

Известия

ISSN 0002-3310

Российской академии наук

ЭНЕРГЕТИКА



НАУКА
— 1727 —

2024

4

СОДЕРЖАНИЕ

Обеспечение балансовой надежности при планировании развития электроэнергетических систем: методическое, информационное и нормативно-правовое наполнение <i>Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев</i>	3
Определение мест повреждений на воздушных линиях электропередачи с применением многогипотезного последовательного анализа и алгоритма Армитажа <i>А. Л. Куликов, П. В. Илюшин, А. А. Лоскутов</i>	19
Особенности управления электропотреблением в сложных производственных системах <i>Б. В. Папков, П. В. Илюшин, А. Л. Куликов</i>	36
Влияние прогнозируемых условий развития электроэнергетики на региональные различия в стоимости электроэнергии <i>Д. Ю. Кононов</i>	51
Усовершенствованная методика расчета выгорания топлива в пылеугольных топках <i>Е. А. Бойко, С. В. Пачковский, К. В. Лебедев</i>	64
Расчетное исследование конвективного переноса тепла между активной зоной и парогенератором ВВЭР при тяжелой аварии с потерей теплоотвода ко второму контуру <i>К. С. Долганов, А. А. Крутиков, А. В. Николаева</i>	88

CONTENTS

Ensuring balance reliability in planning the development of electric power systems: methodological, informational and regulatory content <i>Yu. Iy. Chukreev, M. Yu. Chukreev</i>	3
Fault location on overhead power lines using multi-hypothesis sequential analysis and the Armitage algorithm <i>A. L. Kulikov, P. V. Ilyushin, A. A. Loskutov</i>	19
Features of power consumption management in complex production systems <i>B. V. Papkov, P. V. Ilyushin, A. L. Kulikov</i>	36
The effect of projected conditions of expansion planning in the electric power industry on regional disparities in the cost of electricity <i>D. Yu. Kononov</i>	51
Improved method for calculating fuel burnout in pulverized coal furnaces <i>E. A. Boyko, S. V. Pachkovsky, K. V. Lebedev</i>	64
Numerical study of convective heat transfer between core and steam generator in severe accident with loss of heat removal to secondary side of VVER reactors <i>K. S. Dolganov, A. A. Krutikov, A. V. Nikolaeva</i>	88

УДК 621.311.019.3

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: МЕТОДИЧЕСКОЕ, ИНФОРМАЦИОННОЕ И НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ НАПОЛНЕНИЕ

© 2024 г. Ю. Я. Чукреев*, М. Ю. Чукреев

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федерального
исследовательского центра «Коми научного центра Уральского отделения Российской
академии наук», Сыктывкар, Россия*

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

Поступила в редакцию 22.02.2024 г.

После доработки 16.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Рассмотрены этапы совершенствования методического и модельного обеспечения задачи балансовой надежности электроэнергетических систем за последние годы с позиций обоснования уровней резервирования. Приводятся анализ разработанных и утвержденных Минэнерго РФ новых методических указаний по проектированию развития энергосистем и возможное влияние их применения на принимаемые решения в современных условиях.

Ключевые слова: прогнозирование развития энергосистем, балансовая надежность, методические указания, резерв мощности

DOI: 10.31857/S0002331024040015

ВВЕДЕНИЕ

Планированию развития электроэнергетических систем (ЭЭС) во все времена уделялось должное внимание. К 90-м годам прошлого столетия была реализована иерархическая система, в рамках которой разрабатывалась стратегия развития генерирующих источников и линий электропередачи на перспективу от 5 до 20 лет. Методы, реализованные в программных разработках, позволяли решать задачи, связанные с управлением развития ЭЭС бывшего СССР. Решение задач прогнозирования потребности в электрической энергии и мощности; оптимизации перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети и сегодня используют накопленный ранее опыт. К сожалению, этого нельзя сказать о решении задачи балансовой надежности ЭЭС, являющейся неотъемлемой частью эффективного развития отрасли.

Под балансовой надежностью в задаче управления развитием ЭЭС понимается ее способность обеспечивать спрос на электроэнергию и мощность потребителей

в пределах заданных ограничений на поставки энергоресурсов с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе ее элементов. Важно отметить, что к задачам балансовой надежности относятся лишь те, *решение которых связано с необходимостью учета отказов системы* из-за аварийных повреждений оборудования и случайных отклонений нагрузок, вызванных в основном температурным фактором. Отличие балансовой надежности от других (режимной, структурной) состоит в том, что случайные состояния, вызванные незапланированными перерывами, могут продолжаться несколько десятков суток (внеплановый ремонт оборудования). При этом глубина возможного дефицита мощности может достигать значительных величин (десятки ГВт), когда несколько крупных генераторов выходят в аварийный ремонт. Примером может служить авария на Саяно-Шушенской ГЭС.

В разделе «Методические основы исследования балансовой надежности электроэнергетических систем» монографии [1], подготовленной по итогам работы семинара по методическим вопросам надежности больших систем энергетики отмечалось, что в силу известных причин задача балансовой надежности в нашей стране с 1990 по 2010 годы практически не развивалась. В монографии был приведен анализ имеющихся в нашей стране и за рубежом подходов к решению задачи оценки показателей балансовой надежности и ее синтеза, а также сущность критериев принятия управленческих решений по обоснованию планируемых величин резервов мощности. На основании этого анализа были выявлены проблемные вопросы применительно к условиям перехода от централизованной системы управления к новой парадигме многостороннего процесса в условиях цифровизации, многокритериальности и множественности интересов. В основном они сводились к следующему:

- формирование вероятностных показателей периодичности и продолжительности отдельных видов ремонтов (капитальных, средних, текущих и аварийных) для серийно выпускаемого оборудования;
- формирование вероятностных характеристик изменения нагрузки, вызванных в основном температурным фактором;
- обоснование под новые условия управления отраслью критериев принятия управленческих решений с позиций обеспечения балансовой надежности;
- формирование моделей расчетной схемы ЕЭС России для исследования различных задач балансовой надежности.

В представленном ниже материале авторы позволили себе провести краткий анализ новых методических разработок за последнее время (примерно с 2010 г.) с позиций их применения для обеспечения балансовой надежности ЕЭС России. В этом направлении приведен критический анализ утвержденных Минэнерго России в конце 2022 г. Методических указаний по проектированию развития энергосистем (далее МУ) [2] и возможных последствиях их применения.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАЧИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

Снижение интереса к задаче обеспечения балансовой надежности в период 90-х годов прошлого столетия и до 2010 г. в нашей стране в первую очередь можно объяснить резким снижением электропотребления (в разных регионах от 10 до

40%) и, конечно, реформированием отрасли со всеми вытекающими из этого последствиями. Толчком для дальнейшего развития исследований в области обеспечения балансовой надежности послужило Постановление Правительства РФ № 1172¹ в части проведения процедуры долгосрочных конкурентных отборов мощности. Эта процедура ориентирована на определение оплачиваемой генерирующей мощности на оптовом рынке, т.е. на выявление неэффективных генераторов. Этот процесс в значительной степени зависел от параметра спроса на мощность в планируемых на перспективный период балансах мощности. Участвующие в процедуре долгосрочных конкурентных отборов мощности и не прошедшие отбор генерирующие источники не подлежали оплате и, при согласовании с Минэнерго России, могли быть демонтированы.

Первая попытка, направленная на формирование новых подходов к обоснованию уровня нормативного резерва мощности, являющегося одной из составных частей величины спроса на мощность, была предпринята СО ЕЭС в 2011 г., т.е. сразу после отмеченного выше Постановления. И это не случайно, т.к. СО ЕЭС в соответствии с законом «Об электроэнергетике» был ответственным за обеспечение надежности электроснабжения потребителей. Институту «Энергосетьпроект» была заказана НИР² по совершенствованию разработанных ими же, но устаревших методических рекомендаций (МР) по проектированию развития энергосистем 2003 г. [3].

