потребления и генерации в ЕЭС России, что позволит повысить ее надежность. Для этого требуется обосновать приоритетные направления развития локальных энергосистем для снижения относительного и абсолютного размера оперативного резерва в ЕЭС России с учетом обеспечения управляемости.

Формирование соответствующей институциональной среды для изменения облика системы, стимулируя включение ЛИЭС в региональные энергосистемы, позволит снизить темпы роста стоимости и тарифов на энергию для потребителей, обеспечивая повышение бесперебойности электроснабжения, управляемости и устойчивоспособности в энергосистеме и долговечности оборудования.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-20278, <https://rscf.ru/project/22-29-20278/> и гранта № р-19 Правительства Новосибирской области в Новосибирском государственном техническом университете.

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 “Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Voropai N.* Electric power system transformations: A review of main prospects and challenges. *Energies*, 2021, 13 (221), 5639.
2. *Княгинин В.Н., Холкин Д.В.* Цифровой переход в электроэнергетике России. Центр стратегических разработок, 2017, 47 с.
3. *Quint R., Dangelmaier L., Green I.* Transformation of the Grid: The Impact of Distributed Energy Resources on Bulk Power Systems. *IEEE Power Energy Mag*, 2019, 17, 35–45.
4. *Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Мышкина Л.С.* Особенности и перспективы развития распределенной энергетики в России // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*, 2021. Т. 64. № 6. С. 78–87.
5. *Бык Ф.Л., Какоша Ю.В., Мышкина Л.С.* Фактор надежности при проектировании распределительной сети // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*, 2020. Т. 22. № 6. С. 43–54.
6. *Бык Ф.Л., Казакова Л.С., Трофимов А.С.* Конкурентные механизмы повышения надежности распределительной сети // *Методические вопросы исследования надежности больших си-*

- стем энергетики: сб. науч. статей по материалам межд. сем. им. Ю.Н. Руденко. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики. - Минск: БНТУ, 2015. С. 87–93.
7. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2017. 219 с.
 8. *Фишов А.Г., Ивкин Е.С., Гилев О.В., Какоша Ю.В.* Режимы и автоматика минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС // Релейная защита и автоматизация, 2021. № 3. С. 22–37.
 9. *Бородин К.* Проблема старения электросетевого комплекса России [Электронный ресурс]. URL: <http://energo-news.ru/archives/161370> (дата обращения: 20.07.2022).
 10. *Капралов А.Д.* Газопоршневая ТЭС курорта Белокуриха: малая энергетика помогает большой [Электронный ресурс]. URL: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/2064> (дата обращения: 15.07.2022).
 11. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Цифровые технологии и эффективность локальных энергосистем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 72: Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации: в 2 кн. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021, Кн. 1. С. 99–107.
 12. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Экономическая эффективность современной электроэнергетики // Энергетик, 2022. № 1. С. 17–21.
 13. *Сидорова Н.* Управление спросом на мировых рынках электроэнергии [Электронный ресурс], – Режим доступа: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_emarket_07_15.pdf
 14. Peak Load Management Alliance “Demand Response Acronyms & Glossary. Training Course Resource”, [Электронный ресурс], – Режим доступа: https://www.peakload.org/assets/PLMADR%20_AcronymsGlossary_053117.pdf
 15. Global Demand Response Capacity is Expected to Grow to 144 GW in 2025 [Электронный ресурс], – Режим доступа: <https://www.navigantresearch.com/news-and-views/global-demand-response-capacity-is-expected-to-grow-to-144-gw-in-2025>
 16. Постановление Правительства РФ от 20.03.2019 № 287 “О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию...”
 17. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Агрегатор – элемент цифровой трансформации региональной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 70: Методические и практические проблемы надежности систем энергетики: в 2 кн., Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019. Кн. 1. С. 144–152.
 18. *Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.* Эффекты интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2022. Т. 24. № 1. С. 3–15.
 19. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118 2003.
 20. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Обоснование составляющих нормативного резерва мощности применительно к современным условиям развития ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации. В 2-х книгах. / Кн. 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021. С. 234–243.
 21. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 351 с.
 22. *Чукреев Ю.Я.* Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
 23. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. 207 с.
 24. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1995. 352 с.

Reliability Properties in the Decentralization of Power Industry

Yu. Iy. Chukreev^a, *, F. L. Byk^b, **, L. S. Myshkina^b, and M. Yu. Chukreev^a

^a*Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North, FRC Komi Scientific Center, Ural Branch of RAS, Syktyvkar, Russia*

^b*Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia*

*e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru

**e-mail: felixbyk@hotmail.com

According to the energy strategy until 2035, energy transition in Russia is aimed at creating intellectual energy systems and orientation to distributed energy. The article proposes to

consider distributed energy as the necessary component to the “large” energy, which allows you to increase efficiency, primarily in terms of power supply reliability. In Russia, the basis of distributed energy is cogeneration low power sources. Based on these sources and distribution networks of medium and low voltage, balanced local intelligent power systems (LIPS) are created. The integration LIPS in centralized power supply systems allows you to get significant systemic effects. The aim of work is to study the influence of the integration LIPS with regional power systems on the reliability indicators of power supply.

Keywords: local intellectual power system, uninterrupted, controllability, stability, durability, observability, flexibility, operational reserve, load schedule

УДК 621.311.1

ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ ПОИСКА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПО ПАРАМЕТРАМ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА

© 2023 г. А. Л. Куликов¹, П. В. Илюшин^{2, *}, А. А. Лоскутов¹

¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования “Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева”, Нижний Новгород, Россия

²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Поступила в редакцию 02.03.2023 г.

После доработки 16.06.2023 г.

Принята к публикации 23.06.2023 г.

Определение мест повреждений (ОМП) на воздушных линиях электропередачи (ВЛЭП) за минимально возможное время позволяет сократить время отключения ВЛЭП при аварии, что содействует повышению надежности работы энергосистем. Устройства ОМП ВЛЭП по параметрам аварийного режима (ПАР) получили широкое распространение, так как имеют меньшую стоимость. Однако они имеют большую погрешность, чем устройства ОМП ВЛЭП, регистрирующие волновые процессы. Большинство известных алгоритмов ОМП ВЛЭП по ПАР предполагают равномерное распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП, что в реальных условиях не так. Применение этих алгоритмов в устройствах ОМП ВЛЭП на ВЛЭП, имеющих неоднородности, приводит к существенным погрешностям при расчете расстояния до места повреждения. Авторами предложено применение алгоритмов поиска при безусловной одномерной оптимизации для повышения быстродействия реализации итерационных процедур в устройствах ОМП ВЛЭП по ПАР. Авторами разработаны рекомендации по выбору критериев оптимизации, а также варианты реализации вычислительных процедур. На примере двухстороннего ОМП ВЛЭП показано, что применение алгоритмов поиска позволяет существенно (от десятков до сотен раз) сократить число шагов вычислительной итерационной процедуры. Реализация алгоритмов поиска возможна в программном обеспечении типовых терминалов релейной защиты и автоматики без проведения их аппаратной модернизации.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, определение места повреждения, параметры аварийного режима, алгоритмы поиска

DOI: 10.31857/S0002331023050059, EDN: TVBQRB

ВВЕДЕНИЕ

Методы оптимизации входят в состав разделов прикладной математики, объединяющих алгоритмические реализации эффективного управления различными системами. В общем случае задача оптимизации сводится к нахождению экстремума некоторой целевой функции. Исходя из целевой функции, технические приложения методов оптимизации в задачах электроэнергетики могут быть различными [1–3].

Одной из важных эксплуатационных задач электросетевых компаний, решаемой на основе методов оптимизации, является определение мест повреждений (ОМП) на воздушных линиях электропередачи (ВЛЭП) [4, 5]. По магистральным и распределительным ВЛЭП осуществляется передача электроэнергии от электростанций до удаленных потребителей. В ряде стран мира ВЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения имеют протяженность в десятки и даже сотни километров, проходят по пересеченной местности, а также эксплуатируются в условиях сложных климатических условий. Поэтому нахождение мест повреждений на ВЛЭП посредством обходов и осмотров для проведения аварийно-восстановительных работ занимает много времени. Начиная с 50-х годов прошлого столетия, в электросетевых компаниях массово внедряются устройства ОМП ВЛЭП, устанавливаемые на подстанциях [6–10]. Это позволяет значительно сократить время отключения ВЛЭП при аварии за счет быстрого нахождения и устранения повреждения. В конечном итоге это оказывает влияние на надежность функционирования энергосистем [11].

Большинство алгоритмов ОМП ВЛЭП, реализованные в терминалах релейной защиты и автоматики (РЗА), пренебрегают неравномерностью и неоднородностью распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП. Такая неоднородность ВЛЭП возникает по следующим причинам:

- наличие кабельных вставок с переходными пунктами;
- применение разных типов опор на отдельных участках;
- изменение сопротивления заземления опор, вызванного прохождением ВЛЭП по участкам с разными грунтами, пересечениями рек, болот и водоемов;
- сближение с другими ВЛЭП в коридорах совместного прохождения;
- наличие или отсутствие грозотроса на отдельных участках ВЛЭП;
- различная длина пролетов ВЛЭП;
- использование проводов разных типов и сечений на участках ВЛЭП;
- другие факторы.

Существует два основных класса методов ОМП ВЛЭП, реализованных в терминалах РЗА: методы, основанные на оценке параметров токов и напряжений аварийного режима (ПАР) [12–14] и волновые методы [15–17]. Причем волновые методы включают использование активного зондирования ВЛЭП, а также пассивную регистрацию волновых процессов, распространяющихся к концам ЛЭП и возникающих при ее повреждениях.

На практике устройства ОМП ВЛЭП по ПАР обладают более высокой погрешностью, чем устройства, регистрирующие волновые процессы. Однако устройства ОМП ВЛЭП по ПАР получили наиболее широкое распространение, так как имеют меньшую стоимость. Это обусловлено более простой технической реализацией, так как в устройствах ОМП ВЛЭП используются составляющие токов и напряжений промышленной частоты, при этом не требуется применять аналого-цифровые преобразователи с высокой частотой дискретизации, а также высокопроизводительные процессоры. В таких устройствах могут быть реализованы алгоритмы ОМП ВЛЭП по ПАР, предполагающие односторонние и двусторонние (многосторонние) изменения токов и напряжений. Односторонние алгоритмы не требуют применения каналов связи для обмена информацией об измеренных токах и напряжениях, но обладают более высокой погрешностью по сравнению с двухсторонними [18].

Неоднородность ВЛЭП требует применения сложных и, как правило, итерационных алгоритмов с последовательной пошаговой организацией вычислений. Для обеспечения меньшей погрешности ОМП ВЛЭП величина шага итерационной процедуры должна быть малой, чтобы не превышать максимально допустимую погрешность расчета расстояния до места повреждения. Для протяженных ВЛЭП число шагов итерационной процедуры ОМП может находиться в пределах от сотен до тысяч единиц.

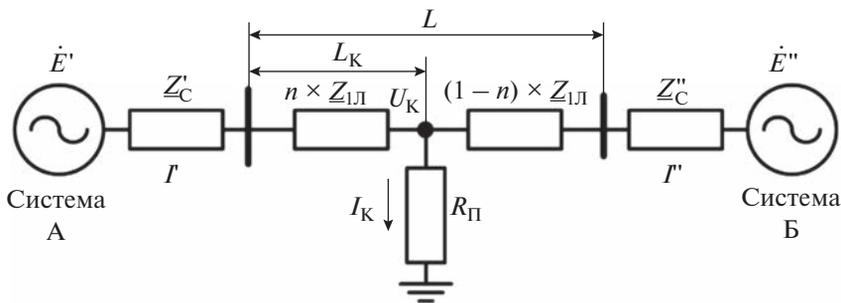


Рис. 1. Упрощенная схема одиночной ВЛЭП с двухсторонним питанием при КЗ.

В условиях децентрализации генерирующих мощностей с массовой интеграцией в магистральные и распределительные сети объектов распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии, решение задачи ОМП ВЛЭП еще усложняется. Как правило, указанные объекты генерации подключаются к ВЛЭП отпайками, что существенно усложняет их конфигурацию. Кроме того, в ВЛЭП фиксируются разнонаправленные потоки мощности и их отпайках из-за быстроменяющихся режимов генерации и электропотребления в узлах сети.

Авторами предложено применение алгоритмов поиска при безусловной одномерной оптимизации для повышения быстродействия реализации итерационных процедур в устройствах ОМП ВЛЭП. В статье приведены рекомендации по выбору критериев оптимизации, а также варианты реализации вычислительных процедур. На примере двухстороннего ОМП ВЛЭП показано, что применение алгоритмов поиска позволяет существенно сократить число шагов вычислительной итерационной процедуры.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРОЦЕДУРЕ ОМП ВЛЭП АЛГОРИТМОВ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ

Выполним анализ реализации процедуры ОМП ВЛЭП на примере ВЛЭП длиной L с двухсторонним питанием. На рис. 1 приведена упрощенная схема одиночной ВЛЭП с двухсторонним питанием при повреждении.

На рис. 1 ВЛЭП имеет следующие параметры: $Z_{1Л}$, $Z_{2Л}$ и $Z_{0Л}$ – полные комплексные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно, при этом $Z_{1Л} = Z_{2Л}$; $Z'_{1С}$ и $Z''_{1С}$, $Z'_{2С}$ и $Z''_{2С}$, $Z'_{0С}$ и $Z''_{0С}$ – эквивалентные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей со стороны системы A и со стороны системы B соответственно; E' и E'' – эквивалентные ЭДС со стороны системы A и со стороны системы B соответственно; $R_{П}$ – переходное сопротивление в месте повреждения; $L_{К}$ – расстояние до места повреждения от начала ВЛЭП (система A); $n = L_{К}/L$.

При коротком замыкании (КЗ) терминалы РЗА, установленные по концам ВЛЭП, регистрируются по три тока и три напряжения. Ток КЗ в месте повреждения может быть вычислен по уравнению (2):

$$I_{К} = I' + I'' \quad (1)$$

Если известно расстояние до места повреждения $L_{К}$, то можно составить шесть уравнений (для трех фаз и трех последовательностей):

$$\dot{U}'_v - \Delta \dot{U}'_v + \Delta \dot{U}''_v - \dot{U}''_v = 0, \quad (2)$$

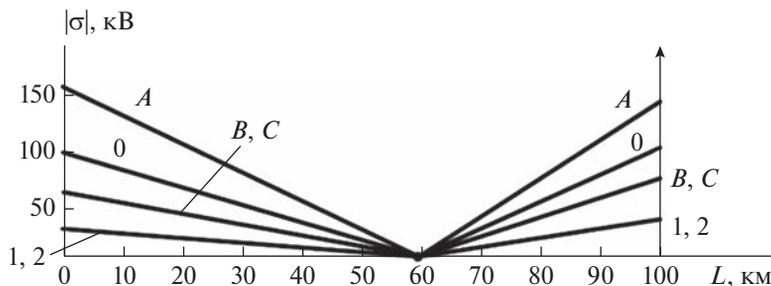


Рис. 2. График зависимости невязок уравнения (2) от расстояния до места повреждения.

где v – индекс фазы (A , B или C) или индекс последовательности (1, 2 или 0); $\Delta \dot{U}'_v$ и $\Delta \dot{U}''_v$ – падения напряжения на участке слева и справа от места КЗ, которые, например, для отдельных последовательностей определяются по уравнениям (3):

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}'_1 &= n i'_1 Z_{1Л}; & \Delta \dot{U}'_2 &= n i'_2 Z_{2Л}; & \Delta \dot{U}'_0 &= n i'_0 Z_{0Л}; \\ \Delta \dot{U}''_1 &= (1-n) i''_1 Z_{1Л}; & \Delta \dot{U}''_2 &= (1-n) i''_2 Z_{2Л}; & \Delta \dot{U}''_0 &= (1-n) i''_0 Z_{0Л}. \end{aligned} \quad (3)$$

Известны различные варианты решения уравнений (2). Наиболее общее решение связано с получением целевой функции и применением специальной вычислительной процедуры [19]. Общим критерием ОМП ВЛЭП с минимальной погрешностью является условие достижения целевой функцией глобального минимума на множестве варьируемых параметров. Простейшей целевой функцией может служить невязка уравнений (2), то есть отличие их правой части от нуля. Формирование значений невязок $|\sigma|$ реализуется изменением расстояния до места повреждения n (например, при $L_K \in [0; L]$) с последующим определением модуля правой части в зависимости от предполагаемого места повреждения. На рис. 2 приведен пример шести зависимостей при $R_{П} = 0$ для ВЛЭП напряжением 220 кВ длиной 100 км [9].

Наряду с общим подходом известно множество частных критериев для одно-, двух- и многосторонних методов ОМП ВЛЭП, где могут быть применены критерии оптимизации:

- минимум (равенство нулю) реактивной мощности в месте повреждения [20];
- минимум (равенство нулю) реактивного сопротивления в месте повреждения [19];
- соответствие коэффициента токораспределения зарегистрированным токам по концам ЛЭП [21];
- соответствие напряжения в месте повреждения значениям, рассчитанным с разных сторон ЛЭП по зарегистрированным токам и напряжениям [22];
- критерии, основанные на теории дистанционного замера [9];
- критерии, основанные на использовании мгновенных значений токов и напряжений;
- другие критерии, применяемые для воздушных ЛЭП различных конфигураций [23].