По прошествии времени (более 10 лет) можно констатировать, что выполнение такой работы было преждевременным. И связано это в первую очередь с информационной несостоятельностью после более чем десятилетнего периода застоя в области исследований балансовой надежности. За этот период существенно изменились условия функционирования генерирующего оборудования, изменились возможности представления перспективных режимов электропотребления, подходы к формированию моделей расчетной схемы ЕЭС России. Поэтому неудивительно, что полученные при содействии нашего Института процентные величины нормативного резерва генерирующей мощности (столбец 2, табл. 1) в незначительной степени отличались от показателей, полученных в МР 2003 г. (столбец 6, табл. 1). Это же можно сказать и о результатах, скорректированных Институтом Энергосетьпроект (столбец 3). Следующий столбец отражает веяния нового времени в отношении ремонтного резерва, привнесенные Заказчиком работы. И, наконец, 5-й столбец некое компромиссное решение, представленное Заказчиком работы для утверждения в Минэнерго России. По причинам, обозначенным выше (информационное наполнение и необоснованное завышение ремонтной составляющей резерва), разработанные МУ не были утверждены.

С 2012 по 2014 гг. по заданию СО ЕЭС были проведены исследования задачи балансовой надежности и в большей степени только одной ее составляющей – задачи оценки ее показателей. По большому счету в них была предпринята попытка решения проблем, поставленных в упомянутой монографии [1] и приведенных во

¹ Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 19.01.2018) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

² Методические указания по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2011 г., одобрены НП «НТС ЕЭС» Секция. «Техническое регулирование в электроэнергетике», 20 июля 2012 г., не утверждены Минэнерго России.

введении настоящей статьи. Напомним, что процесс определения показателей балансовой надежности требует решения как минимум двух этапов. Первый состоит в формировании теми или иными методами случайных состояний генерирующей мощности, вызванных ненадежностью оборудования и нагрузки из-за ее случайных колебаний для определенного ее дискретного изменения (обычно часа). На втором этапе решается задача потокораспределения для сформированного вектора случайных параметров генерации и нагрузки территориальных зон ЕЭС России с учетом ограничений на перетоки мощности по связям их соединяющих.

Решение первого этапа требует определенного информационного наполнения для формирования моделей формирования случайных изменений генерирующей мощности и режима электропотребления (нагрузки). Существование значительных избытков мощности стали основанием перехода генерирующими компаниями после реформирования электроэнергетики в начале 2000-х годов к планированию и проведению ремонтов по так называемому состоянию оборудования. Можно сказать, что после этого роль нормативных показателей продолжительности и периодичности плановых ремонтов [4] утратила свою силу. В современных условиях величина ремонтного снижения мощности определяется не столько нормами на проведение плановых ремонтов, сколько техническими и финансовыми возможностями энергокомпаний с учетом режимно-балансовой ситуации в энергосистеме и правилами оптового рынка электрической энергии (мощности). Как раз этим и объясняется позиция СО ЕЭС в отношении плановых ремонтов (10.51% в табл. 1). Эти изменения в планировании ремонтов естественным образом сказались и на изменении существующих в постсоветский период вероятностных показателей вывода во внеплановый ремонт генерирующего оборудования [4]. В этой части на основе анализа ретроспективных данных о работе каждого типа генерирующего оборудования была актуализирована эта информация.

В части формирования модели режима электропотребления применительно к задаче оценки показателей балансовой надежности были обоснованы методические подходы, позволяющие на основе анализа ретроспективной информации, определить форму суточных графиков и характеристик случайных отклонений от

Таблица 1. Составляющие полного резерва мощности для ЕЭС России (без ОЭС Востока) в процентах к максимуму нагрузки

Параметр	ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН	Институт Энергосеть- проект	Предложения «СО ЕЭС»	Не утвержденные МУ 2012 г.	МР 2003 г.
1	2	3	4	5	6
Нормативный резерв,	15.04 / 15.55	16.70	22.18	20.5	16.06
в т.ч. без учета стратегического	12.96 / 13.47	14.62	19.81	17.5	13.98
– ремонтный	4.04	5.56	10.51	6.8	4.04
– стратегиче- ский	2.08	2.08	2.37	3.0	2.08
– оперативный	8.92 / 9.43	9.3	9.3	10.7	9.94

среднечасовых значений, вызванных колебаниями температуры применительно к территориальным зонам расчетной модели ЕЭС России. Это позволило осуществить формирование режимов электропотребления и его случайных изменений в хронологическом по часам года виде [5, 6, 8, 9].

Решение второго этапа оценки показателей балансовой надежности требует проведения для всего множества сформированных случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки их оценки на предмет определения возможного дефицита мощности в них. Понятно, что получение адекватного достоверного результата требует формирования огромного множества случайных состояний, и поэтому их оценка должна проводиться с применением эффективных алгоритмов. Практическое отсутствие при планировании развития ЕЭС России даже на среднесрочную перспективу информации о реактивной мощности в совокупности с требованием быстрого решения задачи потокораспределения стало основанием широкого применения для этих целей методов линейного программирования.

Развитие вычислительной техники и информатизация энергосистем позволили более детально подойти к процессу формирования модели расчетной схемы ЕЭС России. Наметилась тенденция к увеличению модели расчетной схемы ЕЭС России. Если при обосновании величины нормативного резерва мощности в МР 2003 г. использовалась модель ЕЭС в виде 7 территориальных зон, представляющих ОЭС, то при решении этой же задачи в неутвержденных МУ 2012 г. применялась уже модель с 50-ю территориальными зонами. Позже СО ЕЭС была разработана схема с 56-ю зонами, а в СиПР ЕЭС на 2024–2029 гг. модель ЕЭС без ОЭС Дальнего Востока составляла уже 100 территориальных зон. Понятно, что в таких моделях требовалось решать задачу с учетом ограничений не только первого, но и обоих законов Кирхгофа [5, 6, 7, 9].

В 2016 г. по заданию СО ЕЭС на разработанной в нашем Институте методической основе оценки показателей балансовой надежности были выполнены исследования по обоснованию величины оперативного резерва мощности ЕЭС страны. Была использована актуализированная, отмеченная выше, исходная информация по вероятностно-определенным показателям работы генерирующего оборудования и случайным изменениям нагрузки. Исследования проводились для представленной заказчиком работы модели расчетной схемы ЕЭС России из 6 территориальных зон, представляющих объединенные энергосистемы (ОЭС) с транзитной зоной Казахстана (без ОЭС Дальнего Востока). Принятие такой модели расчетной схемы, а не модели с дроблением ОЭС на отдельные территориальные зоны, как в упомянутой выше работе Института «Энергосетьпроект», можно объяснить результатами, приведенными в столбце 2 табл. 1. В числителе дроби приведены величины полного и оперативного резервов мощности при числе территориальных зон, равном числу ОЭС, в знаменателе – равном 50-ти. Как видно, отличия в уровнях оперативных резервов мощности по ЕЭС в целом незначительны, на уровне 0.5 процента от максимума нагрузки.

Исследования показали, что представление режима электропотребления в модельно-программных разработках, применяемых в отечественной и зарубежной практике, оказывает значительное влияние на показатели балансовой надежности и, следовательно, на обоснование величин оперативного резерва мощности [10–13]. Для обоснования величины оперативного резерва мощности во всех редакциях Методических указаниях по проектированию развития энергосистем использовался нормативный показатель балансовой надежности в виде интегральной вероятности

отсутствия дефицита мощности (ρ_n). Этот показатель был введен в 60-е годы прошлого столетия в монографии И.М. Марковичем [14], и его нормативное значение было обосновано величиной $\rho_n = 0.999$. Это значение соответствует интегральной вероятности появления дефицита мощности $J_d^H = 1 - \rho_n = 0.001$. В той же монографии на стр. 143, пусть и достаточно упрощенно, но показана связь J_d^H с принятым в США нормативным значением показателя длительности потери нагрузки в сутках в течение года — *Loss of Load Expectation* — $LOLE_n$ [11, 12], равным 0.1 сут./год. Более подробно эта взаимосвязь приведена в работах [15, 16]. В странах Западной Европы в качестве нормативного показателя балансовой надежности принимается среднее число часов дефицита мощности в год или длительность потери нагрузки в часах — *Loss of Load Hours* — $LOLH_n$. Его значения в часах в год принято во Франции — 3, в Великобритании и Нидерландах — 4, в Ирландии — 8, в Скандинавских странах — 9. Если принятый тогда нормативный показатель $J_d^H = 0.001$ перевести в часы, то $LOLH_n = 8.76$ ч/год (8760×0.001). Как видно, это значение достаточно хорошо согласуется с приведенными выше значениями в странах Запада.

Следует напомнить, что значение нормативного показателя балансовой надежности в виде $J_d^H = 0.001$ было получено при учете режима электропотребления в виде годового графика нагрузки с учетом 8760 ч ступеней его изменения. В 80-х годах прошлого века его значение было скорректировано до значения $J_d^H = 0.004$ или $\rho = 0.996$. По официальной версии это было вызвано увеличением показателя удельных замыкающих затрат в развитие генерирующей мощности более чем в 4 раза [17]. На наш взгляд, определенную роль в изменении значения нормативного показателя сыграл и тот факт, что в модельном обеспечении задачи балансовой надежности произошел переход от рассмотрения ЭЭС в виде концентрированной системы к многозонной ЭЭС с территориальными зонами в виде ОЭС. Такое представление модели расчетной схемы ЭЭС привело к значительному усложнению расчетов показателей балансовой надежности, связанных в первую очередь с необходимостью решения задачи потокораспределения с учетом ограничений по пропускной способности связей между территориальными зонами. Все это в совокупности послужило основанием к принятию различного рода упрощений, в том числе и представлению режима электропотребления не годовым часовым графиком нагрузки, а одним суточным графиком нагрузки декабря месяца, длящегося в течение 250 рабочих дней года. Это нельзя считать нововведением в моделях, используемых в Северной Америке, также учитывается описание режима электропотребления не всеми часами, а только одним максимальным часом суток. Тем самым при определении показателя $LOLE$ рассматривается не 8760 дискретных величин изменения нагрузки, а только 365.

В последнее десятилетие идет процесс возврата к учету электропотребления в виде годового графика нагрузки с 8760 значениями их часовых изменений [2, 6]. В частности, как уже отмечалось, актуализирована информация по формам суточных графиков и по параметрам случайных отклонений нагрузки от их среднечасовых значений, вызванных влиянием температурного фактора. И что более важно, с позиций влияния на результат обоснования резерва мощности, впервые был учтен фактор коррелированности этих случайных изменений нагрузки между рассматриваемыми территориальными зонами расчетной модели ЭЭС России [8], чего в постсоветский период и при разработке МУ 2012 г. не было. Можно констатировать, что, хотим мы этого или нет, но все это естественным образом

должно повлиять и на величины нормативных показателей балансовой надежности и возврату их на уровень трех девяток, а может даже и чуть выше. В противном случае показатели балансовой надежности территориальных зон ЕЭС России в оптимально спроектированной системе будут в значительной степени отличаться от принятых за рубежом. Это можно было бы и допустить, но что более важно, в этом случае требуемые величины оперативного резерва мощности, предназначенные для компенсации внеплановых выводов в ремонт генерирующего оборудования, будут значительно занижены. Нами были сделаны рекомендации к изменению нормативных значений к показателям балансовой надежности в зависимости от принимаемых условий учета режима электропотребления [10, 13, 18]. К сожалению, они не нашли должного отражения в утвержденных нормативных значениях показателей балансовой надежности для территориальных зон в виде вероятности бездефицитной работы $\rho_{\text{н.}} = 0.996^3$ или вероятности появления дефицита мощности $J_{\text{д}}^{\text{н}} = 1 - \rho_{\text{н.}} = 0.004$.

Результаты по уровням оперативных резервов мощности, полученные при использовании для моделирования режима электропотребления различных подходов – как в МУ 2003 г. и как в Национальном стандарте [6] новых МУ 2022 г. [2], приведены в табл. 2. Плановые ремонты генерирующего оборудования приняты величиной 8.87%. Результаты табл. 2 показывают, что учет корреляционной зависимости температурного фактора приводит к значительному повышению величины оперативного резерва мощности при различном представлении режима электропотребления на 3.13% (9.99 и 6.86 %) и 2.08% (6.74 и 4.66%). Хотелось бы обратить внимание на более чем 2-процентное уменьшение величин оперативного резерва мощности, приведенных в столбце 2 табл. 2 (6.86%) по отношению к столбцу 2, табл. 1 (8.92%). Это обусловлено в первую очередь актуализацией вероятностно-определенной исходной информации по работе генерирующего оборудования и характеристик электропотребления. Это привело к снижению математического ожидания внеплановых (аварийных) выводов в ремонт генерирующего оборудования с 3.68%, полученных на информации [4], до 2.77%, полученных после актуализации информации. Определенную роль на снижение сыграло и то обстоятельство, что в расчетах показателей, приведенных в табл. 1, величина резерва 8.92% получена

Таблица 2. Влияние различного представления режима электропотребления на составляющие нормативного резерва мощности

Параметр	График нагрузки – декабрьские сутки		График нагрузки – 8760 часов	
	Без корреляции	С корреляцией	Без корреляции	С корреляцией
1	2	3	4	5
Нормативный резерв	15.73	18.86	13.53	15.61
– оперативный	6.86	9.99	4.66	6.74
– ремонтный	8.87	8.87	8.87	8.87

³ Приказ Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

при совместной оптимизации резерва мощности и пропускной способности связей, а величина 6.86% получена при достаточно избыточных их величинах.

В феврале 2018 г. на базе «НП Совет рынка» был открыт конкурс по разработке Порядка определения резерва генерирующей мощности ЕЭС России. В марте того же года победителями конкурса были признаны два академических Института РАН: ИСЭМ СО РАН и ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН. В соответствии с условиями Договора работа должна была быть выполнена в течение 6–8 месяцев, однако по непонятным причинам затягивалась. В декабре 2018 г. ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, в силу реорганизации и вхождения в ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, вышел из контракта (официальная версия). Работа с ИСЭМ СО РАН продолжалась, и только к концу 2020 г. результаты были приняты заказчиком работы. Полученные ИСЭМ СО РАН результаты по величинам уровней нормативного резерва генерирующей мощности для ЕЭС России (примерно 13%)⁴ согласовывались с исследованиями ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (табл. 1, 2-я строка, 2-й столбец). Следовало бы предположить, что предложенный ИСЭМ СО РАН порядок определения величины нормативного резерва генерирующей мощности должен был стать основой новых методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

Практически все наработанные с 2012 по 2016 гг. в рамках выполнения работ с СО ЕЭС по методическому обеспечению задачи балансовой надежности, в том числе и учету территориальной корреляции случайных изменений, вызванных колебаниями температуры, в той или иной форме вошли в Национальный стандарт РФ [6]. Это можно отнести к положительным моментам проведенных исследований. Следует отметить, что результаты этих исследований частично были представлены в монографии [5] и работах [13, 18, 19]. К сожалению, проведенные исследования ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН и ИСЭМ СО РАН не нашли понимания СО ЕЭС и Минэнерго России по вопросам обоснованных величин нормативного резерва мощности. Можно предположить, что именно поэтому не стали основой разработки новых МУ.