Варианты практического применения оптимизационных итерационных процедур при ОМП ВЛЭП по ПАР могут быть различными [24–27]. Однако следует выделить широкое применение алгоритма Ньютона–Рафсона [28–31]. Такой выбор обоснован тем, что даже в простых задачах одно- и двухстороннего ОМП целесообразна минимизация погрешности расчета расстояния до места повреждения ВЛЭП в условиях неизвестного сопротивления повреждения. Поэтому необходима реализация оптимизации

ционных алгоритмов, одновременно достигающих экстремума целевой функции минимум по двум параметрам.

Известен другой подход к ОМП ВЛЭП на основе оптимизационных процедур, применяемый на ВЛЭП с ответвлениями [32–34], где реализуется итерационный алгоритм:

- реализация имитационного моделирования анализируемой ВЛЭП;
- перемещение точки повреждения при моделировании вдоль ВЛЭП и фиксация на каждой итерации токов и напряжений по концам ВЛЭП;
- сопоставление параметров токов и напряжений, полученных при моделировании с осциллограммами аварийного режима, зафиксированным по концам ВЛЭП в момент повреждения;
- вычисление отклонений моделируемых параметров токов и напряжений от полученных по результатам обработки осциллограмм аварийного режима;
- нахождение места повреждения на ВЛЭП минимизацией отклонений параметров токов и напряжений с помощью алгоритмов оптимизации.

В состав параметров токов и напряжений могут входить амплитуды и фазы [34], коэффициенты токораспределения, потокораспределения и др. Для реализации оптимизационных процедур могут применяться как традиционные параметрические алгоритмы, так и непараметрические: генетический алгоритм [34], алгоритм, основанный на методах оптимизации китов [33] и др.

Проведенный анализ показал, что в публикациях недостаточно внимания уделено методам одномерной оптимизации и, в частности, алгоритмам поиска. Например, использование методов «золотого сечения» [35] и касательных [36] может позволить сократить число шагов вычислительной итерационной процедуры. При реализации ОМП ВЛЭП по ПАР с использованием простых методов одномерной оптимизации может содействовать созданию эффективных устройств ОМП ВЛЭП по следующим причинам:

- существуют устойчивые алгоритмы ОМП ВЛЭП по ПАР, у которых погрешность расчета расстояния до места повреждения не зависит от переходного сопротивления в месте повреждения [37, 38];
- методы одномерной оптимизации существенно проще, с точки зрения технической реализации, требуют меньшего числа вычислительных операций, времени на вычисление экстремума целевой функции и др. Поэтому их применение в устройствах ОМП ВЛЭП не приведет к усложнению и удорожанию аппаратного и программного обеспечения;
- подавляющее большинство алгоритмов ОМП ВЛЭП предполагают равномерное и однородное распределение удельного сопротивления вдоль ВЛЭП. Однако на практике ВЛЭП всегда имеют неоднородные участки. Поэтому алгоритмы многопараметрической оптимизации существенно усложняются, а их применение в устройствах ОМП неоднородных ВЛЭП становится затруднительной, а порой невозможной [39].

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА НЕОДНОРОДНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ВДОЛЬ ВЛЭП

В соответствии с требованиями стандарта организации [40] разрешается пренебрегать неоднородностью распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП, если погрешность ОМП ВЛЭП возрастает не более, чем на 2%.

Участки протяженных ВЛЭП, находящихся в эксплуатации в электросетевых компаниях, могут включать провода разных марок, подвешенных на опорах различных типов, при этом трасса линии часто проходит по местности с отличающимися характеристиками грунтов [41, 42].

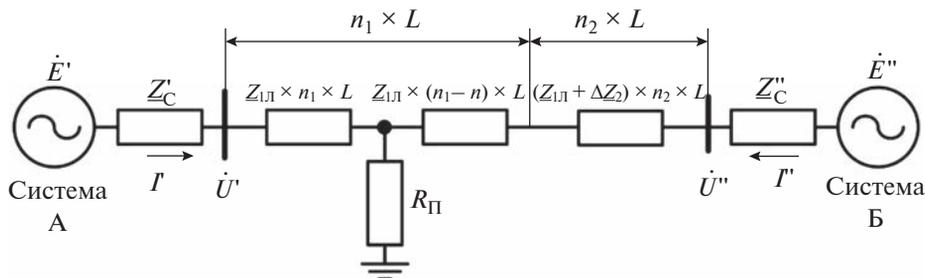


Рис. 3. Схема замещения неоднородной одноцепной ВЛЭП с двумя участками.

Схема замещения одноцепной ВЛЭП, состоящей из двух неоднородных участков разной длины n_1L и n_2L с сопротивлениями $Z_{1Л}n_1L$ и $(Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л})n_2L$, приведена на рис. 3.

С учетом металлического КЗ ($R_{П} = 0$), а также однородного удельного сопротивления участков ВЛЭП, погрешность расчета расстояния до места повреждения на участке n_1L будет определяться по уравнению (4):

$$\Delta n_1 = [(Z_{1Л}/Z_{Л}) - 1]n, \quad (4)$$

где $Z_{Л} = Z_{1Л}n_1 + (Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л})n_2$.

При этом максимальное значение погрешности ОМП ВЛЭП достигается, когда КЗ имеет место в конце участка n_1L и соответствует уравнению (5):

$$\Delta n_{1\max} = [(Z_{1Л} - (Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л}))n_1 + (Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л})n_2]/Z_{Л} = [(Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л})n_2 - Z_{2Л}n_1]/Z_{Л}. \quad (5)$$

При КЗ на втором участке ВЛЭП погрешность расчета расстояния до места повреждения следует определять по уравнению (6):

$$\Delta n_2 = [(Z_{1Л} - (Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л}))n_1 + ((Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л}) - Z_{Л})n]/Z_{Л}, \quad (6)$$

которая принимает максимальное значение при $n = n_2$

$$\Delta n_{2\max} = [(Z_{1Л} - Z_{Л})n_1 + ((Z_{1Л} + \Delta Z_{2Л}) - Z_{Л})n_2]/Z_{Л}. \quad (7)$$

Анализ уравнений (4), (6) показывает, что величина погрешности изменяется по линейному закону, причем $\Delta Z_{2Л}$ может иметь как положительный, так и отрицательный знак. На рис. 4 представлена зависимость погрешности расчет при ОМП ВЛЭП для случаев, когда $\Delta Z_{2Л} < 0$ и $\Delta Z_{2Л} > 0$, а максимальное значение погрешности достигается в конце первого участка ВЛЭП.

Обобщая подходы к расчету погрешности ОМП ВЛЭП, включающую N неоднородных участков, перейдем к уравнению (8) для расчета погрешности при КЗ на N -ом участке ВЛЭП:

$$\begin{aligned} \Delta n_N = & [(Z_{1Л} - (Z_{1Л} + \Delta Z_{ЛN}))n_1 + \sum_{i=2}^{N-1} \{(Z_{1Л} + \Delta Z_{Лi}) - (Z_{1Л} + \Delta Z_{ЛN})\}n_i + ((Z_{1Л} + \Delta Z_{ЛN}) - \\ & - Z_{Л})n]/Z_{Л} = \left[\sum_{i=2}^{N-1} (\Delta Z_{Лi} - \Delta Z_{ЛN})n_i - \Delta Z_{ЛN}n_1 + ((Z_{1Л} + \Delta Z_{ЛN}) - Z_{Л})n \right] / Z_{Л}. \end{aligned} \quad (8)$$

Исходя из требований [40] при оценке величины максимальной погрешности необходимо рассматривать КЗ в конце каждого участка ВЛЭП и выбирать наибольшее из

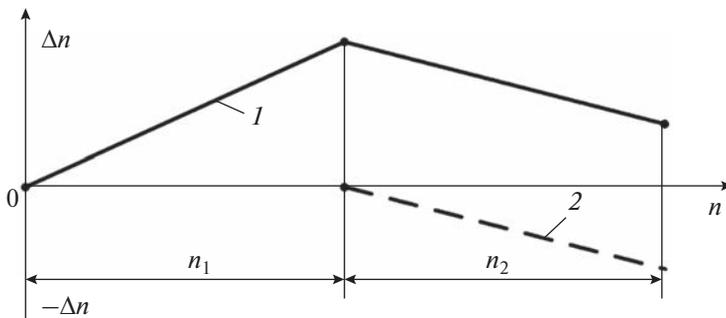


Рис. 4. Зависимость погрешности расчета при ОМП ЛЭП: 1 – соответствует $\Delta Z_{Л2} < 0$; 2 – соответствует $\Delta Z_{Л2} > 0$.

них, которое и определяет допустимость пренебрежения неоднородностью ВЛЭП. Величина максимальной погрешности на N -м участке следует определять по уравнению (9):

$$\Delta n_{N\text{макс}} = [(\underline{Z}_{1Л} - \underline{Z}_{Л})n_1 + \sum_{i=2}^{N-1} \{(\underline{Z}_{1Л} + \Delta \underline{Z}_{Лi}) - \underline{Z}_{Л}\}n_i + ((\underline{Z}_{1Л} + \Delta \underline{Z}_{ЛN}) - \underline{Z}_{Л})n_N] / \underline{Z}_{Л}. \quad (9)$$

Для ОМП ВЛЭП с меньшей погрешностью следует учитывать неоднородные участки. При повреждениях на каждом из участков имеет место индивидуальная погрешность ОМП ВЛЭП (уравнение (8)), зависящая от соотношений удельных значений сопротивления отдельных участков ВЛЭП. Это существенно усложняет процедуру расчета расстояния до места повреждения.

ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ ОДНОМЕРНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ ОМП ВЛЭП

Рассмотрим применение численных методов одномерной оптимизации для ОМП ВЛЭП. Задача ОМП ВЛЭП может быть сведена к отысканию наименьшего значения некоторой функции, которая выбирается в качестве целевой. Такой подход является универсальным и может быть применен как для однородных, так и для неоднородных ВЛЭП. Можно принять, что целевые функции, характеризующие распределение параметров ВЛЭП, зарегистрированных токов и напряжений, являются непрерывными и дифференцируемыми.

Пусть $f(x)$ непрерывная функция на отрезке $[a, b]$. Задачу отыскания минимума функции запишем в виде:

$$f(x) \rightarrow \min; \quad x[a, b]. \quad (10)$$

Решение задачи (10) обозначим через $x_{\text{опт}}$:

$$f(x_{\text{опт}}) = \min_{[a, b]} f(x). \quad (11)$$

Отметим, что максимизация целевой функции ($f(x) \rightarrow \max$) эквивалентна минимизации противоположной величины ($-f(x) \rightarrow \min$), поэтому без ущерба для общности будем рассматривать только задачи минимизации.

В силу специфических особенностей ОМП ВЛЭП при решении задачи оптимизации имеют место, как правило, унимодальные функции, у которых локальный минимум является одновременно и глобальным, поэтому $f(x)$ – выпуклая функция (вторая производная $f''(x) \geq 0$ на участке $[a, b]$).

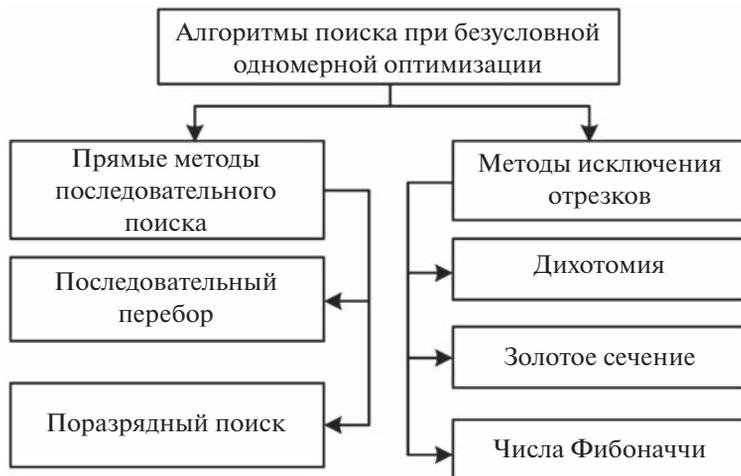


Рис. 5. Классификация алгоритмов поиска при безусловной одномерной оптимизации.

Использование некоторых методов одномерной оптимизации возможно только в том случае, когда скорость изменения целевой функции $f(x)$ на любых участках отрезка $[a, b]$ ограничена некоторым числом, одним и тем же для всех участков. Тогда говорят, что $f(x)$ удовлетворяет условию Липшица, которое соблюдается, если существует такое число $\Theta > 0$ (константа Липшица), что:

$$f(x') - f(x'') \leq \Theta |x' - x''| \tag{12}$$

для всех x' и x'' , принадлежащих $[a, b]$.

Методы, использующие только значения функции, и не требующие вычисления производных называют прямыми методами оптимизации. В этом случае функция $f(x)$ может не задаваться в аналитическом виде, но важно, чтобы имелась возможность определения функции $f(x)$ в заданных точках. На рис. 5 приведена классификация алгоритмов поиска при безусловной одномерной оптимизации, основанных на различных математических методах.

Простейшим способом решения задачи является метод последовательного перебора (рис. 5), а характерным примером его использования последовательного перебора является итерационный метод ОМП по ПАР при односторонних измерениях на ВЛЭП [21]. Такой метод применим не только к однородным ВЛЭП, но и при некоторой его модернизации к ВЛЭП, включающим неоднородные участки. Поясним реализацию итерационного ОМП ВЛЭП на примере одиночной однородной ВЛЭП (рис. 1).

При КЗ на ВЛЭП в устройствах ОМП ВЛЭП фиксируются токи i' (со стороны Системы А) и i'' (со стороны Системы Б) и напряжения U' (на шинах Системы А) и U'' (на шинах системы Б). Полный ток КЗ через переходное сопротивление I_K складывается из составляющих тока КЗ от Системы А $I'_{Кав}$ и от Системы Б $I''_{Кав}$ в аварийном режиме.

Напряжение в устройствах ОМП ВЛЭП в начале ВЛЭП U' равно сумме падений напряжений на ВЛЭП до места повреждения $\Delta U'_{л}$ и на переходном сопротивлении $\Delta U'_{RP}$, которое рассчитывается по уравнению (13):

$$U' = \Delta U'_{л} + \Delta U'_{RP} = i' n Z_{лл} + I_K R_{П}, \tag{13}$$

где $n = L_K/L$ – расстояние от Системы А до места повреждения, о.е.

В уравнении (13) значения \dot{U}' , \dot{I}' и \dot{I}'_K определяются в зависимости от вида повреждения в соответствии с рекомендациями [9, 12].

В уравнении (13) присутствует два неизвестных – это расстояние до места повреждения l и ток в месте повреждения \dot{I}'_K , для определения которого необходим ток не только со стороны Системы А, но и со стороны Системы Б. Поэтому точное расстояние до места повреждения на ВЛЭП по уравнению (13) может быть определено только при помощи итерационного процесса, в ходе которого уточняется значение тока в месте повреждения путем приближения к истинному значению коэффициента токораспределения.

Задача ОМП ВЛЭП может быть решена при помощи алгоритма, блок-схема которого приведена на рис. 6, названного методом полного сопротивления [21].

Поясним последовательность реализации шагов при ОМП ВЛЭП методом полного сопротивления (рис. 6).

1. Для выполнения процедуры ОМП в устройстве ОМП ВЛЭП должны быть введены следующие характеристики: полная длина ЛЭП – L ; величина δ , определяющая погрешность расчета (снижение погрешности ведет к увеличению количества итераций); полные продольные сопротивления прямой и нулевой последовательностей ЛЭП ($Z_{1Л}$ и $Z_{0Л}$); сопротивление со стороны Системы А (места установки устройства ОМП ВЛЭП). Эти сопротивления рассчитываются по параметрам аварийного режима по уравнению (14):

$$\underline{Z}'_{1C} = \underline{Z}'_{2C} = \dot{U}'_2 / \dot{I}'_2; \quad \underline{Z}'_{0C} = \dot{U}'_0 / \dot{I}'_0. \quad (14)$$

2. Сопротивление со стороны Системы Б (противоположный конец ВЛЭП по отношению к месту установки устройства ОМП) – \underline{Z}''_{1C} , в отличие от сопротивления со стороны Системы А – \underline{Z}'_{1C} (начало ВЛЭП), не может быть рассчитано по параметрам аварийного режима. Это обусловлено тем, что при одностороннем методе ОМП по ПАР не используются каналы связи для передачи информации с противоположного конца ВЛЭП. Поэтому данное сопротивление должно задаваться заранее или изменяться в зависимости от токов и напряжений в начале ВЛЭП, исходя из накопленных эмпирических данных. При этом возникает погрешность, так как в момент КЗ сопротивление со стороны Системы Б отличается от сопротивления в предаварийном режиме из-за работы автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов на электростанциях и изменения конфигурации сети.