АНАЛИЗ НОВЫХ МУ 2022 г. С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

В новых МУ в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ от 26.03.2003 принята двухуровневая модель планирования, направленная на разработку двух программных документов — Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы и программы развития (СиПР) электроэнергетических систем России. Обоснование решений по обеспечению балансовой надежности при разработке этих программных документов, так или иначе, сопряжено с особенностями формирования баланса мощности и методическими положениями оценки и обеспечения балансовой надежности. Этим вопросам посвящены две главы (V и VI) МУ.

Балансы мощности изначально подразумевают наличие равенства между приходной (генерация) и расходной (потребление) ее частями. В самом начале главы отмечается, что при формировании балансов мощности должен учитываться расчетный резерв, понятие которого в дальнейших пунктах этой и последующих глав МУ не встречается. Вместо этого вводится понятие (п. 87) требуемой мощности

⁴<http://isem.irk.ru/news/article-2021-03-19>

электростанций для обеспечения баланса мощности ($P_{\text{треб.}}$). Ее определение осуществляется из условий обеспечения нормативного показателя балансовой надежности ($\rho_{\text{норм.}}$) (п. 113). При этом совершенно очевидно, что разница между $P_{\text{треб.}}$ и величиной потребности в мощности ($P_{\text{потр.}}$) (п. 82) как раз и есть тот самый расчетный или нормативный резерв генерирующей мощности. Следует особо подчеркнуть, что понятие требуемой мощности вводится только в рамках разработки (актуализации) Генеральной схемы. Для разработки СиПР это понятие, как и понятия избытка и баланса мощности, полностью игнорируются.

Отличительной особенностью новых МУ 2022 г. является введение в них специальной главы «Обеспечение балансовой надежности». В предыдущих редакциях МУ и МР балансовая надежность обеспечивалась выполнением требований к величинам нормативного резерва генерирующей мощности территориальных зон в виде ОЭС в ЕЭС России. Их величины определялись путем многовариантных расчетов ЕЭС и приводились процентом от максимальной нагрузки [4]. Новые МУ направлены на выработку управленческих решений в результате расчета показателей балансовой надежности в виде вероятности бездефицитной работы (ρ) для каждого конкретного варианта развития ЕЭС России. При этом следует отметить, что все расчеты предполагается проводить специалистами СО ЕЭС. Для этого ими формируется исходная вероятностно определенная информация об аварийности оборудования, нормах на все виды ремонтов, случайных отклонениях нагрузки от температуры, в том числе и их корреляция по территориальным зонам, и многое другое. Ими же на основе анализа критических сечений формируется модель расчетной схемы ЕЭС России под задачу балансовой надежности с ограничениями по пропускной способности межсистемных связей и сетевыми коэффициентами для учета ограничений режима. Важно отметить, что сосредоточение всей информации в одной организации (СО ЕЭС) не позволит каким-либо образом проводить обсуждение полученных результатов и, главное, провести всесторонний анализ принятых решений при формировании Генеральной схемы развития ЕЭС России с учетом балансовой обеспечения надежности. Научные и проектные организации в этом случае полностью выпадают из обсуждения полученных результатов.

Важно отметить, что при разработке обоих программных документов предусмотрена возможность увеличения резервов мощности территориальных зон и пропускных способностей связей ЕЭС России (п. 115). В тоже время решение актуальных для современной электроэнергетики вопросов выявления неэффективных генерирующих мощностей (п. 116) и их демонтажа (п. 117) может решаться только при разработке или актуализации Генеральной схемы.

В новых МУ алгоритмы принятия решений по обоснованию требуемой мощности ($P_{\text{треб.}}$) и, следовательно, нормативного резерва генерирующей мощности территориальных зон ЕЭС не претерпели существенных изменений по отношению к МР 2003 г. Они сводятся к выполнению нормативных требований к показателям балансовой надежности территориальных зон, т.е. $\rho > \rho_{\text{н}}$ (сегодня $\rho_{\text{н}} = 0.996$). Этого нельзя сказать о методике решения задачи оценки показателей балансовой надежности, где изменения достаточно значительные. Связаны они в основном с повышением информационной обеспеченности. При этом четкого изложения подходов к учету особенностей режимных ограничений работы различных типов электростанций (особенно ГЭС, ВЭС и СЭС) при оценке показателей балансовой надежности и обосновании величины ремонтного резерва мощности в данном разделе МУ не приведено.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ, ПРЕДЛОЖЕННЫХ В НОВЫХ МУ НА ПРИНИМАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

К изменениям, в аспекте вышесказанного, следует отнести новые подходы к учету:

- режимов электропотребления, в том числе корреляции ее случайных отклонений, вызванных температурным фактором (пп. 97, б, 106);
- законов Кирхгофа (п. 109);
- модели расчетной схемы ЕЭС России (п. 98).

Влияние этих изменений достаточно хорошо апробированы и частично опубликованы [5, 6]. В тоже время вошедшие в новые МУ положения, касающиеся вопросов учета плановых ремонтов оборудования (п. 102) и представления мощности ВИЭ, в том числе ГЭС (п. 83, д, ж), не апробировались, но публикации в этом направлении были [20, 24].

Ниже кратко приведен анализ влияния представления информации в моделях оценки показателей балансовой надежности на принимаемые решения по развитию и демонтажу генерирующего оборудования.

Представление режима электропотребления. Во множестве публикаций [5, 10, 18] было показано влияние различного представления режима электропотребления на принимаемые решения. Напомним, что в МР 2003 г. режим электропотребления представлялся одним суточным графиком нагрузки декабря месяца, длящимся календарный год. В новых МУ [2], как и в Национальном стандарте [6], режим электропотребления представляется годовым почасовым графиком нагрузки с учетом всех 8760 часов ее изменения.

Нормативный показатель балансовой надежности для территориальных зон надежности ЕЭС в соответствии с отмеченным Приказом Минэнерго № 321 остается до 2027 г. неизменным и, как в старых МР 2003 г., равным $\rho_{н.} = 0.996$. В табл. 2 (столбцы 4 и 5) приведены величины оперативного резерва мощности для условий выполнения принятого нормативного показателя балансовой надежности во всех территориальных зонах ЕЭС России и предложенной в новых МУ 2022 г. методики учета режима электропотребления с корреляцией температурного влияния и без нее. Как видно, величины оперативного резерва мощности значительно отличаются от величин, полученных при использовании применяемых в МР 2003 г. принципах учета режима электропотребления (столбцы 2 и 3).

Модель расчетной схемы ЕЭС и учет законов Кирхгофа. В новых МУ предлагается использование модели с большим числом зон надежности, чем при разработке МР 2003 г. и с условием выполнения при расчете случайно сформированных состояний генерирующей мощности и нагрузки обоих законов Кирхгофа. Пропускные способности связей, соединяющих выделенные в модели расчетной схемы ЕЭС территориальные зоны, определяются расчетным путем на основе заданных ограничений передачи мощности в выделенных сечениях. Исследования, приведенные в ряде публикаций, например [5] показывают на достаточные расхождения в оценке дефицита мощности при использовании разных моделей оценки потокораспределения на отдельных случайных состояниях. В тоже время при оптимизации $P_{\text{треб.}}$ эти расхождения становятся не столь значительными за счет возможности перераспределения генерирующей мощности между зонами надежности в модели расчетной схемы ЕЭС России. Экспериментальные расчеты

показывают, что увеличение зон надежности расчетной модели ЕЭС может привести к увеличению оперативного резерва мощности на величину, не превышающей более 0.5% от максимума нагрузки (числитель и знаменатель столбца 2 табл. 1), учет обоих законов Кирхгофа максимум на 0.2% [21].

Учет плановых ремонтов оборудования. Приведенные в новых МУ подходы к учету плановых ремонтов генерирующего оборудования незначительно отличаются от методики, применяемой в МР 2003 г., и основываются на «вписывании» необходимой ремонтной площадки в сезонный провал нагрузки. В новых МУ в этом отношении для отдельных типов генераторов (не всех) приведены некоторые пояснения к планированию ремонтов. Применение приведенной методики возможно только при наличии графиков сезонных (помесечных) снижений нагрузки в выделенных территориальных зонах модели расчетной схемы ЕЭС России или хотя бы на уровне ОЭС. К сожалению, подобная информация недоступна для большинства исследователей.

Следует отметить, что в отчетных документах СО имеется информация о проведении всех типов ремонтов на уровне ОЭС. На основании их обработки за определенное время можно получить среднестатистические данные о выводе в ремонт генерирующего оборудования по территориальной зоне в виде ОЭС, без ее дробления на отдельные подсистемы. В соответствии с [10] на 2021 г. все типы плановых ремонтов генерирующего оборудования составляют величину 8.87% от максимума нагрузки. При этом примерно половина приходится на капитальные и средние ремонты, что значительно выше таковых в МР 2003 г.

Важно отметить, что полученные среднестатистические данные характеризуют работу всего состава генерирующего оборудования. Как уже отмечалось, сегодня ЕЭС России характеризуется значительными избытками мощности, и поэтому эти данные надо скорректировать на реально работающий состав, т.е. без учета избыточного. Как показано в работе [22], это приведет к уменьшению величины ремонтного резерва мощности на 1.5–2 процента от максимума нагрузки.

Представление мощности ВИЭ, в том числе ГЭС. В новых МУ 2022 г., как и в МР 2003 г., располагаемые мощности ГЭС и ВИЭ принимаются равными установленным величинам, за минусом ограничений, вызванных техническими и режимными параметрами (п. 83, д, ж). Конкретных исследований по такому представлению этих типов станций в литературе не имеется. При проведении процедуры долгосрочных конкурентных отборов мощности, нормативный резерв генерирующей мощности в ОЭС Сибири увеличивался на 8.55% от максимума нагрузки из-за ограничений режимного характера ГЭС. Приведенные в [23] исследования показали на необходимость снижения данной величины до значения, не превышающего 4.5%. Исследования по ВИЭ ОЭС Юга [24] показали, что влияние этих типов станций на величину нормативного резерва генерирующей мощности необходимо учитывать при их доле в выработке электроэнергии, превышающей 5-ти процентный барьер. Этого сегодня в ЕЭС не наблюдается.

На основании представленных в данном и первом (табл. 1 и 2) разделах выкладок и результатов вытекает следующее. Влияние изменения представления исходной информации в новых МУ 2023 г. при существующих нормативных требованиях к показателям балансовой надежности ($\rho_{н.} = 0.996$) приведет примерно к тем же параметрам требуемой мощности ($P_{\text{треб.}}$) или, что тоже самое, нормативного резерва

генерирующей мощности, что были и в МР 2003 г. Это утверждение вытекает из многочисленных расчетов учета или не учета перечисленных выше факторов. Величина нормативного резерва генерирующей мощности для ЕЭС страны будет колебаться в пределах от 13.5 до 16.5%.

Так, если в приведенном примере за базовый расчет оперативного резерва мощности принять величину 6.74% (табл. 2, столбец 5), то учет ограничений 2-го закона Кирхгофа привнесет 0.5, а более детализированной модели расчетной схемы еще 0.2% [21]. В тоже время учет избыточного состава генерирующего оборудования [22] уменьшит эту величину как минимум на 1.5%. Даже принимая среднестатистические показатели проведения ремонтов за последние 15 лет величиной 8.87%, получается, что нормативный резерв мощности оценивается величиной $6.74 + 0.5 + 0.2 - 2 + 8.87 = 14.31\%$.

ЧТО ОЖИДАТЬ В АСПЕКТЕ ОБОСНОВАНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ МУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ И СИПР?

Введение в новых МУ раздела по обеспечению балансовой надежности приведет к негативным последствиям в области исследования балансовой надежности и, следовательно, принимаемых решений по развитию отрасли. Причина кроется в сосредоточении и инструментария и информационной составляющей в одной структуре – СО ЕЭС. По инструментарию – методике и программному обеспечению задачи оценки показателей балансовой надежности и обоснования на основе ее решения принимаемых постулатов – никаких публикаций, кроме Национального стандарта и новых МУ [2, 6], и тем более апробаций и сравнения с существующими программными средствами [5, 9] нами не выявлено. Публичные обсуждения принимаемых решений в области обеспечения балансовой надежности при разработке основных программных документов развития отрасли пока не известно и не видится перспектив их в будущем. Причина – невозможность хоть какой-то проверки обсуждаемых в дискуссии вопросов в силу отсутствия возможности использования информации для проверки результатов у научного сообщества.

Частично это уже продемонстрировано в ходе подготовки, обсуждения и утверждения новых МУ. Разрабатывались они в течение всего 2022 г. без обсуждения и привлечения специалистов, занимающихся данной проблемой в нашей стране. Известно, что новые МУ вступили в силу 1 января 2023 г. Интересно, что за двое суток до этой даты, т.е. 30 декабря 2022 г., была актуализирована Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.⁵ Казалось бы, логичнее было это сделать после введения в действие новых МУ. На наш взгляд, принятие такого решения было сопряжено, помимо наличия множества других обстоятельств, еще и требованиями, заложенными в новых МУ, касающиеся необходимости обоснования балансовой надежности при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Совершенно очевидно, что показатели балансовой надежности, при приведенных в материалах актуализированной Генеральной схемы до 2035 г. избытках генерирующей мощности и разработанных на ее основе в 2023 г. материалов СИПР на

⁵ Распоряжение Правительства РФ от 30 декабря 2022 г. № 4384-р.

2023–2028 гг.⁶, будут в большинстве территориальных зон ЕЭС России значительно превышать нормативные значения и приближаться к величинам $\rho = 0.9999$. При актуализации Генеральной схемы на 2035 г. после утверждения новых МУ потребовалось бы довести показатели балансовой надежности (п. 116) до нормативных величин $\rho_n = 0.996$. Напомним, что в новых МУ, это осуществляется многократными расчетами показателей балансовой надежности путем ввода нового или вывода наиболее аварийного из существующего состава генерирующего оборудования. Выведенное генерирующее оборудование при выполнении определенных, не связанных с балансовой надежностью условий п. 117, должно подлежать демонтажу.

Другим свежим примером может служить разработанный и опубликованный в сентябре 2023 г. на сайте СО проект Программы СиПР ЕЭС России на 2024–2029 гг.⁷. Публичное обсуждение проекта проходило в сентябре месяце 2023 г. Как и следовало ожидать, исходной информации по параметрам генераторов, уровням пропускной способности связей и сечений, как и многого другого необходимого для оценки показателей надежности, в представленных материалах не приводится. Из результатов, представленных в приложении 5 СиПР ЕЭС, можно отметить, что расчетные показатели балансовой надежности (ρ) во всех территориальных зонах ОЭС Волги, Северо-Запада и Центра значительно превышают нормативные значения $\rho_n = 0.996$. Они близки к единице $\rho = 0.9999$. При наличии существующих избытков мощности в этих ОЭС другого ожидать и не следовало. Можно было и без проведения расчетов смело ставить в приложении и пять девяток. В ОЭС Урала и Юга, несмотря на наличие существенных избытков мощности, выявлены территориальные зоны, где показатели балансовой надежности оказались ниже нормативного значения ($\rho = 0.985$). Не имея исходной информации, дать объяснения этому не представляется возможным.