3. В момент повреждения на ВЛЭП на основе введенных уставок определяется в первом приближении расстояние до места повреждения $n_{(i)}$ при использовании допущения, что коэффициент токораспределения $\underline{C}'_{1(i)}$ – действительное число (при $i = 0$).

4. Запускается итерационный процесс, в ходе которого уточняется коэффициент токораспределения $\underline{C}'_{1(i+1)}$, а также расстояние до места повреждения $n_{(i+1)}$, где i – номер итерации.

5. По окончании каждой итерации проверяется соблюдение условия:

$$|n_{(i)} - n_{(i+1)}| \leq \delta. \quad (15)$$

Если условие неравенства (15) не соблюдается, то процесс переходит на следующую итерацию и повторяет п. 3. Если условие неравенства (15) соблюдается, то итерационный процесс заканчивается и расстояние до места повреждения в относительных единицах определяется по уравнению (16):

$$L_k = n_{(i+1)} L. \quad (16)$$

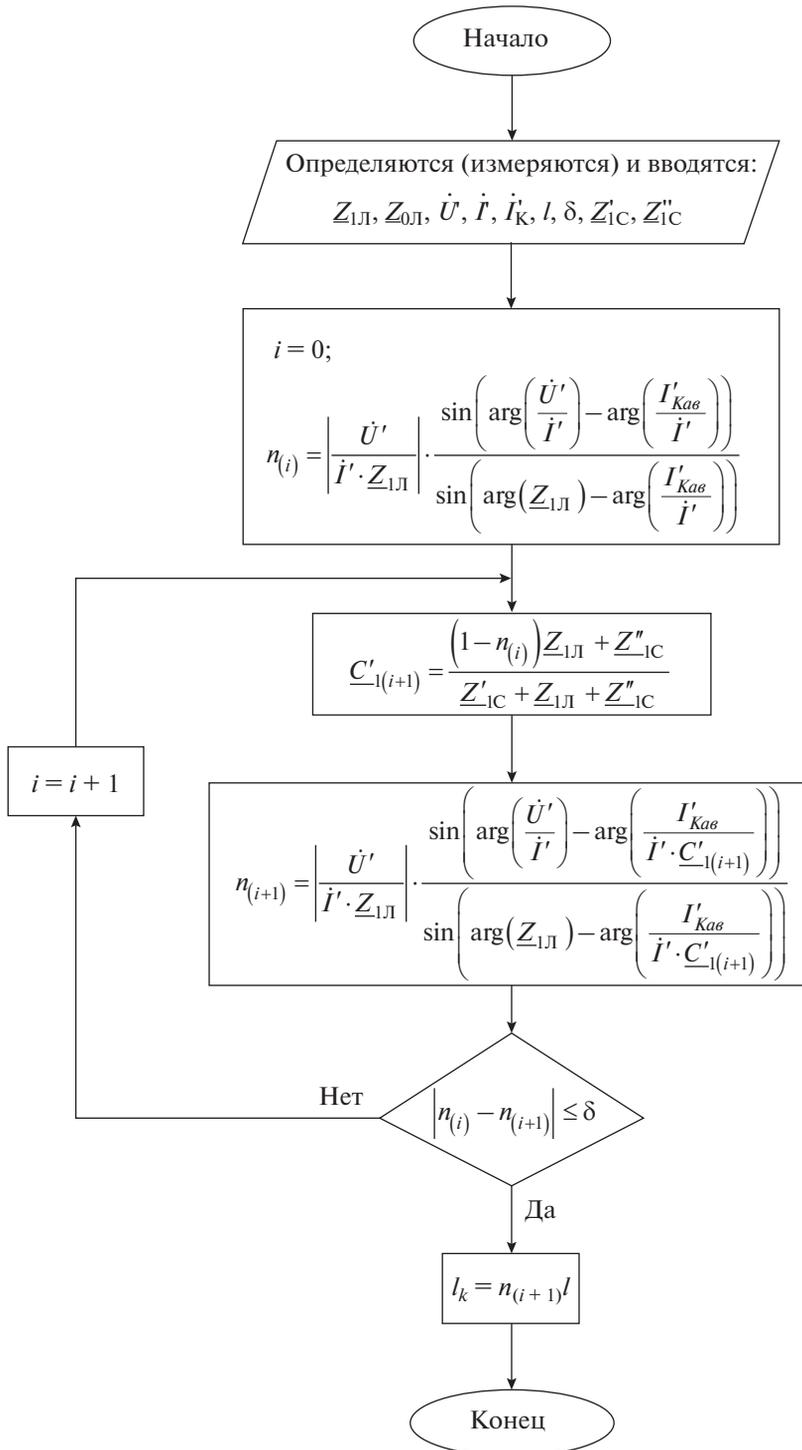


Рис. 6. Блок-схема алгоритма ОМП ВЛЭП на основе метода полного сопротивления для одноцепной ВЛЭП с двухсторонним питанием.

Высокая точность итерационного способа ОМП ВЛЭП подтверждается результатами имитационного моделирования [21].

Усовершенствованный метод последовательного перебора называется методом поразрядного поиска и характеризуется уменьшенным количеством значений $f(x)$, которые необходимо находить в процессе поиска экстремума функции. Если $f(x_i) \leq f(x_{i+1})$, то отпадает необходимость вычислять $f(x)$ в точках x_{i+2} , x_{i+3} и т.д., поскольку из унимодальности функции следует, что $x_{\text{опт}} \leq x_{i+1}$.

Целесообразно сначала определить участок ВЛЭП, содержащий точку $x_{\text{опт}}$ с большой точностью, а затем искать ее на этом участке с меньшим шагом. Именно такая логика реализована в методе поразрядного поиска, в котором перебор точек участка происходит сначала с шагом $\Delta x = x_{i+1} - x_i > \delta$ до тех пор, пока не выполнится условие $f(x_i) \leq f(x_{i+1})$ или пока очередная из этих точек не совпадет с концом участка ВЛЭП. После этого шаг уменьшается (обычно в четыре раза), и перебор точек с новым шагом производится в противоположном направлении до тех пор, пока значения $f(x)$ не перестанут уменьшаться, или очередная точка не совпадет с концом участка ВЛЭП. Блок-схема алгоритма ОМП ВЛЭП на основе метода поразрядного поиска приведена на рис. 7а.

Процесс расчета расстояния до места повреждения завершается тогда, когда перебор в заданном направлении закончен, а использованный при этом шаг дискретизации не превышает погрешность δ .

Рассмотрим вопрос применения методов исключения участков при ОМП ВЛЭП. Один из наиболее эффективных путей поиска $x_{\text{опт}}$ при организации процедуры ОМП ВЛЭП следует из определения унимодальных функций.

Пусть $a < x_1 < x_2 < b$, тогда сравнив значения $f(x_1)$ и $f(x_2)$ можно сократить участок поиска $x_{\text{опт}}$, переходя к участку $[a, x_1]$, если $f(x_1) < f(x_2)$, или к участку $[x_1, b]$, если $f(x_1) > f(x_2)$.

Приведенную процедуру можно повторить несколько раз, последовательно уменьшая участок ВЛЭП, содержащий точку минимума. В зависимости от способа выбора анализируемых точек применяются различные методы (рис. 5) исключения отрезков (дихотомии, золотого сечения, чисел Фибоначчи и др.).

Рассмотрим применение методов исключения отрезков на примере дихотомии. При этом выбирается малая величина E , принадлежащая промежутку $E \in [0; 2\delta]$, где δ – погрешность ОМП ВЛЭП (рис. 7б).

Относительно середины отрезка $[a, b]$ определяют точки по уравнению (17):

$$x_1 = (a + b)/2 + E/2, \quad x_2 = (a + b)/2 - E/2, \quad (17)$$

а также значения функции $f(x)$ в этих точках $f_1 = f(x_1)$, $f_2 = f(x_2)$.

Проверим условие $f_1 \leq f_2$ (рис. 7б) и в зависимости от соотношения f_1 и f_2 произведем выбор точек для формирования отрезка для последующего анализа. Отношение длины нового отрезка к длине предыдущего будет следующим:

$$(b - x_1)/(b - a) = (x_1 - a)/(b - a) \approx 0.5. \quad (18)$$

Итерационный процесс завершается, когда для очередного отрезка длина составит $(b - a) < 2\delta$. На последнем шаге итерационного процесса определяется оптимальное значение аргумента функции $f(x)$, составляющее $x_{\text{опт}} = (a + b)/2$.

Необходимое число итераций при использовании метода дихотомии [41] для обеспечения заданной погрешности δ ОМП ВЛЭП определяется из условия:

$$m \geq \log_2[(b - a - E)/(2\delta - E)]. \quad (19)$$

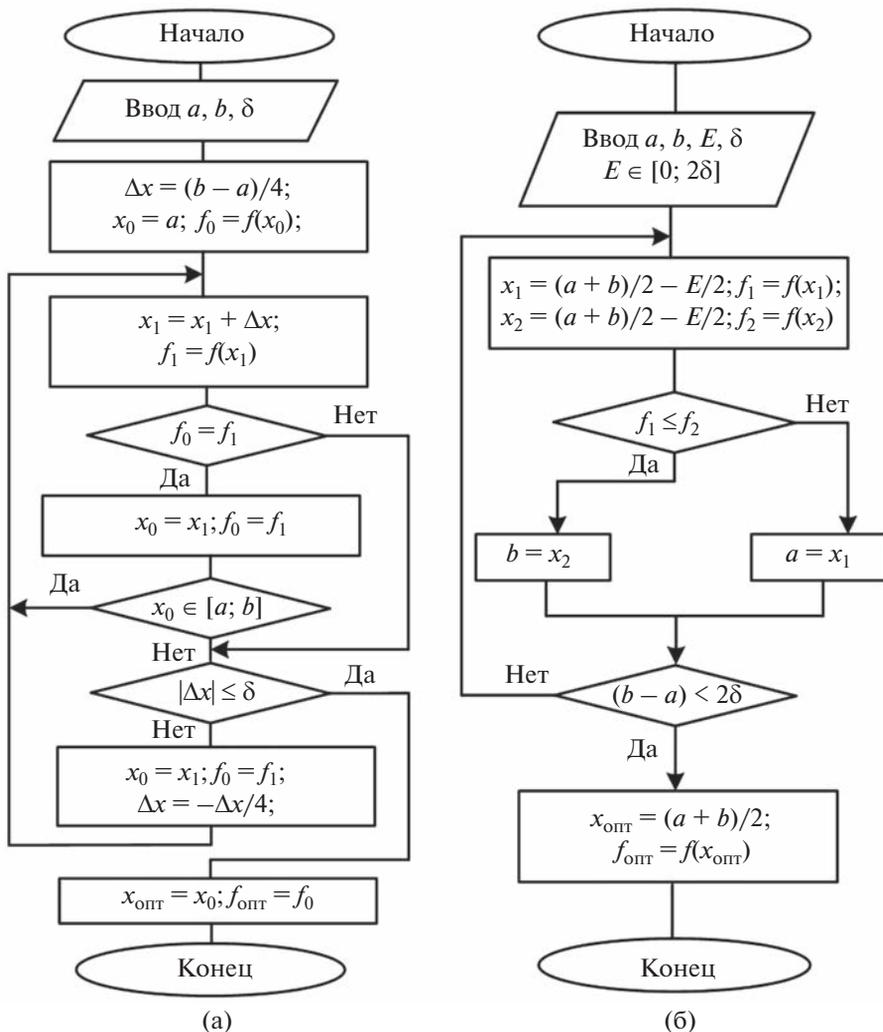


Рис. 7. Блок-схемы алгоритмов ОМП ВЛЭП на основе методов: (а) – поразрядного поиска; (б) – дихотомии.

Требуемое количество вычислений целевой функции $f(x)$ должно быть $M = 2m$, а гарантированная погрешность расчетов после m итераций составит:

$$\delta(m) = (b - a)/(2^{m+1}). \tag{20}$$

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОРАЗРЯДНОГО ПОИСКА И ДИХОТОМИИ ПРИ ОМП НЕОДНОРОДНОЙ ВЛЭП

Рассмотрим примеры применения методов поразрядного поиска и дихотомии при ОМП ВЛЭП на неоднородной ВЛЭП.

Выше отмечалось, что для точного ОМП ВЛЭП необходимо учитывать ее неоднородные участки. При повреждениях на каждом из участков ВЛЭП имеет место индивидуальная погрешность ОМП ВЛЭП, зависящая от соотношения удельных значений

сопротивлений отдельных участков ВЛЭП, и существенно усложняющая процедуру расчета расстояния до места повреждения.

В [42] установлены следующие требования для определения зоны осмотра ВЛЭП. После аварийного отключения ВЛЭП по данным устройств ОМП ВЛЭП протяженность зоны осмотра должна быть не более:

- $\pm 15\%$ длины ВЛЭП при ее протяженности до 50 км включительно;
- $\pm 10\%$ для ВЛЭП протяженностью более 50 км до 100 км включительно;
- $\pm 7\%$ для ВЛЭП протяженностью от 100 до 300 км включительно;
- $\pm 5\%$ для ВЛЭП протяженностью от 300 км и более.

Допускается принимать величину зоны осмотра на основе опыта эксплуатации и статистических данных показаний устройств ОМП ВЛЭП в данной электросетевой компании.

Поэтому на ВЛЭП с неоднородным распределением удельного сопротивления вдоль ВЛЭП следует увеличивать зону осмотра на величину максимальной погрешности (уравнение (9)). Это необходимо для исключения случаев, когда место повреждения на ВЛЭП окажется за пределами зоны осмотра. Для реализации быстросействующего и точного ОМП ВЛЭП наиболее перспективным является подход, при котором сначала рассчитывается расстояние до места повреждения по уравнению для однородных ВЛЭП, определяется расширенная зона осмотра с учетом погрешности ОМП ВЛЭП из-за неоднородного распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП. Далее в пределах расширенной зоны осмотра реализуется алгоритм ОМП ВЛЭП для неоднородной ВЛЭП с целью уточнения величины зоны осмотра.

Для иллюстрации применения численных методов одномерной оптимизации воспользуемся данными, полученными с эксплуатируемой ВЛЭП напряжением 220 кВ, протяженностью $L = 120$ км при КЗ на ней. ВЛЭП является неоднородной, состоящей из трех участков, причем:

$$\underline{Z}_L = \underline{Z}_{1L}n_1 + (\underline{Z}_{1L} + \Delta\underline{Z}_{L2})n_2 + (\underline{Z}_{1L} + \Delta\underline{Z}_{L3})n_3,$$

где $n_1 = n_2 = n_3 = 1/3$; $\Delta\underline{Z}_{L2} = -0.15\underline{Z}_{1L}$; $\Delta\underline{Z}_{L3} = -0.3\underline{Z}_{1L}$.

Для простоты расчетов перейдем от комплексных значений к амплитудным значениям токов и напряжений. Зафиксированные фактические значения амплитуд токов и напряжений по концам реальной ВЛЭП составили: $I = 2.0$ кА, $I'' = 0.56$ кА, $U = 40$ кВ, $U'' = 28$ кВ. Реализуем расчет расстояния до места повреждения с использованием двухсторонних измерений токов и напряжений.

На первом этапе не будем учитывать неоднородности сопротивлений на участках ВЛЭП (фиг. 1). Основные расчетные соотношения метода ОМП сформируем, исходя из измерений модулей токов и напряжений по концам ВЛЭП I , I'' , U , U'' , а также уравнений (21):

$$I' n \underline{Z}_L + U' = U_K; \quad I''(1 - n) \underline{Z}_L + U'' = U_K, \quad (21)$$

где U_K – напряжение в месте КЗ.

Расчет по уравнению (21) выполним по составляющим нулевой последовательности, при этом удельное сопротивление $z_0 = 3 \times 0.426 = 1.278$ Ом/км, а $\underline{Z}_L = Lz_0$. Выполним расчет расстояния до места повреждения на ВЛЭП посредством совместного решения уравнений (21), с подстановкой z_0 , что соответствует расчетным уравнениям:

$$n = [U'' - U' + I'' z_0] / [(I' + I'') z_0] = [28 - 40 + 0.56 \times 1.278] / [(2.0 + 0.56) \times 1.278] = 0.188; \quad (22)$$

$$L_K = nL = 22.582 \text{ км.}$$

Зададим допустимую погрешность расчета расстояния до места повреждения на ВЛЭП с неоднородным распределением удельного сопротивления на основании опыта эксплуатации ВЛЭП. Оперативно-технологический персонал электросетевых компа-

ний считает низкой погрешность расчета расстояния до места повреждения на ВЛЭП, если она не превышает длину одного пролета ВЛЭП. Длина одного пролета ВЛЭП напряжением 220 кВ составляет 250–350 м, поэтому допустимую погрешность расчета расстояния до места повреждения зададим в виде $\delta = 0.3$ км.

Примем, что по результатам предварительных расчетов ОМП ВЛЭП, с учетом неоднородности участков ВЛЭП, среднее расстояние до места повреждения составило $L'_K = 19.2$ км. При имитационном моделировании для получения среднего расстояния до места повреждения могут учитываться множественные случайные факторы, а его результаты могут отличаться от реальных величин из-за текущего сочетания случайных факторов. Поэтому погрешность реализации ОМП ВЛЭП из-за неучета неоднородного распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП будет равна:

$$\Delta L_K = L_K - L'_K = 22.582 - 19.2 = 3.382 \text{ км.}$$

Сформируем расширенную зону осмотра ВЛЭП линейной бригадой для рассматриваемого примера ($\pm 7\%$) для ВЛЭП протяженностью от 100 до 300 км включительно ($\pm 120 \times 0.07 = 8.4$ км) с учетом погрешности ОМП ВЛЭП величиной $\pm \Delta L_K = 3.382$ км. Расширенная зона осмотра ВЛЭП составит ± 12.382 км, а относительно места повреждения $L_K = 22.582$ км она будет соответствовать участку ВЛЭП с 10.2 км по 34.964 км.

При реализации разработанного способа ОМП ВЛЭП воспользуемся итерационным алгоритмом на основе метода поразрядного поиска, обеспечивающего расчет расстояния до места повреждения на ВЛЭП с неоднородным распределением удельного сопротивления вдоль ВЛЭП с заданной допустимой погрешностью $\delta = 0.3$ км. Вычислительный алгоритм итерационной процедуры поразрядного поиска (рис. 7а) реализуется в пределах расширенной зоны осмотра ВЛЭП в пределах $a = 10.2$ км и $b = 34.964$ км.

Применение критерия равенства напряжений, рассчитанных с двух сторон ВЛЭП, позволяет сформировать требуемую целевую функцию итерационного алгоритма $f(x) = \Delta U$, обеспечивающую минимум модуля разности напряжений ΔU в точке КЗ (U_K) (уравнение (21)), рассчитанных с разных сторон ЛЭП:

$$\Delta U = \left[I' n Z_{Л} + U' \right] - \left[I'' (1 - n) Z_{Л} + U'' \right]. \quad (23)$$

Уравнение (23) справедливо для однородной ВЛЭП, поэтому при наличии участков с неоднородным сопротивлением необходимо специально учитывать падение напряжения на этих участках.

Выполним пошаговый расчет расстояния до места повреждения для неоднородной ВЛЭП с применением метода поразрядного поиска при выбранной целевой функции (23).

На первом шаге: $x_0 = a = 10.2$ км; $\Delta x = (b - a)/4 = (34.964 - 10.2)/4 = 6.191$ км;

$$f_0 = f(x_0) = \Delta U = \left[2.0 \times 10.2 \times 1.278 + 40 \right] - \left[0.56 \times 1.278 (40 - 10.2 + 40 \times 0.85 + 40 \times 0.7) + 28 \right] = 27.63 \text{ кВ;}$$

$$x_1 = x_0 + (b - a)/4 = 10.2 + (34.964 - 10.2)/4 = 16.391 \text{ км;}$$

$$f_1 = f(x_1) = \Delta U = \left[2.0 \times 16.391 \times 1.278 + 40 \right] - \left[0.56 \times 1.278 (40 - 16.391 + 40 \times 0.85 + 40 \times 0.7) + 28 \right] = 7.37 \text{ кВ.}$$

На втором шаге: $x_0 = 16.391$ (км); $f_0 = f(x_0) = \Delta U = 7.37$ кВ;

$$x_1 = x_0 + \Delta x = 16.391 + 6.191 = 22.582 \text{ км;}$$

$$f_1 = f(x_1) = \Delta U = \left[2.0 \times 22.582 \times 1.278 + 40 \right] - \left[0.56 \times 1.278 (40 - 22.582 + 40 \times 0.85 + 40 \times 0.7) + 28 \right] = 12.88 \text{ кВ;}$$

$$\Delta x = -\Delta x/4 = -1.55.$$

Таблица 1. Пример реализации ОМП ВЛЭП на основе метода поразрядного поиска

Шаг	x_0 , км	$f_0 = f(x_0)$, кВ	x_1 , км	$f_1 = f(x_1)$, кВ	$f_0 > f_1$	Δx , км
1.	10.2	27.63	16.391	7.37	Да	6.191
2.	16.391	7.37	22.582	12.88	Нет	-1.55
3.	16.391	7.37	14.841	12.44	Нет	0.39
4.	14.841	12.44	15.231	11.17	Да	0.39
5.	15.231	11.17	15.621	9.89	Да	0.39
6.	15.621	9.89	16.011	8.62	Да	0.39
7.	16.011	8.62	16.401	7.34	Да	0.39
8.	16.401	7.34	16.791	6.06	Да	0.39
9.	16.791	6.06	17.181	4.79	Да	0.39
10.	17.181	4.79	17.571	3.51	Да	0.39
11.	17.571	3.51	17.961	2.37	Да	0.39
12.	17.961	2.37	18.351	0.96	Да	0.39
13.	18.351	0.96	18.741	0.315	Да	0.39
14.	18.741	0.315	19.131	1.59	Нет	-0.098
15.	19.131	1.59	19.033	1.17	Да	-0.098
16.	19.033	1.17	18.935	0.95	Да	-0.098
17.	18.935	0.95	18.837	0.63	Да	-0.098
18.	18.837	0.63	18.739	0.3	Да	-0.098
19.	18.739	0.3	18.641	0.012	Да	-0.098
20.	18.641	0.012	18.543	0.33	Нет	-

$x_{\text{опт}} = 18.641$ км

На третьем шаге: $x_0 = 16.391$ (км); $f_0 = f(x_0) = \Delta U = 7.37$ кВ;

$$x_1 = x_0 + \Delta x = 16.391 - 1.55 = 14.841 \text{ км};$$

$$f_1 = f(x_1) = \Delta U = \llbracket 2.0 \times 14.841 \times 1.278 + 40 \rrbracket - \\ - \llbracket 0.56 \times 1.278(40 - 14.841 + 40 \times 0.85 + 40 \times 0.7) + 28 \rrbracket = 12.44 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta x = -\Delta x / 4 = 1.55 / 4 = 0.39.$$

Полученные аналогичным образом переменные, в соответствии с алгоритмом на рис. 7а, внесены в табл. 1.

Таким образом, расстояние до места повреждения составляет $L_K = 18.641$ км, а для его расчета потребовалось $m_1 = 20$ шагов итерационной процедуры, организованной по методу поразрядного поиска (рис. 8).

Уточнение зоны осмотра ВЛЭП линейной бригадой выполним в соответствии с требованиями [42], то есть ($\pm 7\%$) для ВЛЭП протяженностью от 100 до 300 км вклю-

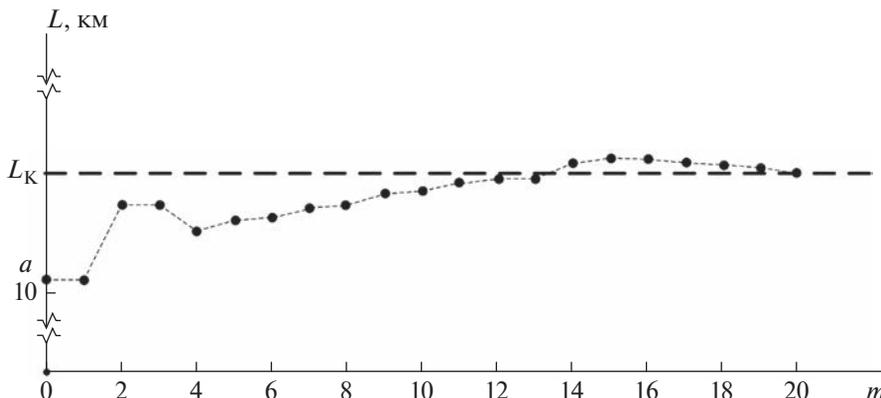


Рис. 8. График реализации ОМП ВЛЭП по ПАР на основе метода поразрядного поиска.

чительно ($\pm 120 \times 0.07 = 8.4$ км). Таким образом, уточненная зона обхода будет соответствовать участку ВЛЭП с 10.241 км по 27.041 км.

Так как при реализации ОМП ВЛЭП предполагаемое место повреждения может оказаться в любой точке неоднородной ВЛЭП, то в условиях примера для простого метода последовательного перебора требуемое число итерационных шагов при повреждении в конце ВЛЭП составит $m_2 = L/\delta = 120/0.3 = 400$. Выигрыш в быстродействии при реализации метода поразрядного поиска, по сравнению с методом последовательного перебора, составит $w = m_2/m_1 = 20$ раз.

Выигрыш в быстродействии итерационных процедур w во многом зависит от предварительно задаваемой погрешности δ ОМП ВЛЭП (рис. 8), причем чем меньше погрешность, тем выигрыш существеннее.

По результатам вычислений (табл. 1) погрешность реализации ОМП ВЛЭП из-за неучета неоднородного распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП будет составлять:

$$\Delta L_K = L_K - L'_K = 22.582 - 18.641 = 3.941 \text{ км,}$$

или 3.28% от длины ВЛЭП.

Предложенный вариант реализации ОМП ВЛЭП имеет погрешность, которая не превышает $\delta = 0.3$ км, или 0.25% от длины ВЛЭП.

Если не использовать двухэтапную процедуру и реализовать итерационное ОМП ВЛЭП на протяжении всей длины ВЛЭП, то при этом может быть существенно увеличено число шагов m .

$$\begin{aligned} x_0 &= 0 (n = 0); \quad f_0 = f(x_0) = \Delta U = |U_1 - [I_2 \times 0.85 \times 120 Z_{\text{Л}} + U_2]| = \\ &= |40 - 0.85 \times 0.56 \times 120 \times 1.278 + 28| = 61.0 \text{ кВ;} \\ x_1 &= x_0 + (b - a)/4 = 30 \text{ км} (n = 0.25); \\ f_1 &= f(x_1) = \Delta U = |[2.0 \times 0.25 \times 120 \times 1.278 + 40] - [0.56 \times 0.6 \times 120 \times 1.278 + 28]| = \\ &= 37.15 \text{ кВ;} \\ \Delta x &= 120/4 = 30 \text{ км.} \end{aligned}$$

Полученные аналогичным образом переменные приведены в табл. 2.

Таблица 2. Пример реализации ОМП ВЛЭП при отказе от двухэтапной процедуры

Шаг	x_0/n , км/о.е.	$f_0 = f(x_0)$, кВ	x_1/n , км/о.е.	$f_1 = f(x_1)$, кВ	$f_0 > f_1$	Δx , км
1.	0/0	61.0	30/0.25	37.15	Да	30
2.	30/0.25	37.15	60/0.5	125.5	Нет	-7.5
3.	60/0.5	125.5	52.5/0.438	88.64	Да	-7.5
–	–	–	–	–	–	–
29.	18.504/0.154	0.539	18.621/0.155	0.148	Да	0.117
30.	18.621/0.155	0.148	18.738/0.156	0.248	Нет	–
$x_{\text{опт}} = 18.621$ (км)						

Анализ данных из табл. 2 показывает, что расстояние до места повреждения составило $L_K = x_{\text{опт}} = 18.621$ км, что соответствует величине из табл. 1, но для его вычисления потребовалось $m_1 = 30$ шагов итерационной процедуры, организованной по методу поразрядного поиска. В этом случае выигрыш в быстродействии, связанный с применением метода поразрядного поиска по сравнению с последовательным перебором равен $w = m_2/m_1 = 13.33$ раза.

Обеспечение большого выигрыша в быстродействии позволяет достигнуть использование методов исключения отрезков (рис. 5). Например, метод дихотомии (уравнение (19)) для рассмотренного примера при $E = \delta$ требует реализации минимального числа $m_3 = \log_2[(L - \delta)/\delta] = \log_2[(120 - 0.3)/0.3] = \log_2[399] \approx 9$ шагов, с соответствующим выигрышем $w = m_2/m_3 = 44.44$ раз.

ВЫВОДЫ

Большинство известных алгоритмов ОМП ВЛЭП по параметрам аварийного режима исходят из предположения о равномерности распределения удельного сопротивления вдоль ВЛЭП. Применение этих алгоритмов при ОМП ВЛЭП на ВЛЭП, имеющих неоднородности, будут приводить к существенным погрешностям при расчете расстояния до места повреждения.

При реализации итерационных алгоритмов ОМП ВЛЭП как на однородных, так и неоднородных ВЛЭП, эффективно использование алгоритмов поиска. Результаты расчетов доказано, что применение предложенных авторами алгоритмов поиска позволяет от десятков до сотен раз сократить время, необходимое для вычисления расстояния до места повреждения.

Дополнительным преимуществом применения предложенных авторами алгоритмов поиска при ОМП ВЛЭП является то, что их реализация возможна в программном обеспечении типовых терминалов релейной защиты и автоматики, при этом не требуется модернизация их аппаратного исполнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Montoya F.G., Baños R., Alcayde A., Manzano-Agugliaro F.* Optimization Methods Applied to Power Systems // *Energies*. 2019. V. 12. № 12. 2302.
2. *Панков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л.* Надежность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр “XXI век”, 2021. – 160 с.

3. *Lu Z., Xu X., Yan Z., Wu J., Sang D., Wang S.* Overview on Data-Driven Optimal Scheduling Methods of Power System in Uncertain Environment // Automation of Electric Power Systems. 2020. V. 44. № 21. P. 172–183.
4. *Stringfield T.W., Marihart D.J., Stevens R.F.* Fault location methods for overhead lines // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1957. V. 76. № 3. P. 518–530.
5. *Висящев А.Н.* Приборы и методы определения места повреждения на линиях электропередачи: учебное пособие. Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2001. Ч. 1. 188 с.; Ч. 2. 146 с.
6. *Born E., Jaeger J.* Device locates point of fault on transmission lines // Elect. World. 1967. V. 168. P. 133–134.
7. *Малый А.С., Шалыт Г.М., Айзенфельд А.И.* Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима. – М.: Энергия, 1972. – 215 с.
8. *Schweitzer E.O.* A review of impedance-based fault locating experience. In Proceedings of the 14th Annual Iowa–Nebraska System Protection Seminar. 1990. P. 1–31.
9. *Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш.* Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
10. *Saha M.M., Izykowski J., Rosolowski E.* Fault Location on Power Networks. London: Springer, 2010. – 437 p.
11. *Voropai N.I., Golub I.I., Efimov D.N., Iskakov A.B., Yadykin I.B.* Spectral and Modal Methods for Studying Stability and Control of Electric Power Systems // Automation and Remote Control. 2020. V. 81. № 10. P. 1751–1774.
12. *Шалыт Г.М., Айзенфельд А.И., Малый А.С.* Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима / Под ред. Г.М. Шалыта. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 207 с.
13. *Lebedev V., Filatova G., Timofeev A.* Increase of accuracy of the fault location methods for overhead electrical power lines // Advances in Materials Science and Engineering. 2018, 3098107.
14. *Куликов А.Л.* Цифровое дистанционное определение повреждений ЛЭП / Под ред. М.Ш. Мисриханова. – Нижний Новгород, Изд.-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2006. – 315 с.
15. *Krzysztof G., Kowalik R., Rasolomampionona D.D., Anwar S.* Traveling wave fault location in power transmission systems: An overview // Journal of Electrical Systems. 2011. V. 7(3). P. 287–296.
16. *Лачугин В.Ф., Панфилов Д.И., Смирнов А.Н.* Реализация волнового метода определения места повреждения на линиях электропередачи с использованием статистических методов анализа данных // Изв. РАН. Энергетика. 2013. № 6. С. 137–146.
17. *Куликов А.Л.* Дистанционное определение мест повреждения ЛЭП методами активного зондирования. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 148 с.
18. *Kulikov A., Ilyushin P., Suslov K., Filippov S.* Estimating the Error of Fault Location on Overhead Power Lines by Emergency State Parameters Using an Analytical Technique // Energies 2023. V. 16. 1552.
19. *Лямец Ю.Я., Антонов В.И., Ефремов В.А., Нудельман Г.С., Подшивалин Н.В.* Диагностика линий электропередачи // Электротехнические микропроцессорные устройства и системы: Межвуз. сб. науч. тр. – Чебоксары: Изд-во Чувашского государственного университета имени И.Н. Ульянова, 1992.
20. *Takagi T., Yamakoshi Y., Yamaura Y., Kondow R., Matsushima T.* Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data // IEEE Trans. on Power App. & Sys. 1982. V. 8. P. 2892–2898.
21. *Устинов А.А., Висящев А.Н.* Итерационные методы определения места повреждения по параметрам аварийного режима при односторонних измерениях на воздушных линиях электропередачи // Вестник ИргТУ. 2010. № 5 (45). С. 260–266.
22. *Куликов А.Л., Лукичева И.А.* Определение места повреждения линии электропередачи по мгновенным значениям осциллограмм аварийных событий // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2016. № 5. С. 16–21.
23. *Беляков Ю.С.* Актуальные вопросы определения мест повреждения воздушных линий электропередачи: конспект лекций. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 76 с.
24. *Bahmanyar A., Jamali S., Estebarsari A., Bompard E.* A comparison framework for distribution system outage and fault location methods // Electric Power Systems Research. 2017. V. 145. P. 19–34.
25. *Yu C.S., Liu C.W., Jiang J.A.* A new fault location algorithm for series compensated lines using synchronized phasor measurements // 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, 16–20 July 2000.
26. *Aboshady F.M., Thomas D.W.P.* A Wideband Single End Fault Location Scheme for Active Untransposed Distribution Systems” // IEEE Transactions on Smart Grid. 2020. V. 11. № 3. P. 2115–2124.