Вызывает некоторое недоумение, представленные в Приложении 5 работы СиПР ЕЭС значения показателей балансовой надежности для некоторых территориальных зон ОЭС Сибири и практически для всех в ОЭС Дальнего Востока величинами в пределах от 0.67 до 0.75. В соответствии с методикой, приведенной в утвержденных МУ 2022 г., определение показателей балансовой надежности должно проводиться последовательно для каждого часа, т.е. для 8760 дискретных изменений нагрузки. Если рассмотреть годовой график изменения нагрузки по месяцам года, то по имеющемуся опыту проведения подобных расчетов ограничения нагрузки возможны в основном в осенне-зимний период, длящийся от 3-х до 4-х месяцев. Суточные графики для этих месяцев также имеют неравномерный характер. Опять же опыт показывает, что, как правило, не более 8 из 24-х часов определяют вероятность появления дефицита мощности. Таким образом, получается, что максимальное число часов с возможным появлением дефицитом мощности из-за аварийных вынужденных выводов ремонт оборудования с учетом 22-х рабочих дней в месяце составит $8 \times 22 \times 4 = 704$ ч. Тогда максимальная интегральная вероятность дефицита мощности составит величину $JД = 0.08$ ($704/8760$). Причем такая величина возможна только в случае, когда на всех моделируемых на определенном часе случайных состояниях генерирующей мощности наблюдается ее дефицит, т.е. когда мощность генерации всегда меньше нагрузки. В этом случае вероятность бездефицитной работы должна быть не меньше $\rho = 1 - 0.08 = 0.92$.

⁶ Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 г. «Об утверждении СиПР ЭЭС России».

⁷ <https://www.so-ups.ru/public-discussion-sipr-2024-2029/>

Возникает резонный вопрос, почему в результатах, приведенных в приложении 5 работы СиПР ЕЭС на 2024–2029 гг., приведены величины показателей балансовой надежности $\rho = 0.67$ и $\rho = 0.75$? Величина вероятности бездефицитной работы $\rho = 0.67$ может быть только в том случае, когда 2900 из 8760 часов имеют 100 процентный дефицит мощности для всех моделируемых случайным образом аварийных состояний генерирующей мощности. Такое на практике может быть в случае, когда генерирующая мощность значительно ниже нагрузки. Следует отметить, что низкие показатели балансовой надежности получены для территориальных зон ЭЭС, в которых имеются достаточные избытки мощности и в которых имеются ГЭС. Возникает резонный вопрос, правильно ли в методике оценки показателей балансовой надежности, приведенной в МУ 2022 г., учитывается этот тип станций? В любом случае в любых проектных решениях, когда показатели балансовой надежности территориальных зон, полученные для 2024 г., хуже нормативных значений необходимо их повышать для последующих годов планируемого периода. Судя по приведенным в приложении результатам показателей балансовой надежности этого нет. Показатели балансовой надежности из-за некоторого роста электропотребления для планируемых после 2024 годов только ухудшались.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Надежность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения / А.Ф. Дьяков, В.А. Стенников, С.М. Сендеров и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2014. — 284 с.
2. Методические указания по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г., № 1286).
3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России № 281 от 30 июня 2003 г.).
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1995. 352 с.
5. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
6. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности — нормы и требования. ГОСТ Р 58730–2019.
7. Чукреев Ю.Я. Оценка потокораспределения в идеализации по постоянному току в задаче оценки показателей и средств обеспечения надежности ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.65. — Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2015. С. 430–439.
8. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Чупров В.С. Характеристики режима электропотребления применительно к задачам балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.68. — Иркутск: Исследование и обеспечение надежности систем энергетики — ИСЭМ СО РАН, 2017. С. 328–337.
9. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука, 2015. 224 с.

10. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Показатели балансовой надежности для обоснования составляющих нормативного резерва мощности применительно к современным условиям развития ЕЭС России / Известия РАН. Энергетика. 2022. № 5. С. 22–35.
11. Billinton R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. New York and London: Plenum Press, 1996. 509 p.
12. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
13. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обоснование балансовой надежности ЕЭС России применительно к современным условиям развития электроэнергетики // Известия Коми НЦ УрО РАН. 2018. № 5. — С. 76–81.
14. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969, 51 с.
15. Чукреев Ю.Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2012. № 6. С. 27–38.
16. Кучеров Ю.Н., Чукреев Ю.Я., Пилениекс Д.В., Федоров Ю.Г., Чукреев М.Ю. Проблемы методического и информационного обеспечения задачи оценки балансовой надежности схем развития ЭЭС. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Иваново: ПрессСто, 2011. Вып. 62. С. 17–24.
17. Волькенгау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 320 с.
18. Чукреев Ю.Я. Показатели балансовой надежности и их нормирование при управлении развитием электроэнергетических систем: информационный аспект / Известия РАН. Энергетика. 2015. № 5. С. 33–44.
19. Чукреев Ю.Я., Кучеров Ю.Н. Проблемы обоснования балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Энергетическая политика. 2015. Выпуск 2. С. 3–20.
20. Крупнев Д.С., Пержабинский С.М. Оценка надежности электроэнергетических систем с ветровыми электростанциями // Известия РАН. Энергетика, 2017. № 1. С. 39–47.
21. Чукреев Ю.Я. Влияние моделей оценки состояния в задаче обеспечения балансовой надежности на управленческие решения при планировании ЭЭС / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 74. Надежность систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2023. С. 156–165.
22. Чукреев Ю.Я. Влияние представления генерирующего оборудования и нагрузки на величину нормативного резерва мощности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2021, № 3. С. 27–38.
23. Chukreev Yu., Chukreev M. Impact of the regulatory reserve and capacity demand on the process of justification of the generating sources in respect of the UES Russia management development / E3S Web of Conferences Volume 209, 06002 (2020) ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management.
24. Чукреев Ю.Я. Влияние возобновляемых источников энергии на оценку и обеспечение балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. С. 240–249.

Ensuring Balance Reliability in Planning the Development of Electric Power Systems: Methodological, Informational and Regulatory Content

Yu. Iy. Chukreev*, M. Yu. Chukreev

*Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North,
FRC Komi Scientific Center, Syktyvkar, Russia*

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

The stages of improving the methodological and model support balance reliability problem of electric power systems in recent years from the standpoint of substantiation reservation levels are considered. The analysis new methodological instructions for the design development of energy systems and possible impact of their application on decisions in modern conditions are given the analysis of developed and approved by the Russian Ministry of Energy.

Keywords: prediction the development of power systems, balance reliability, methodological instructions, power reserve

УДК 621.311.1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОГИПОТЕЗНОГО ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА И АЛГОРИТМА АРМИТАЖА

© 2024 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 28.12.2023 г.

После доработки 19.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Применение современных методов определения мест повреждения (ОМП) на воздушных линиях электропередачи (ВЛ), обладающих высокой точностью и быстродействием, позволяет оперативно находить и устранять повреждения. В устройствах ОМП ВЛ разных заводов-изготовителей используются различные физические принципы, а также алгоритмы расчета расстояния до места повреждения. В части алгоритмов ОМП ВЛ используются параметры аварийного режима (ПАР), в других алгоритмах — результаты измерений, основанные на волновых методах. На работу устройств ОМП ВЛ по ПАР влияет множество случайных факторов, определяющих величину ошибки при расчете расстояния до места повреждения. Применяемые в известных устройствах ОМП ВЛ по ПАР методы на базе детерминированных процедур не учитывают влияние случайных факторов, что значительно увеличивает время на поиск места повреждения. Авторами разработан новый метод ОМП ВЛ с применением многогипотезного последовательного анализа и алгоритма Армитажа. Задача определения поврежденного участка ВЛ при этом сформулирована как статистическая задача. Для этого зона осмотра ВЛ разбивается на множество участков с последующей реализацией процедуры ОМП ВЛ. Разработанный метод позволяет адаптировать искажения токов и напряжений на осциллограммах аварийного режима к условиям оценки их параметров. Результатами расчетов доказано, что реализация разработанного метода практически не влияет на быстродействие алгоритма ОМП ВЛ по ПАР. При этом обеспечивается однозначность определения поврежденного участка ВЛ в условиях воздействия случайных факторов, что приводит к существенному сокращению зоны осмотра ВЛ. Применение разработанного метода в устройствах ОМП ВЛ позволит обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей и сократить убытки от перерывов электроснабжения за счет минимизации времени поиска места повреждения.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, определение мест повреждения, параметры аварийного режима, многогипотезный последовательный анализ, алгоритм Армитажа