27. *Panahi H., Zamani R., Sanaye-Pasand M., Mehrjerdi H.* Advances in Transmission Network Fault Location in Modern Power Systems: Review, Outlook and Future Works // *IEEE Access*. 2021. V. 9. P. 158599–158615.
28. *Simeon O., Faithpraise F.O., Ibanga J.* Iterative Newton-Raphson-Based Impedance Method for Fault Distance Detection on Transmission Line // *International Multilingual Journal of Science and Technology*. 2020. V. 5. № 5. P. 2805–2810.
29. *Thongkrajay U., Poolsawat N., Ratniyomchai T., Kulworawanichpong T.* Alternative Newton-Raphson power flow calculation in unbalanced three-phase power distribution systems. // *Proceedings of the 5th WSEAS International Conference on Applications of Electrical Engineering*. Prague, Czech Republic, 12–14 March 2006. P. 24–29.
30. *Nagendra Reddy P.L.V., Mukunda V.K.S., Sushyanth C., Vanitha V.* Implementation of Novosel Simple Impedance Algorithm for fault location // *IJCTA*. 2016. V. 9(15). P. 7589–7596.
31. *Liao Y.* Transmission Line Fault Location Algorithms Without Requiring Line Parameters // *Electric Power Components and Systems*. 2008. V. 36. P. 1218–1225.
32. *Azizi S., Sanaye-Pasand M.* A Straightforward Method for Wide-Area Fault Location on Transmission Networks” // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2015. V. 30 (1). P. 264–272.
33. *Bahmanyar A., Borhani-Bahabadi H., Jamali S.* Fault Location in Active Distribution Networks Using Improved Whale Optimization Algorithm” // *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*. 2020. V. 16. № 3. P. 302–312.
34. *Kezunovic M., Knezev M.* Selection of optimal fault location algorithm. In *Proceedings of the Conference: Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. IEEE. 2008.
35. *Yang H., Liu X., Guo Y., Zhang P.* Fault Location of Active Distribution Networks Based on the Golden Section Method” // *Mathematical Problems in Engineering*. 2020. 6937319.
36. *Dalcastagne A.L., Filho S.N., Zurn H.H., Seara R.* An Iterative Two-Terminal Fault-Location Method Based on Unsynchronized Phasors // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008. V. 23. № 4. P. 2318–2329.
37. *Izykowski J.* Location of complex faults on overhead power line // *Przeglad Elektrotechniczny*. 2016. V. 1. P. 81–84.
38. *Dong A.H., Geng X.L., Yang Y., Su Y., Li M.Y.* Overhead Power Line Fault Positioning System // *Applied Mechanics and Materials*. 2013. V. 329. P. 299–303.
39. *Suslov K., Solonina N., Solonina Z., Akhmetshin A.* Development of the method of determining the location of a short circuit in transmission lines // *Journal of Physics: Conference Series*. Ser. “International Conference on Actual Issues of Mechanical Engineering, AIME 2021”. 2021, 012033.
40. Стандарт организации ПАО “ФСК ЕЭС” – СТО 56947007- 29.240.55.224–2016 “Методические указания по определению мест повреждений ВЛ напряжением 110 кВ и выше”, дата введения 17.08.2016.
41. *Гончаров В.А.* Методы оптимизации: учебное пособие. – М.: Высшее образование, 2009. – 191 с.
42. Стандарт организации ПАО “ФСК ЕЭС” – СТО 56947007–29.240.55.159–2013 “Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше”, дата введения: 28.11.2013.

Application of Search Algorithms in Determining of Fault Location on Overhead Power Lines According to the Emergency Mode Parameters

A. L. Kulikov^a, P. V. Ilyushin^b, * and A. A. Loskutov^a

^a*Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia*

^b*Energy Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Identification of fault locations (FL) on overhead power lines (OHPL) in the shortest possible time allows to reduce the time for shutting down OHPL in case of damage. This helps to improve the reliability of power systems. FL devices on OHPL according to the emergency mode parameters (EMP) are widely used, as they have a lower cost. However, they have a larger error than FL devices that record traveling wave processes. Most of the well-known algorithms for FL on OHPL by EMP assume a uniform distribution of resistivity along the OHPL. In real conditions, this is not the case. Application of these algorithms in FL devices on OHPL with inhomogeneities leads to significant errors in calculating the

distance to the fault location. The authors proposed the use of search algorithms for unconstrained one-dimensional optimization to increase the speed of implementation of iterative procedures in FL devices on OHPL by EMP. The authors have developed recommendations for choosing optimization criteria, as well as options for implementing computational procedures. Using the example of a two-sided FL on OHPL, it is shown that the use of search algorithms can significantly (from tens to hundreds of times) reduce the number of steps of the computational iterative procedure. The implementation of search algorithms is possible in the software of typical relay protection and automation terminals, without their hardware upgrade.

Keywords: overhead power line, fault location, emergency mode parameters, search algorithms

УДК 536.228

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ И БИНАРНЫЕ СХЕМЫ РОСТА ПАРОВОГО ПУЗЫРЬКА
В НЕОГРАНИЧЕННОМ ОБЪЕМЕ ЖИДКОСТИ**© 2023 г. Ю. Б. Зудин¹, *, Д. С. Уренов¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение
“Национальный исследовательский центр “Курчатовский институт”, Москва, Россия
*e-mail: yzudin@gmail.com

Поступила в редакцию 01.02.2023 г.

После доработки 16.06.2023 г.

Принята к публикации 23.06.2023 г.

Рассмотрена задача сферически-симметричного роста парового пузырька в неограниченном объеме равномерно перегретой жидкости. Изложена концепция предельных схем роста, каждая из которых определяется воздействием одного физического фактора. Предложена аналитическая аппроксимация интеграла Скрайвена и проведен анализ ее асимптотик. Получены аналитические решения для бинарных схем роста, в рамках которых учитывается воздействие на рост пузырька двух физических факторов.

Ключевые слова: паровой пузырек, предельные схемы роста, физический фактор, асимптотики, бинарные схемы роста

DOI: 10.31857/S0002331023050072, EDN: WZNIWS

ВВЕДЕНИЕ

Пузырьки в жидкости. Феномен пузырьков в жидкости, несмотря на флуктуационный характер зарождения и краткое время существования, имеет богатый спектр проявлений. К ним относятся: подводная акустика, сонолюминисценция, ультразвуковая диагностика, снижение трения поверхностными нанопузырьками, пузырьковое кипение [1]. Такие специфические проявления поведения пузырьков, как микропоршневая инжекция капель при струйной печати и спиральная траектория гравитационного всплывания пузырька в жидкости (“парадокс Леонардо да Винчи”), позволили автору [2] говорить о “пузырьковых пазлах”.

В 1859 г. Безант (Besant) [3] поставил задачу о заполнении идеальной несжимаемой жидкостью пустой сферической полости радиуса R . Выражение для времени заполнения полости (в отсутствие поверхностного натяжения на ее границе) было записано в виде интеграла, который в 1917 г. был вычислен Рэлеем (Rayleigh) [4]. Обширную библиографию исследований проблемы динамики паровых (газовых) пузырьков за последние полвека можно найти, в частности, в детальных обзорах [5, 6].

Знание динамики парового пузырька важно для понимания механизма кипения жидкости, перегретой относительно температуры насыщения. Идеализированным объектом изучения этого явления служит задача сферически-симметричного роста парового пузырька в объеме равномерно перегретой жидкости. Эта задача наиболее полно исследовалась в экспериментах по вскипанию жидкости в условиях микрогравитации [7, 8] (полет самолета по параболической траектории; свободное падение платформы; полет на орбитальной космической станции).

Численные и аналитические исследования. В работе [8] изложены результаты численного моделирования задачи роста парового пузырька. Решалась система дифференциальных уравнений сохранения массы, импульса и энергии (как для жидкой, так и для паровой фаз). Однако автор [8] аппроксимировал результаты расчетов функции $R(t)$ (называемой также “законом роста пузырька” – сокращенно ЗРП) размерной эмпирической формулой. Это исключает возможность ее экстраполяции на другие диапазоны параметров. Важное значение имеют здесь аналитические решения, позволяющие исследовать влияние различных физических факторов на процесс роста парового пузырька. В настоящей статье приводится ряд аналитических решений для ЗРП, каждое из которых описывает отдельную самостоятельную задачу. Проводится исследование асимптотик решений по определяющим параметрам, которые имеют сложный характер и в свою очередь включают в себя “внутренние асимптотики”.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ СХЕМЫ РОСТА ПАРОВОГО ПУЗЫРЬКА

Рассмотрим рост сферического парового пузырька в неограниченном объеме жидкости (рис. 1). Из теплового баланса следует, что тепловой поток q , подводимый из перегретой жидкости за счет теплопроводности, должен быть равным тепловому потоку, переносимому через межфазную поверхность (МФП) за счет фазового превращения

$$q = \rho_v h_{fv} \dot{R}. \tag{1}$$

Концепция Лабунцова. Лабунцов [9] впервые сформулировал концепцию «предельных схем роста» (ПСР), каждая из которых определяется каким-либо одним фактором (в предположении, что влияние остальных факторов отсутствует). Было показано, что при воздействии двух или нескольких факторов скорость роста будет меньше наименьшего из значений, рассчитанных в рамках каждой ПСР. Системный подход Лабунцова позволяет находить относительный вклад каждого физического эффекта, а также выделять фактор, лимитирующий рост пузырька. В работе [9] рассматриваются четыре ПСР (рис. 1): а) динамическая вязкая схема; б) динамическая инерционная схема; в) энергетическая молекулярно-кинетическая схема; г) энергетическая тепловая схема (ЭТС).

Динамическая вязкая схема (рис. 1а). Разность давлений между паром в пузырьке и жидкостью вдали от него ($\Delta p = p_v - p_\infty$) уравнивается нормальной компонентой тензора вязких напряжений на МФП со стороны жидкой фазы. Это приводит к соотношению

$$R = R_0 \exp\left(\frac{1}{4} \frac{\Delta p t}{\mu_f}\right). \tag{2}$$

Отличительной чертой динамической вязкой схемы является то, что она описывает рост пузырька не “из точки” ($t = 0, R = 0$), а от конечного начального радиуса ($t = 0, R = R_0$). Здесь $\dot{R} = dR/dt$ – скорость роста пузырька.

Динамическая инерционная схема (рис. 1б). Обе фазы находятся в изотермических условиях ($T_\infty = T_v = \text{const}$). Движущий перепад давлений возникает как инерционная реакция на рост пузырька. Радиальное расширение жидкости описывается уравнением Рэлея [4]

$$\frac{\Delta p}{\rho_f} = R\ddot{R} + \frac{3}{2} \dot{R}^2, \tag{3}$$

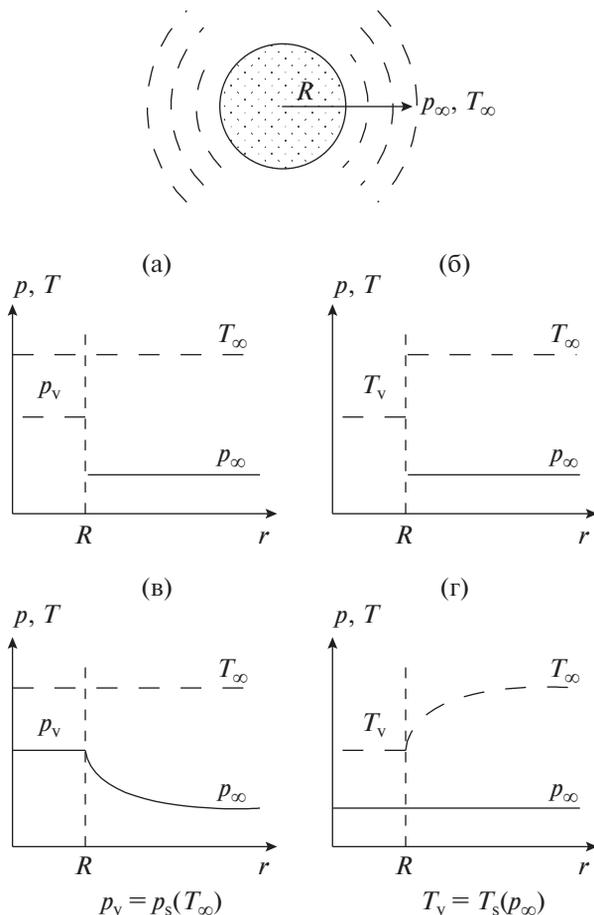


Рис. 1. Предельные схемы роста парового пузырька: (а) динамическая вязкая схема; (б) динамическая инерционная схема; (в) энергетическая молекулярно-кинетическая схема; (г) энергетическая тепловая схема.

где $\ddot{R} = d^2R/dt^2$. При $\Delta p = \text{const}$ отсюда следует известная формула Рэлея¹

$$R = \sqrt{\frac{2 \Delta p}{3 \rho_f} t}. \quad (4)$$

Условие изотермичности предполагает, что градиент температуры в жидкости тождественно равен нулю. Тогда из закона Фурье $q = -\lambda_f \text{grad} T$ следует, что выполнение уравнения теплового баланса (1) возможно лишь в предельном случае $\lambda_f \rightarrow \infty$.

Энергетическая молекулярно-кинетическая схема (рис. 1в). На МФП со стороны паровой фазы доминируют неравновесные эффекты. Обе фазы находятся в изобарических условиях ($p_v = p_\infty = \text{const}$) в условиях постоянной разности температур

¹ Формула (4) справедлива для всей области давлений, за исключением узкой области в окрестности термодинамической критической точки, где плотности фаз становятся соизмеримыми.

($\Delta T = T_\infty - T_v = \text{const}$). В работе [10] на основе линейной кинетической теории испарения было получено выражение

$$\dot{R} = \frac{\beta}{1 - 0.4\beta} \frac{h_{fv}\Delta T}{T_\infty \sqrt{2\pi R_g T_\infty}}. \quad (5)$$

Здесь β – коэффициент испарения-конденсации, который может изменяться в диапазоне $0 < \beta \leq 1$. При $\beta \approx 1$ расчет по формуле (5) дает чрезвычайно большую скорость роста. Поэтому энергетическая молекулярно-кинетическая схема может реально проявляться лишь при $\beta \ll 1$.

Энергетическая тепловая схема (рис. 1г). Обе фазы находятся в изобарических условиях ($p_v = p_\infty = \text{const}$). Температура пара в пузырьке равна температуре насыщения при давлении в системе: $T_v = T_s(p_\infty)$. ЗРП описывается автомодельным законом тепловой диффузии

$$R = m\sqrt{a_f t}, \quad (6)$$

где m – “модуль роста” (МР). Отсюда с учетом уравнения теплового баланса (1) следует выражение для подводимого к МФП теплового потока

$$q = \frac{1}{2} m h_{fv} \rho_v \sqrt{\frac{a_f}{t}}. \quad (7)$$

Как показывают оценки, динамическая вязкая схема и энергетическая молекулярно-кинетическая схема могут определять ЗРП лишь в специальных случаях. В реальном процессе начальную стадию роста описывает динамическая инерционная схема. С течением времени скорость роста пузырька и давление пара в нем быстро падают, и ЗРП все более приближается к условиям ЭТС.

РЕШЕНИЕ СКРАЙВЕНА

Аналитическое решение для ЗРП в рамках ЭТС впервые получил Скрайвен (Scriven) [11] в виде интеграла, результаты вычисления которого были представлены в табличном виде. Однако итоговая таблица Скрайвена весьма неудобна для проведения инженерных расчетов. По-видимому, по этой причине пионерские результаты [11] до настоящего времени практически не используются. Представленная в работе [12] полуэмпирическая аппроксимация интеграла Скрайвена (ИС) имеет значительную погрешность и поэтому также малопригодна для практики. Ниже предлагается аппроксимация ИС, имеющая высокую точность для всех значений определяющих параметров. Для этой цели в метод работы [12] вносятся радикальные изменения.

Интеграл Скрайвена. Рассматривается уравнение энергии для жидкости

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{a_f}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial T}{\partial r} \right),$$

удовлетворяющее граничным условиям $T = T_v$ при $r = R(t)$; $T \rightarrow T_\infty$ при $r \rightarrow \infty$. Радиальная скорость u определяется уравнением неразрывности $r^2 u = R^2 \dot{R}$. Зная распределение температур, можно с помощью закона Фурье $q = -\lambda_f \partial T / \partial r$ найти тепловой поток на МФП, а затем из уравнения теплового баланса (1) – ЗРП.

Интегрирование уравнение энергии дает следующее выражение для ИС

$$\text{Ja} = \frac{m^2}{2} \int_0^\infty \frac{1}{(1 + \xi)^2} \exp \left[-\frac{m^2 (2\varepsilon + 3\xi + \xi^2) \xi}{4(1 + \xi)} \right] d\xi. \quad (8)$$

Здесь введены параметры: отношение плотностей жидкой и паровой фаз

$$\varepsilon = \frac{\rho_v}{\rho_f} \quad (9)$$

и “число Якоба”

$$\text{Ja} = \frac{\rho_f c_{pf} \Delta T}{\rho_v h_{fv}}. \quad (10)$$

Анализ асимптотик интеграла Скрайвена. Асимптотика “медленного роста” ($\text{Ja} \rightarrow 0$) соответствует стационарной проблеме теплопроводности. Записывая тепловой поток в виде $q = \lambda_f \Delta T / R$, с учетом автомодельного закона (6) получаем

$$m = \sqrt{2\text{Ja}}. \quad (11)$$

Асимптотика “быстрого роста” ($\text{Ja} \rightarrow \infty$) имеет вид

$$S = \sqrt{\pi} m_* \exp(m_*^2) \text{erfc}(m_*), \quad (12)$$

где $m_* = \varepsilon m / \sqrt{12}$ – модифицированный МР; $\text{erfc}(m_*)$ – дополнительный интеграл вероятности. В левой части уравнения (12) стоит ключевой параметр ЭТС – “число Стефана”

$$S = \frac{c_{pf} \Delta T}{h_{fv}}. \quad (13)$$

Таким образом МР определяется тремя безразмерными параметрами: отношением плотностей фаз (9), числом Якоба (10) и числом Стефана (13). Эти величины связаны между собой соотношением

$$\text{Ja} \varepsilon = S, \quad (14)$$

с учетом которого число определяющих параметров сокращается до двух. Вопрос выделения главных параметров задачи Скрайвена, составляющий основную интригу анализа ИС, обсуждается ниже.

Асимптотика (12), в свою очередь, включает в себя две внутренние асимптотики. Средняя асимптотика получается в результате раскрытия неопределенности вида $m \rightarrow \infty$, $\varepsilon \rightarrow 0 \Rightarrow m_* \rightarrow 0$, и мы будем иметь

$$m = 2\sqrt{\frac{3}{\pi}} \text{Ja}. \quad (15)$$

Формула (15) была получена в работе Плессета–Цвика (Plesset–Zwick) [13] с помощью весьма сложной математической процедуры. Авторы [14] пришли к той же формуле на основе гипотезы о тонком тепловом пограничном слое на МФП.

Покажем, что существует еще один вывод средней асимптотики. Полагая в подынтегральном выражении в правой части уравнения (8) $\varepsilon = 0$ и выполняя в нем линейризацию по переменной $\xi \ll 1$, приходим к табличному интегралу

$$\int \frac{1}{(1+\xi)^2} \exp\left[-\frac{m^2}{4} \frac{(2\varepsilon + 3\xi + \xi^2)\xi}{1+\xi}\right] d\xi \Rightarrow \sqrt{\frac{\pi}{3}} \frac{1}{m} \text{erf}\left(\frac{\sqrt{3}}{2} m \xi\right).$$

Переходя к определенному интегралу с пределами $\xi = 0$, $\xi = \infty$ и подставляя результат в формулу (8), получаем формулу (15).

Соотношения (14), (15) позволяют преобразовать асимптотику быстрого роста (12) к более удобному виду

$$m = 2\sqrt{\frac{3}{\pi}}\psi Ja. \tag{16}$$

Формулу (7) для подводимого к МФП теплового потока также можно переписать в виде

$$q = \sqrt{\frac{3}{\pi}}\frac{a_f}{t}\psi Ja h_{fv}\rho_v. \tag{17}$$

Соотношение (16) обобщает формулу Плессета—Цвика на весь диапазон изменения числа Стефана. Здесь ψ – “фактор интенсификации”, описывающий зависимость “нестационарного” теплового потока от числа Стефана.

Вторая внутренняя асимптотика уравнения (12) получается из разложения его правой части в ряд при $m_* \rightarrow \infty$. Ограничиваясь первыми двумя членами, будем иметь

$$m = \sqrt{\frac{6}{1 - S\varepsilon}}. \tag{18}$$

Как следует из формулы (18), при $S = 1$ энтальпия перегрева единицы массы жидкости $c_p\Delta T$ становится равной теплоте фазового перехода h_{fv} . Физические ограничения на скорость фазовых превращений при этом исчезают, и каждая частица жидкости вблизи МФП мгновенно превращается в пар. Поэтому при $S \rightarrow 1$ соотношение (18) дает асимптотику теплового взрыва $m \rightarrow \infty$.

Отметим, однако, что в действительности скорость роста пузырька при $S = 1$ ограничена физическими факторами, не учитываемыми в рамках ЭТС.

- Радиальное расширение жидкости за счет роста пузырька вызовет ее инерционную реакцию. Это приведет к повышению давления на МФП, а значит, и в объеме пузырька. Как следствие, температура насыщенного пара T_v возрастет, а перепад температур $\Delta T = T_\infty - T_v$ уменьшится. Это, в свою очередь, приведет к снижению подводимого к МФП теплового потока, а с учетом (1) – также и скорости роста пузырька \dot{R} .

- Согласно концепции ПСР неограниченному возрастанию интенсивности испарения препятствуют молекулярно-кинетические эффекты на МФП со стороны паровой фазы. Как следует из уравнения (5), энергетическая молекулярно-кинетическая схема предписывает конечную скорость роста.

При $\varepsilon = 1$ будем иметь асимптотику однородной среды

$$S = \frac{m^2}{2} \left[1 - \frac{\sqrt{\pi}}{2} m \exp\left(\frac{m^2}{4}\right) \operatorname{erfc}\left(\frac{m}{2}\right) \right], \tag{19}$$

соответствующую условиям термодинамической критической точки ($\rho_f = \rho_v$). При этом, согласно формуле (14), число Якоба становится равным числу Стефана. Функция $S(m)$ при $m \rightarrow 0$ имеет вид $S = 1/2m^2$, а при $m \rightarrow \infty$ стремится к единице (рис. 2). Важно отметить, что в отличие от асимптотик (11), (12), (15), (18) уравнение (19) представляет собой точное решение задачи, описывающее частный случай ИС.

АППРОКСИМАЦИЯ ИНТЕГРАЛА СКРАЙВЕНА

Метод аппроксимации. Изложим кратко метод аппроксимации ИС, разработанный в работе [12] с участием одного из авторов настоящей статьи. В основе метода лежит

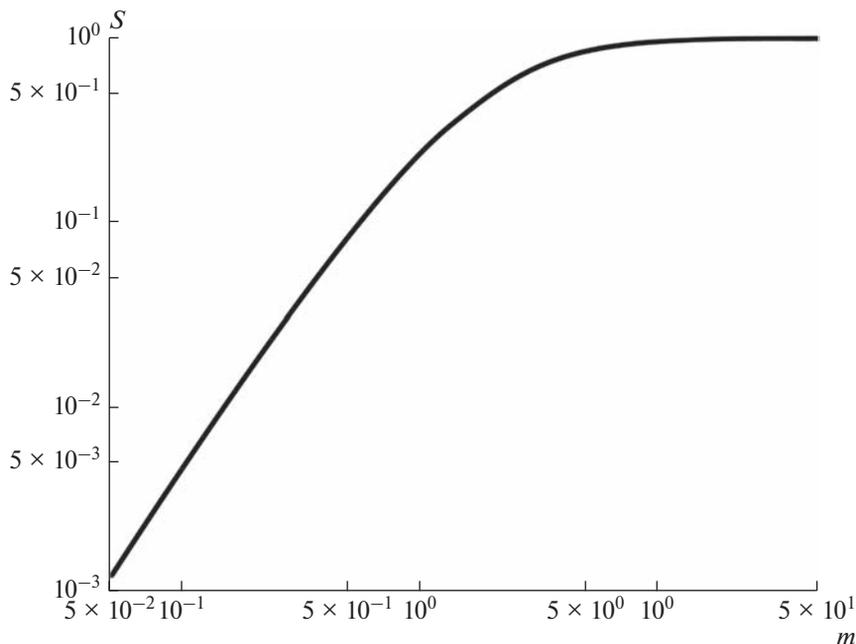


Рис. 2. Зависимость числа Стефана от модуля роста для случая однородной среды.

задача нестационарной теплопроводности о скачке температур на поверхности сферы. Из ее решения [15] следует “правило суперпозиции” тепловых потоков

$$q = q_0 + q_\infty. \quad (20)$$

При $t \rightarrow 0$ превалирует “нестационарная” составляющая $q_0 = \lambda \Delta T / \sqrt{\pi a t}$; при $t \rightarrow \infty$ тепловой поток стремится к своему предельному “стационарному” значению $q_\infty = \lambda \Delta T / R$.

При переходе от неподвижной сферы к растущему пузырьку используется выражение (17) для “нестационарного” теплового потока с фактором интенсификации, равным

$$\psi(S) = 1 + \sqrt{\frac{\pi}{2}} \left(\frac{1}{\sqrt{1-S}} - 1 \right). \quad (21)$$

Тогда из (20) получаем итоговую расчетную формулу работы [12]

$$m = \sqrt{3/\pi} \text{Ja} \psi + \sqrt{3/\pi (\text{Ja} \psi)^2 + 2\text{Ja}}. \quad (22)$$

Погрешность аппроксимации. Для валидации уравнения (22) использовалось решение (19) для случая однородной среды. Было получено, что при $S \approx 0.75$, $m \approx 3.9$ относительная погрешность (22) превышает 12%. Выборочное сопоставление формулы (22) с таблицей Скрайвена показало, что в области $S \rightarrow 1$ она также имеет значительную погрешность.

В этой связи актуальность приобретает проблема построения наиболее точной аппроксимации ИС. При этом будем исходить из сформулированных Карташовым [16] фундаментальных условий, которым должно удовлетворять приближенное решение:

- минимально возможная расчетная погрешность;

- обеспечение сходимости процесса (настолько хорошо, чтобы можно было сделать заключения о свойствах полученного решения);
- наличие всех операций, допускаемых в процессе преобразований;
- достаточно простая реализация в практических приложениях.

УТОЧНЕННАЯ АППРОКСИМАЦИЯ

Фактор интенсификации. Как показывают оценки, даже небольшая погрешность формулы (21) может приводить к заметной погрешности итогового уравнения для МР. Поэтому ниже вместо (21) используется выражение для фактора интенсификации, имеющее максимальную относительную погрешность 0.01%

$$\psi = \left[1 + (\sqrt{\pi/2} - 1)S \right] \left(1 + \sum_{i=1}^7 \beta_i S^i \right)^{-1/2}, \quad i = 1, 2, \dots, 7. \quad (23)$$

Здесь $\beta_1 = -0.7604$, $\beta_2 = -0.4452$, $\beta_3 = 0.6153$, $\beta_4 = -1.5366$, $\beta_5 = 2.3369$, $\beta_6 = -1.7361$, $\beta_7 = 0.5261$.

Эквивалентные формы аппроксимации. Будем искать такую конструкцию аппроксимации ИС, которая хорошо описывает как случай “пустого пузырька” $\epsilon \rightarrow 0$, так и вариант “гомогенной среды” $\epsilon = 1$. После проведения и анализа многочисленных вариантов расчетов было получено полуэмпирическое соотношение для функции $m(Ja, \epsilon)$

$$m = \sqrt{3/\pi} \psi Ja + \left[(\sqrt{3/\pi} \psi Ja)^n + (2Ja)^{n/2} \right]^{1/n}, \quad (24)$$

где $n = 2.315 - 0.575\epsilon$. Переходя с помощью формулы (14) от числа Якоба к числу Стефана, перепишем уравнение (24) в виде функции $m(S, \epsilon)$

$$m = \sqrt{3/\pi} S \psi / \epsilon + \left[(\sqrt{3/\pi} S \psi / \epsilon)^n + (2S/\epsilon)^{n/2} \right]^{1/n}. \quad (25)$$

Уравнения (24), (25) представляют собой эквивалентные формы аппроксимации ИС. Они имеют погрешность менее 1.3% и удовлетворяют условиям Карташова [16] для приближенных аналитических решений. Следующим необходимым шагом является анализ асимптотик полученного решения.

Асимптотический анализ. Для предельного случая «пустого пузырька» имеем: $\epsilon = S = 0$, $\psi = 1$, $n = 2.315$. Здесь предпочтительной является форма записи (24)

$$m = \sqrt{3/\pi} Ja + \left[(\sqrt{3/\pi} Ja)^n + (2Ja)^{n/2} \right]^{1/n}. \quad (26)$$

Асимптотика (26) содержит две внутренние асимптотики по числу Якоба: при $Ja \rightarrow 0$ – формулу (11); при $Ja \rightarrow \infty$ – формулу (15). Формула (26) хорошо описывает экспериментальные данные, полученные в работе [17] при исследовании вскипания жидкости в условиях микрогравитации при $\epsilon \approx 3.3 \times 10^{-3}$ (рис. 3).

Для предельного случая гомогенной среды ($\epsilon = 1$, $n = 1.74$) следует использовать форму записи (25)

$$m = \sqrt{3/\pi} S \psi + \left[(\sqrt{3/\pi} S \psi)^n + (2S)^{n/2} \right]^{1/n}. \quad (27)$$

Уравнение (27) описывает решение (19) с погрешностью 1.3%. При $S \rightarrow 1$ фактор интенсификации (23) неограниченно возрастает. Это приводит к неограниченному росту МР, и мы приходим к асимптотике теплового взрыва.

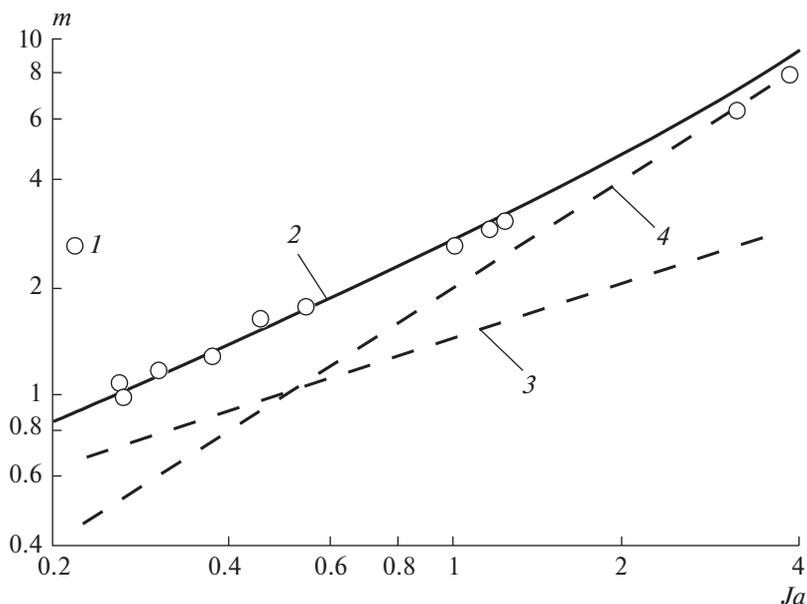


Рис. 3. Энергетическая тепловая схема при $\varepsilon \ll 1$. Зависимость модуля роста от числа Якоба. 1 – экспериментальные данные [17]; 2 – расчет по формуле (23); 3 – расчет по “стационарной” формуле (11); 4 – расчет по “нестационарной” формуле (15).

Результаты расчета. На рис. 4 представлена расчетная зависимость МР от числа Стефана с параметром ε . Как видно из рисунка, при увеличении ε кривые $m(S)$ смещаются вниз, причем верхняя кривая соответствует случаю “пустого пузырька” $\varepsilon \ll 1$, а нижняя – случаю гомогенной среды $\varepsilon = 1$. Для всех кривых характерен монотонный рост МР при увеличении числа Стефана и “взрывной” рост при $S \rightarrow 1$.

Рис. 5 иллюстрирует зависимость МР от отношения плотностей фаз с числом Стефана в качестве параметра. Из рисунка следует, что увеличение ε приводит к монотонному падению МР. При увеличении S кривые $m(\varepsilon)$ смещаются вверх, причем нижняя кривая соответствует случаю $S \ll 1$, а верхняя – $S = 1$.

Отметим, что в подавляющем большинстве приложений, связанных с кипением жидкостей, ЗРП рассчитывается по формуле Плессета–Цвика (15). Тем самым не учитываются два существенных эффекта: а) в области малых значений S – “стационарную” составляющую теплопровода к границе пузырька (последний член в квадратных скобках в правой части уравнений (24), (25)), б) в области $S \sim 1$ – фактор интенсификации, определяемый формулой (23).