DOI: 10.31857/S0002331024040028

ВВЕДЕНИЕ

В энергосистемах основными были и остаются ВЛ различных классов напряжения как по количеству, так как по протяженности. Выдача мощности электростанций всех видов и передача мощности между региональными энергосистемами осуществляется, как правило, по ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения [1]. Это обусловлено тем, что стоимость строительства и эксплуатации кабельных линий электропередачи (КЛ) существенно дороже. При этом в ряде стран действуют долгосрочные программы по переводу ВЛ в КЛ. Это обусловлено подверженностью ВЛ влиянию множества факторов природного и техногенного характера, поэтому ВЛ имеют низкие показатели надежности, по сравнению с КЛ [2].

Короткие замыкания (КЗ) на ВЛ сопровождаются провалами напряжения различной глубины и длительности. Это зависит от вида КЗ, величины переходного сопротивления в месте КЗ, алгоритмов работы и параметров настройки устройств релейной защиты (РЗ), а также собственного времени отключения высоковольтных выключателей. Провалы напряжения негативно влияют на работу электроприемников, особенно электродвигателей, которые в течение КЗ тормозятся, а после его ликвидации начинается их самозапуск. Самозапуск происходит успешно в том случае, если электродвигатели не были отключены электрическими или технологическими защитами. По статистическим данным на ВЛ напряжением 110–500 кВ основными являются однофазные КЗ, составляющие до 70% от общего количества, на двухфазные и трехфазные КЗ приходится 20% и 10% соответственно.

В некоторых странах ВЛ напряжением 110–500 кВ имеют протяженность в сотни километров, проходят по горным, залесенным и болотистым местностям, с большим количеством переходов через водные преграды (ручьи, реки, озера, искусственные водоемы) и др. Кроме того, ВЛ эксплуатируются в сложных климатических условиях, например, большие напоры ветра, вызывающие вибрацию и пляску проводов, образование гололедно-изморозевых отложений на проводах, тросах и опорах ВЛ, а также высокие или низкие температуры наружного воздуха [3, 4]. В этих условиях определение мест повреждений на ВЛ методом осмотра требует значительного времени и трудозатрат.

Надежность функционирования энергосистем, а также возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей зависят от наличия резервных ВЛ, а также времени, необходимого на поиск и устранение повреждения ВЛ. Для устранения повреждения на ВЛ необходима реализация организационно-технических мероприятий, заключающихся в выезде ремонтной бригады на место повреждения и выполнении аварийно-восстановительных работ. Объем ремонтных работ, категория их сложности, а также потребность в материалах и приспособлениях определяется на месте, которые зависят от масштаба повреждения и причин его возникновения. При этом время ликвидации повреждения на ВЛ в значительной степени

зависит от точности определения места повреждения устройствами ОМП ВЛ, т.е. куда должна выезжать ремонтная бригада для поиска повреждения на трассе ВЛ.

Для потребителей, питающихся от двух ВЛ, одна из которых была выведена в ремонт, а вторая аварийно отключилась, электроснабжение будет полностью нарушено. Это приведет к ущербам от отключения ВЛ, а также убыткам от недоотпуска продукции на время восстановления электроснабжения технологического процесса [5]. Для минимизации ущербов и убытков у потребителей точность определения мест повреждений на ВЛ нужно повышать, а время выполнения аварийно-восстановительных работ минимизировать.

На протяжении более 70 лет в электросетевых компаниях применяются устройства ОМП ВЛ, устанавливаемые на подстанциях с одной или двух сторон ВЛ [6, 7]. Однако их точность долгие годы оставалась неудовлетворительной, поэтому персонал электросетевых компаний не доверял их показаниям. Кроме того, по показаниям устройств ОМП ВЛ было необходимо проводить расчеты, чтобы определить расстояние от подстанции до места повреждения. Для точного определения места повреждения необходимо применять современные устройства ОМП ВЛ, обладающих достаточным быстродействием и высокой точностью, а также не требующие проведения дополнительных расчетов. Это позволит обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей.

Важно отметить, что на величину ошибок расчета расстояния до места повреждения в устройствах ОМП ВЛ влияют различные случайные факторы [8]:

- относительная и угловая погрешность измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- наличие гармонических составляющих в токах и напряжениях, фиксируемых в аварийном режиме;
- искажения синусоидальности тока, связанные с насыщением электромагнитных измерительных трансформаторов тока;
- искажения синусоидальности токов и напряжений из-за влияния нагрузки и устройств на базе элементов силовой электроники;
- наличие переходного сопротивления в месте КЗ;
- неравномерность распределения удельного сопротивления вдоль ВЛ;
- изменение сопротивления заземляющих контуров опор ВЛ в разные времена года;
- неучет емкостной составляющей ВЛ относительно земли в алгоритме ОМП ВЛ;
- неучет взаимной индукции в коридорах совместного прохождения ВЛ;
- ошибки в исходных данных по удельному сопротивлению участков ВЛ;
- неучет сопротивлений обходных связей и др.

В этих условиях в устройствах ОМП ВЛ требуется применять методы, позволяющие рассчитывать расстояние до места повреждения при воздействии случайных факторов с высокой точностью [9, 10]. В существующих устройствах ОМП ВЛ и различных методах ОМП ВЛ, рассматриваемых в научной литературе, ранее не предлагалось применять многогипотезный последовательный анализ с алгоритмом Армитажа для ОМП ВЛ.

Цель исследования заключается в разработке нового метода ОМП ВЛ по параметрам аварийного режима с применением многогипотезного последовательного

анализа и алгоритма Армитаж. Задача определения поврежденного участка ВЛ при этом сформулирована как статистическая задача. Применение разработанного метода ОМП ВЛ практически не влияет на его быстродействие, обеспечивая однозначность при определении поврежденного участка ВЛ в условиях воздействия случайных факторов.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА В ЗАДАЧЕ ОМП ВЛ

В устройствах ОМП ВЛ могут применять различные физические принципы и алгоритмы расчета расстояния до места повреждения [11, 12]. В части алгоритмов ОМП ВЛ используются параметры аварийного режима, в других — результаты измерений, основанные на волновых методах. В волновых методах применяется либо активное зондирование ВЛ, либо пассивная регистрации волновых процессов на концах ВЛ (на подстанциях).

Относительная погрешность волновых методов ОМП ВЛ [13], в том числе основанных на активном зондировании ВЛ, значительно меньше погрешности устройств ОМП ВЛ по ПАР. Однако высокая стоимость волновых устройств ОМП ВЛ ограничивает возможность их массового применения в электросетевых компаниях. Как показывает опыт эксплуатации, волновые устройства ОМП ВЛ применяются только на особо ответственных ВЛ сверхвысокого и ультравысокого напряжения.

Устройства ОМП ВЛ по ПАР отличаются простотой технической реализации, так как расчетные алгоритмы основаны на измерениях составляющих токов и напряжений промышленной частоты. В устройствах ОМП ВЛ по ПАР применяются односторонние, двусторонние и многосторонние измерения токов и напряжений [14]. При реализации алгоритмов ОМП ВЛ по ПАР не требуется использовать аналого-цифровые преобразователи с высокой частотой дискретизации, а также высокопроизводительные процессоры в устройствах ОМП ВЛ. Односторонние алгоритмы ОМП ВЛ не требуют наличия каналов связи для обмена информацией, так как измерения токов и напряжений производятся с одной стороны ВЛ. Однако односторонние алгоритмы ОМП ВЛ имеют большую погрешность, по сравнению с двусторонними алгоритмами.