Поэтому формула Плессета–Цвика занижает реальную скорость роста, что наглядно иллюстрирует рис. 6. Как видно из рисунка, при очень малых ε существует некоторая промежуточная область чисел Стефана, в которой кривые Скрайвена и Плессета–Цвика практически совпадают. При увеличении ε расслоение кривых усиливается. Так, при $\varepsilon = 8 \times 10^{-3}$ обе кривые фактически имеют лишь одну общую точку: $S \approx 0.066$; $m \approx 17.5$. В предельном случае $\varepsilon = 1$ кривая Скрайвена всегда лежит значительно ниже кривой Плессета–Цвика. Наконец, последняя по определению не может

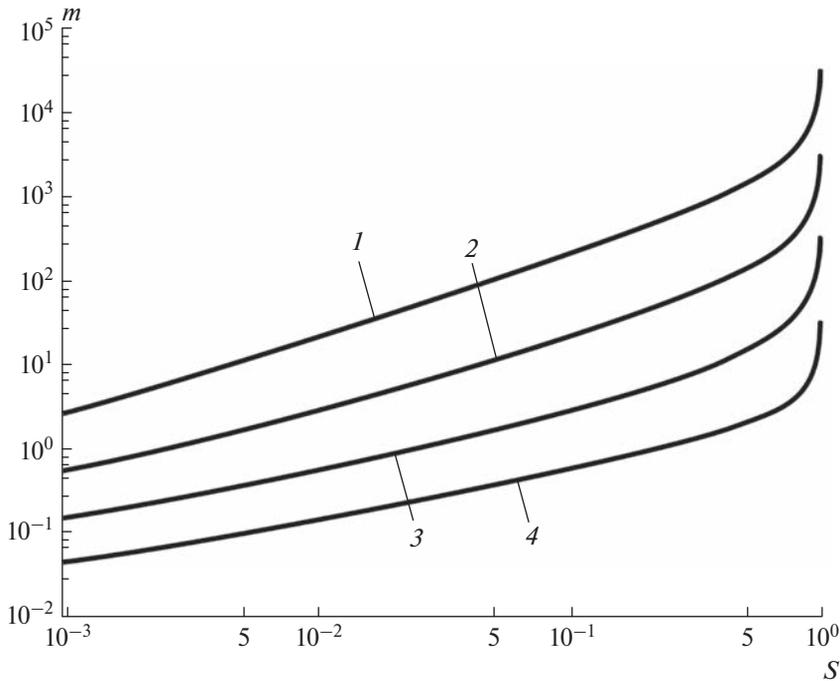


Рис. 4. Зависимость модуля роста от числа Стефана: $1 - \epsilon = 10^{-3}$; $2 - \epsilon = 10^{-2}$; $3 - \epsilon = 10^{-1}$; $4 - \epsilon = 10^0$.

предсказать эффект “теплового взрыва”, когда при $S = 1$ кривые Скрайвена уходят на бесконечность при любых значениях отношения плотностей ϵ .

Рис. 7 демонстрирует описанные выше тенденции в координатах $m(Ja)$. Здесь наглядно иллюстрируется связь диапазона изменения числа Якоба с параметром ϵ . При $S = 1$ из формулы (14) получаем предельное максимальное значение числа Якоба $Ja = 1/\epsilon$.

Определяющие параметры. Неотъемлемым параметром, определяющем ТЭС, является отношение плотностей фаз (9), изменяющееся в диапазоне $0 < \epsilon \leq 1$. В качестве основного теплового параметра выступает число Стефана (13), имеющее тот же диапазон изменения: $0 < S \leq 1$. Эти два главных параметра связаны между собой соотношением (14), что определяет пределы изменения числа Якоба (10): $0 < Ja < 1/\epsilon$. Поэтому из двух эквивалентных форм аппроксимации ИС соотношение (25) является первичным, а соотношение (24) – вторичным.

Для области $S \ll 1$, представляющей интерес для большинства приложений, более удобно использовать “нестрогое” соотношение (24). Однако в общем случае использование числа Якоба в качестве независимого параметра может привести к нефизическому результату: $Ja > 1/\epsilon$, $S = \epsilon Ja > 1$. Такой “заход в запрещенную область” может иметь место, в частности, для случая кипения органических жидкостей [18].

БИНАРНЫЕ СХЕМЫ РОСТА

Рассмотренные выше ПСР (рост пузырька лимитируется одним фактором) представляют собой первый этап системного анализа задачи. В действительности ЗРП, как

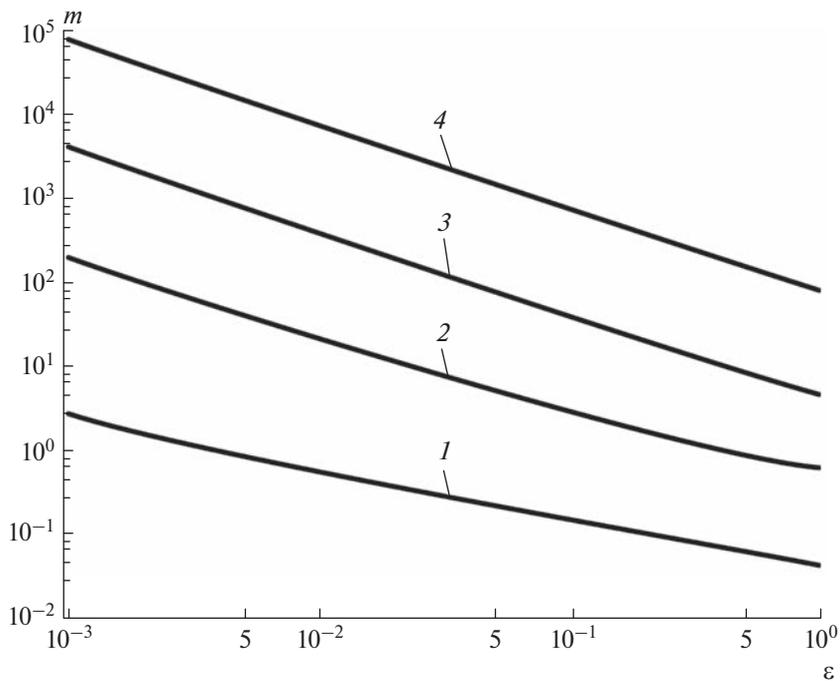


Рис. 5. Зависимость модуля роста от отношения плотностей фаз: 1 – $S = 10^{-3}$; 2 – $S = 10^{-1}$; 3 – $S = 8 \times 10^{-1}$; 4 – $S = 10^0$.

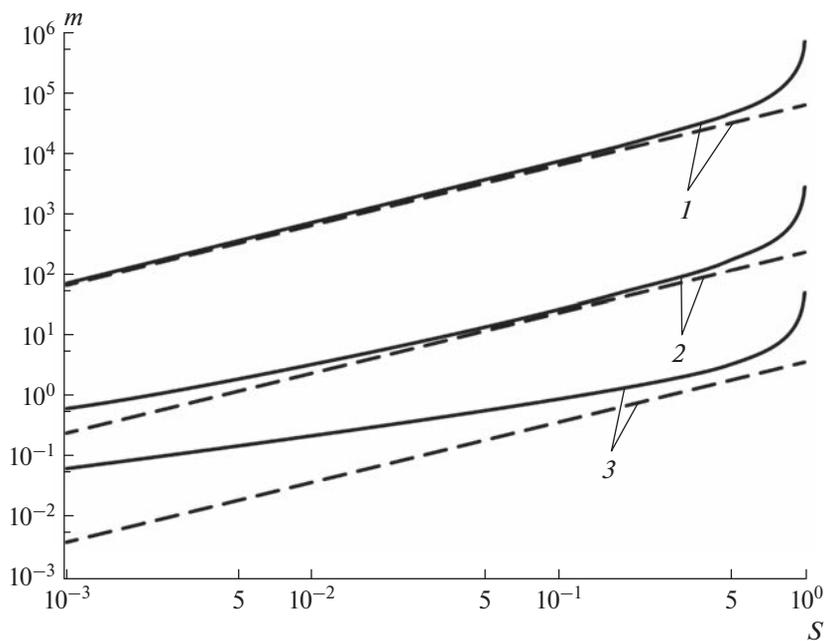


Рис. 6. Зависимость модуля роста от числа Стефана: 1 – $S = 3 \times 10^{-5}$; 2 – $S = 8 \times 10^{-3}$; 3 – $S = 5 \times 10^{-1}$; — — расчет по формуле (25); - - - - расчет по формуле (15).

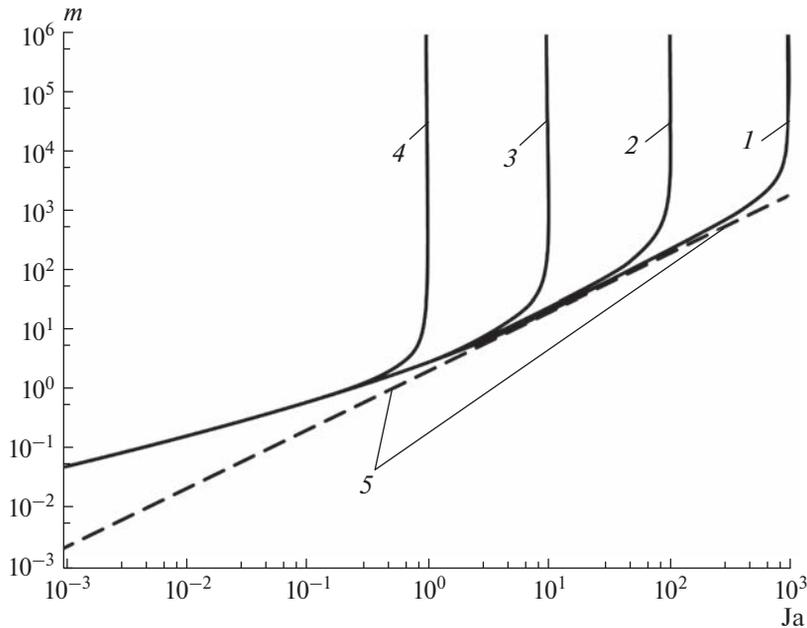


Рис. 7. Зависимость модуля роста от числа Якоба: 1 – $S = 10^{-3}$; 2 – $S = 10^{-2}$; 3 – $S = 10^{-1}$; — — расчет по формуле (24); - - - - расчет по формуле (15).

правило, определяется сразу несколькими параметрами. Это могут быть как постоянные внешние воздействия, так и факторы, включающиеся на различных стадиях роста пузырька. Поэтому следующим естественным этапом анализа является рассмотрение “бинарных схем роста” [19] (рост пузырька лимитируется двумя факторами).

Бинарная динамическая схема. ЗРП при одновременном воздействии обоих динамических эффектов – сил вязкости и инерции – описывается уравнением Рэлея–Плессета (Rayleigh–Plesset) [4]

$$\frac{\Delta p}{\rho_f} = 4 \frac{v_f \dot{R}}{R} + \frac{3}{2} \dot{R}^2. \tag{28}$$

Уравнение (28) получается уравнения (3), если в его правой части заменить член $R\ddot{R}$ на член $4 \frac{v_f \dot{R}}{R}$. При $\Delta p = \text{const}$ уравнение (28) имеет аналитическое решение, которое записывается в неявном виде

$$\tilde{t} = \frac{1}{\text{Re}} 2 \ln [(F_1 - 4)(F_2 - 4)] - 12 \ln \text{Re} + \frac{1}{2} ((F_1 - F_2)). \tag{29}$$

Здесь $F_1 = \sqrt{16 + 6(\text{Re} \tilde{R})^2}$; $F_2 = \sqrt{16 + 6\text{Re}^2}$; $\tilde{R} = \frac{R}{R_0}$ – безразмерный радиус пузырька;

$\tilde{t} = \frac{R_0 u_\infty}{v_f}$ – безразмерное время; R_0 – начальный радиус пузырька; $u_\infty = \sqrt{\frac{2 \Delta p}{3 \rho_f}}$ – рэле-

евская скорость, следующая из формулы (4); $\text{Re} = \frac{R_0 u_\infty}{v_f}$ – число Рейнольдса.

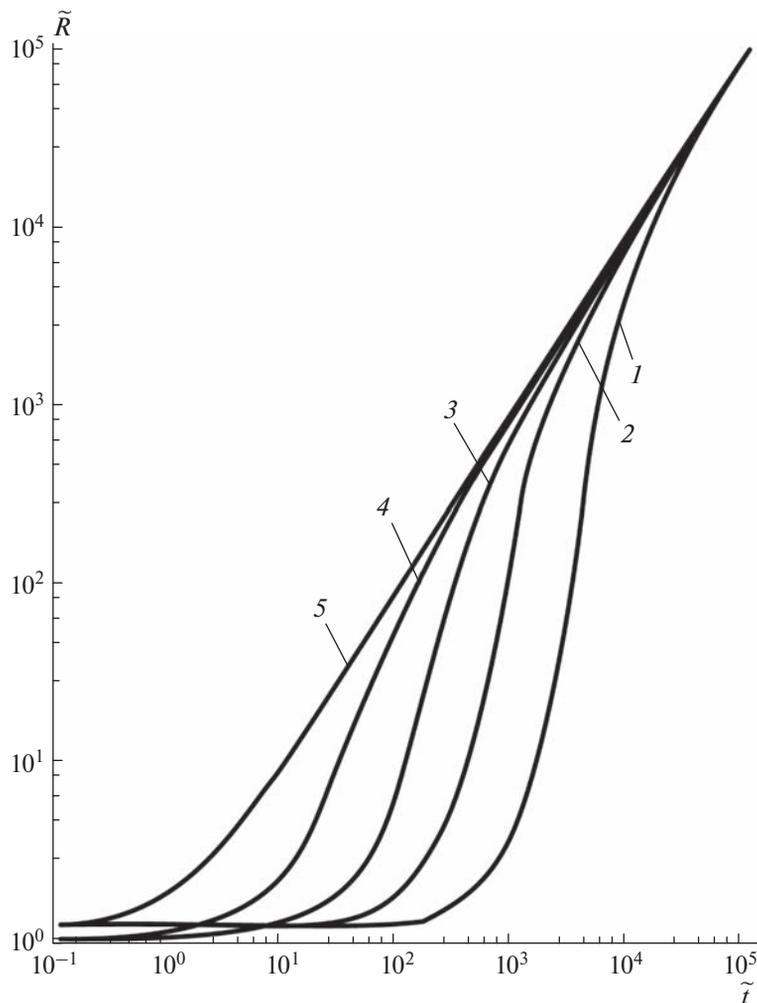


Рис. 8. Бинарная динамическая схема роста парового пузырька. Расчет по формуле (29): 1 – $Re = 5 \times 10^{-3}$; 2 – $Re = 2 \times 10^{-2}$; 3 – $Re = 7 \times 10^{-2}$; 4 – $Re = 3 \times 10^{-1}$; 5 – $Re = 10^1$.

На рис. 8 представлены результаты расчета ЗРП по уравнению (29). В начальный период роста, когда радиус пузырька мал, реализуется динамическая вязкая схема. С течением времени все более доминирует динамическая инерционная схема. При увеличении Re начальная “вязкая кривая” (2) располагается все ближе к асимптотической “инерционной кривой” (4). Здесь проявляется стабилизирующая обратная связь: чем больше начальный размер пузырька и внешний перепад давлений и чем меньше вязкость жидкости, тем раньше включается механизм демпфирования экспоненциального роста за счет инерционной реакции жидкости.

Аналитическое решение (29) позволяет прояснить характер перехода начальной вязкой стадии роста парового пузырька в асимптотическую инерционную. Приравни-

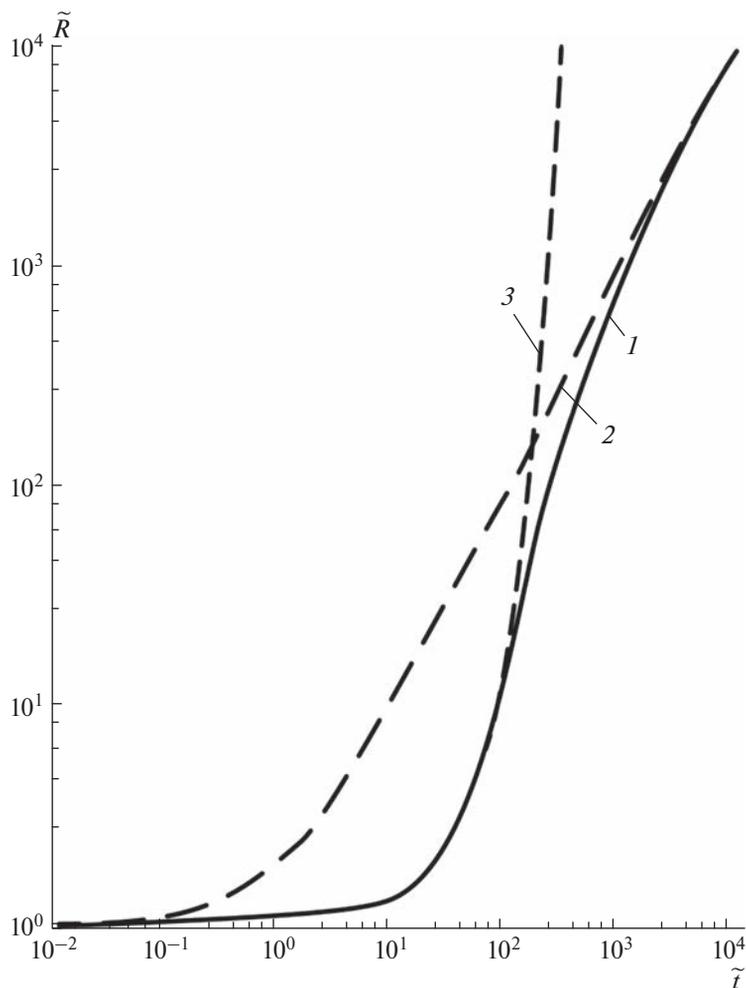


Рис. 9. Сопряжение вязкой и инерционной стадий роста парового пузырька при $Re = 10^{-1}$: 1 – бинарная схема, расчет по формуле (29); 2 – вязкая стадия, расчет по формуле (2); 3 – инерционная стадия, расчет по формуле (4).

вая правые части уравнений (2) и (4), определяем условную точку сопряжения “вязкой” и “инерционной” кривых. Так, при $Re = 10^{-1}$ координаты точки сопряжения составляют: $\tilde{R} \approx 168$, $\tilde{t} \approx 205$ (рис. 9).

Сопоставление асимптотических кривых (пунктирные линии) с расчетной кривой (сплошная линия) показывает существование протяженного переходного участка, занимающего по оси \tilde{t} около одного порядка. При уменьшении числа Рейнольдса точка сопряжения смещается вправо (влияние вязкости нарастает), а при его увеличении – влево (влияние вязкости убывает). В области $Re \geq 3.265$ вязкая стадия практически не проявляется, и ЗРП с самого начала носит рэлеевский характер.

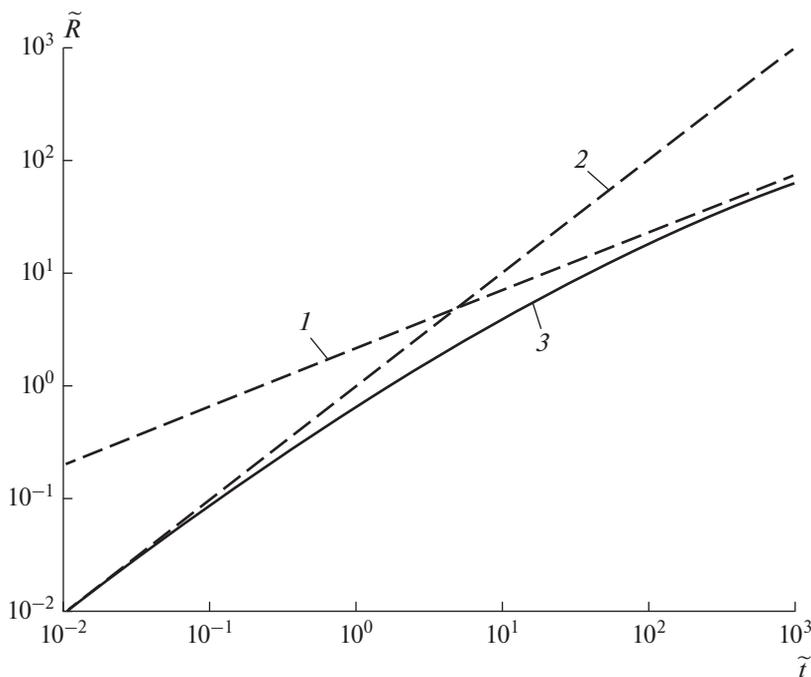


Рис. 10. Бинарная энергетическая схема роста парового пузырька ($\beta = 1$): 1 – тепловая асимптотика; 2 – неравновесная асимптотика; 3 – расчет по соотношению (30).

Бинарная энергетическая схема. Рассмотрим теперь ЗРП при воздействии двух энергетических эффектов – нестационарной теплопроводности (6) и неравновесности (5). Входящий в формулу (5) коэффициент испарения-конденсации β зависит от состояния поверхности и физической природы конденсированной фазы и может изменяться в диапазоне $0 \leq \beta \leq 1$ [20].

Согласно концепции Лабунцова [9] тепловой поток на МФП будет определяться суперпозицией двух термических сопротивлений

$$q = (\mathbb{R}_k + \mathbb{R}_t) \Delta T.$$

Кинетическое термическое сопротивление определяется соотношением

$$\mathbb{R}_k = \frac{\beta}{1 - 0.4\beta} \frac{T_\infty \sqrt{2\pi R_g T_\infty}}{\rho \sqrt{L^2}}.$$

Тепловое термическое сопротивление \mathbb{R}_t лимитируется нестационарной составляющей теплового потока на МФП, определяемой формулой Плессета–Цвика (15)

$$\mathbb{R}_t = \sqrt{\frac{\pi}{3}} \frac{\sqrt{a_f t}}{\lambda_f}.$$

Отсюда следует выражение для ЗРП в рамках бинарной энергетической схемы

$$\tilde{R} = 2(\sqrt{\tilde{t}} - \ln(1 + \sqrt{\tilde{t}})). \quad (30)$$

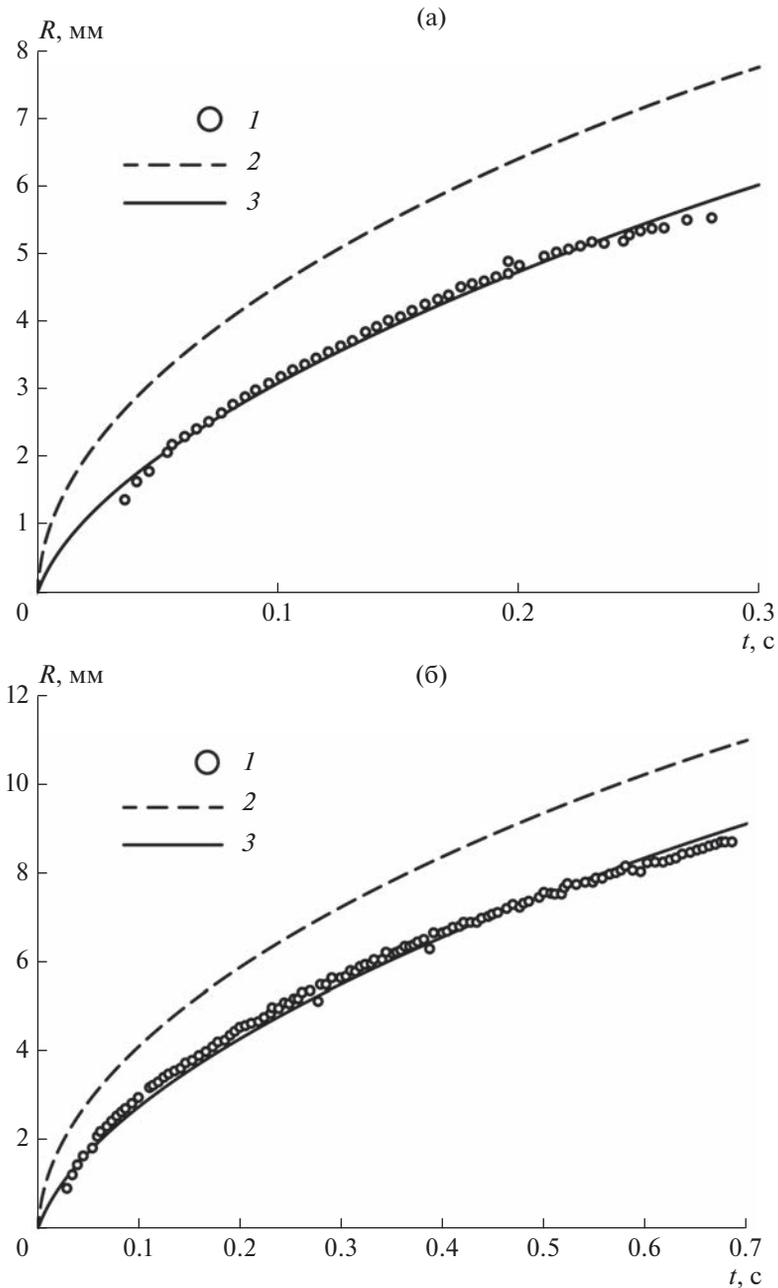


Рис. 11. Влияние молекулярно-кинетических эффектов на рост парового пузыря: 1 – экспериментальные данные [7, 8]; 2 – расчет по формуле Плессета–Цвика; 3 – расчет по бинарной энергетической схеме; а) – хладон 113, $Ja = 30.8$, $\beta = 4.27 \times 10^{-3}$; б) – хладон 113, $Ja = 30.1$, $\beta = 4.29 \times 10^{-3}$.

Здесь $\tilde{R} = R/R_0$ – безразмерный радиус пузырька; $\tilde{t} = t/t_0$ – безразмерное время. Масштабы длины R_0 и времени t_0 определяются соотношениями

$$R_0 = \sqrt{\frac{18}{\pi}} \frac{\beta}{1 - 0.4\beta} \frac{\lambda_f c_{pf} \rho_f \Delta T T_\infty \sqrt{R_g T_\infty}}{\rho_v h_{fv}^3}, \quad t_0 = 6 \left(\frac{\beta}{1 - 0.4\beta} \right)^2 \frac{\lambda_f c_{pf} \rho_f R_g T_\infty^3}{\rho_v h_{fv}^4}.$$

Как видно из рис. 10, решение (30) при $\tilde{t} \ll 1$ переходит в “*неравновесную асимптотику*” $\tilde{R} = \tilde{t}$, а при $\tilde{t} \gg 1$ – в “*тепловую асимптотику*” $\tilde{R} = 2\sqrt{\tilde{t}}$.

Авторы [7, 8] провели экспериментальное исследование влияния молекулярно-кинетических эффектов на рост пузырька в условиях микрогравитации. В работах [7, 8] приведены результаты опытов по кипению хладонов (R11, R113) на падающей платформе, проведенных на лабораторной вышке высотой 110 м. Важной отличительной чертой экспериментов [7, 8] являлось моделирование сферически-симметричного роста пузырька на одиночном центре парообразования.

Обработка экспериментальных данных [7, 8] выявила значительный диапазон изменения расчетного коэффициента испарения–конденсации: $10^{-2} \leq \beta \leq 0.7$ – для хладона 11; $8.1 \times 10^{-3} \leq \beta \leq 1.0$ – для хладона 113. Автор [8] объясняет столь сильный разброс возможным неконтролируемым влиянием примеси масел. Результатом этого влияния могло стать «экранирование» части поверхности раздела примесями и, как следствие, заметное уменьшение \dot{R} по сравнению с предсказаниями ЭТС. Это, в свою очередь, соответствует сильному снижению β , получаемого обратным расчетом по соотношению (30). Отметим, что экспериментальная реализация в [7, 8] энергетической молекулярно-кинетической схемы роста является уникальной и, по-видимому, не имеет аналогов.

На рис. 11 приведены две опытные кривые для области применимости модели теплового пограничного слоя ($Ja \gg 1$). Как видно из рисунка, оба экспериментальных режима соответствуют значению коэффициента испарения–конденсации $\beta \approx 4.3 \times 10^{-3}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрена задача сферически-симметричного роста парового пузырька в неограниченном объеме равномерно перегретой жидкости. Изложена предложенная Лабунцовым концепция предельных схем роста, каждая из которых определяется воздействием одного физического фактора. Основное внимание уделено анализу энергетической тепловой схемы, лимитируемой подводом тепла от перегретой жидкости к межфазной границе механизмом теплопроводности. Рассмотрено теоретическое решения Скрайвена и проведен анализ его асимптотик, каждая из которых имеет сложный характер и содержит внутренние асимптотики. Предложена аналитическая аппроксимация интеграла Скрайвена, имеющая высокую точность для всех областей изменения определяющих параметров. Представлены две эквивалентные формы приближенного решения и указаны области их применимости в зависимости от значений чисел Якоба и Стефана. Получены аналитические решения для “бинарных схем роста”, в рамках которых учитывается воздействие на рост пузырька двух физических факторов. Динамическая схема описывает закон роста пузырька под действием сил инерции и вязкости. В рамках энергетической схемы пузырек растет под воздействием тепловых и молекулярно-кинетических эффектов. Найдены значения определяющих параметров бинарных схем, разделяющие предельные ветви решений.

Сокращения:

ЗРП	Закон роста пузырька
ИС	Интеграл Скрайвена
МР	Модуль роста
МФП	Межфазная поверхность
ПСР	Предельная схема роста
ЭТС	Энергетическая тепловая схема

Обозначения: a – температуропроводность; c_p – изобарная теплоемкость; Ja – число Якоба; j – массовый поток; h_{fv} – теплота фазового перехода; m – модуль роста; m_* – модифицированный модуль роста; p – давление; Δp – перепад давлений; R – радиус пузырька; r – радиальная координата; S – число Стефана; T – температура; ΔT – перепад температур; t – время; u – скорость; q – тепловой поток.

Греческие символы: β – коэффициент испарения-конденсации; ε – отношение плотностей фаз; Δp – перепад давлений; ρ – плотность; ΔT – перепад температур; λ – теплопроводность; μ – динамическая вязкость; ν – кинематическая вязкость; ψ – фактор интенсификации.

Нижние индексы: f – жидкость; v – пар; ∞ – на бесконечности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Prosperetti A. Bubbles. Phys. Fluids. 2004. Vol. 16. Paper 1852.
2. Lohse D. Bubble Puzzles. Nonlinear Phenomena in Complex Systems. 2006. V. 9. № 2. P. 125–132.
3. Besant W.H. Hydrostatics and hydrodynamics. London: Cambridge University Press Art. 1859. Art. 158.
4. Brennen C.E. Cavitation and Bubble Dynamics. Oxford: Oxford University Press. 1995. 282 p.
5. Prosperetti A., Plesset M.S. Vapor-bubble growth in a superheated liquid. Journal of Fluid Mechanics. 1978. V. 85. № 2. P. 349–368.
6. Stojanovic A.D., Belosevic S.V., Crnomarkovic N.D., Tomanovic I.D., Milicevic A.R. Nucleate pool boiling heat transfer: Review of models and bubble dynamics parameters. Thermal Science. 2022. V. 26. № 1. P. 157–174.
7. Straub J. Boiling heat transfer and bubble dynamics in microgravity. Advances in Heat Transfer. 2001. V. 35. P. 57–172.
8. Picker G. Nicht-Gleichgewichts-Effekte beim Wachsen und Kondensieren von Dampfblasen. Dissertation. Technische Universität München. München: 1998.
9. Лабунцов Д.А. Современные представления о механизме пузырькового кипения жидкостей. В кн.: Теплообмен и физическая газодинамика: М.: Изд-во АН СССР. С. 98–115. 1974.
10. Муратова Т.М., Лабунцов Д.А. Кинетический анализ процессов испарения и конденсации. Теплофизика высоких температур. 1969. Т. № 5. С. 959–996.
11. Scriven L.E. On the dynamics of phase growth. Chem. Eng. Sci. 1959. V. 10. № 1/2. P. 1–14.
12. Авдеев А.А., Зудин Ю.Б. Тепловая энергетическая схема роста парового пузырька. Теплофизика высоких температур. 2002. Т. 40. № 2. С. 292–299.
13. Plesset M.S., Zwick S.A. The growth of vapor bubbles in superheated liquids. J. Appl. Phys. 1954. V. 25. P. 493–500.
14. Birkhoff G., Margulis R., Horning W. Spherical bubble growth. Phys. Fluids. 1958. V. 1. P. 201–204.
15. Карташов Э.М. Аналитические методы в теории теплопроводности твердых тел. Учебное пособие. 1985. 480 с.
16. Карташов Э.М. Теплопроводность при переменном относительном коэффициенте теплообмена. Известия РАН. Энергетика. 2015. № 2. С. 138–149.
17. Winter J. Kinetik des Blasenwachstums. Dissertation. Technische Universität München. München: 1997.
18. Shepherd J.E., Sturtevant B. Rapid evaporation at the superheat limit. J. Fluid Mech. 1982. V. 121. P. 379–402.
19. Зудин Ю.Б. Бинарные схемы роста парового пузыря. Инженерно-физический журнал. 2015. Т. 88. № 3. С. 559–569.
20. Зудин Ю.Б., Уртенев Д.С., Устинов В.С. Неравновесные эффекты на межфазной границе. М.: Изд-во “Перо”. 2021.

**Limiting and Binary Schemes of Vapor Bubble Growth
in an Infinite Volume of Liquid**

Yu. B. Zudin^{a, *} and D. S. Urtenov^a

^aNational Research Centre "Kurchatov Institute", Moscow, Russia

**e-mail: yzudin@gmail.com*

The problem of spherically symmetric growth of a vapor bubble in an infinite volume of a uniformly superheated liquid is considered. The concept of limiting growth schemes, each of which is determined by the influence of a single physical factor, is put forward. An analytical approximation of the Scriven integral is proposed, its asymptotics are analyzed. Analytical solutions for binary growth schemes with due account of the influence of two physical factors on bubble growth are obtained.

Keywords: vapor bubble, limiting growth schemes, physical factor, asymptotics, binary growth schemes