Возможна реализация алгоритмов ОМП ВЛ по ПАР в виде специализированного программного обеспечения в устройствах РЗ, регистраторах аварийных событий, системах АСУ ТП подстанций, устройствах синхронизированных векторных измерений и др. Это позволяет не устанавливать отдельные устройства ОМП ВЛ, как это делалось на протяжении нескольких десятилетий, но реализовать эту функцию в уже установленных на подстанциях устройствах, что более экономически эффективно.

В нормативно-технических документах крупных электросетевых компаний под зоной осмотра ВЛ подразумевается расчетный участок ВЛ (в км), определенный на основании данных из устройств ОМП (РЗ или др.), которые получены после аварийного отключения ВЛ. Эта информация является основой для планирования выезда ремонтной бригады на ВЛ с целью установления фактического места повреждения ВЛ, выявления причин повреждения и проведения аварийно-восстановительных работ. Допустимая величина зоны осмотра ВЛ для поиска поврежденного участка зависит от длины ВЛ и может достигать до $\pm 10\%$ от ее длины [15]. Если длина ВЛ составляет 50 км, то допустимая величина зоны осмотра составляет ± 5 км, что очень много, особенно в условиях прохождения ВЛ по пересеченной местности.

Для уменьшения зоны осмотра ВЛ в [16, 17] предложены и исследованы два метода ОМП ВЛ, применяемые в электрических сетях и контактной сети железных дорог. В первом случае, основанном на применении интервального метода [16], решается задача сокращения величины участка ВЛ, включающего место повреждения. Во втором методе [17] предусмотрено разбиение ВЛ на участки для решения задачи определения поврежденного участка ВЛ. Однако авторами не учитываются влияние случайных факторов, определяющих величину ошибки при расчете расстояния до места повреждения, а сами методы ОМП ВЛ по ПАР реализованы на основе детерминированных процедур.

Сформулируем задачу определения поврежденного участка ВЛ как задачу классификации, заключающуюся в установлении принадлежности повреждения к одному из участков ВЛ в пределах зоны ее осмотра. Из-за влияния случайных факторов процесс принятия решения имеет стохастический характер, так как основан на обработке аварийных осциллограмм токов и напряжений, зафиксированных на ограниченном интервале времени. Длительность интервала времени определяется временем ликвидации КЗ.

Для реализации последовательного анализа при выборе поврежденного участка в пределах зоны осмотра ВЛ требуется проводить k экспериментов с выборочными данными на каждом шаге [18]. По результатам экспериментов принимается одно из $(M + 1)$ решений:

- завершить эксперимент принятием гипотезы H_1 (повреждение на участке № 1);
- завершить эксперимент принятием гипотезы H_2 (повреждение на участке № 2);
-
- завершить эксперимент принятием гипотезы H_M (повреждение на участке № M);
- продолжить эксперимент, проводя дополнительные наблюдения.

Таким образом, процедура реализуется последовательно: на основе первого наблюдения принимается одно из $(M + 1)$ решений, причем при выборе одного из первых M решений, процесс анализа завершается. Если выбирается решение под номером $(M + 1)$, то производится следующее (второе) наблюдение. Далее на основе первых двух выборочных данных опять принимается одно из $(M + 1)$ решений. Если выбор соответствует последнему $(M + 1)$ -ому решению, то производится третий эксперимент и так далее. Процесс продолжается пока не будет выбрано одно из первых M решений.

В общем случае принятие решения относительно поврежденного участка ВЛ производится на основе вектора параметров токов и напряжений x , соответствующих поврежденному участку под номером m ($m = 1, \dots, M$). При этом вектор $x = \{x_1, x_2, \dots\}$ параметров токов и напряжений в общем случае является случайным, поскольку может включать искажающие составляющие, например, связанные с отклонениями показателей качества электроэнергии от нормативных значений [19].

Так как гипотезы $H_1, \dots, H_M$ взаимно исключают друг друга, исчерпывая все возможные случаи для выбранных значений вектора x , то одна (и только одна) из гипотез $H_1, \dots, H_M$ согласуется с конкретным набором значений вектора x .

Для формирования рационального решающего правила при ОМП ВЛ необходимо ввести показатели эффективности последовательного анализа при определении поврежденного участка ВЛ.

К наиболее общим вероятностным показателям эффективности процедуры последовательного анализа следует отнести матрицу условных вероятностей для M – гипотез, каждая из которых соответствует своему поврежденному участку в пределах зоны осмотра:

$$\|P(k|i)\| = \|P_i(k)\| = \|P_{ik}\|, \quad (1)$$

где $i, k = 1, \dots, M$; $P(k|i) = P_i(k) = P_{ik}$ – условная вероятность принятия решения о номере k поврежденного участка при условии принадлежности повреждения к участку i .

Вероятностные показатели определения поврежденного участка ВЛ непосредственно связаны с известным понятием – разрешающая способность [20]. Применительно к рассматриваемой задаче под разрешающей способностью алгоритма ОМП ВЛ следует понимать минимальный по длине участок ВЛ, для которого реализуется задача определения повреждения с заданными показателями эффективности (выражение (1)). Предполагается, что разрешающая способность ОМП ВЛ – это потенциально достижимый минимальный по длине участок ВЛ, при этом влияние нежелательных случайных факторов сведено к минимуму.

Важно отметить, что фактическая разрешающая способность относится не только к алгоритму (устройству) ОМП ВЛ, но и конкретной ВЛ, обладающей конструктивными и эксплуатационными особенностями. Для каждого повреждения ВЛ точность расчета расстояния до места повреждения будет определяться разрешающей способностью алгоритма ОМП ВЛ и величинами случайных факторов, воздействующих на ВЛ.

РЕАЛИЗАЦИЯ ОМП ВЛ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОГИПОТЕЗНОГО ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА И АЛГОРИТМА АРМИТАЖА

Рассмотрим вариант применения при ОМП ВЛ многогипотезного последовательного анализа и алгоритма Армитажа [21, 22]. В разработанном алгоритме на каждом шаге анализа производятся вычисления $M \cdot (M - 1)$ парных отношений правдоподобия:

$$\lambda_m(\mathbf{x}|H_{k,l}) = p_m(\mathbf{x}|H_k) / p_m(\mathbf{x}|H_l), \quad (2)$$

где $k, l = 1, \dots, M$; $k \neq l$; $p_m(\mathbf{x}|H_k)$, $p_m(\mathbf{x}|H_l)$ – многомерная плотность вероятностей вектора $\mathbf{x}$, наблюдаемого на m -ом шаге.

На каждом шаге наблюдения m производится сравнение вычисленных отношений правдоподобия (выражение (2)) с порогами и проверкой условия: если $\lambda_m(\mathbf{x}|H_{k,l}) > \lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})$, $l = 1, \dots, M$, $k \neq l$, то принимается решение в пользу гипотезы H_k . В противном случае принимается решение о продолжении наблюдений. Процедура последовательного анализа реализуется до момента соблюдения условия, когда все $(M - 1)$ отношения правдоподобия $\lambda_m(\mathbf{x}|H_{k,l}) > \lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})$, $l = 1, \dots, M$, $k \neq l$, характерные гипотезе H_k , превысят одновременно соответствующие пороги $\lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})$.

Пороги $\lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})$ для каждой из проверяемых гипотез относительно поврежденного участка ВЛ формируются на основе вероятностных показателей качества распознавания, объединенных в матрицу условных вероятностей (выражение (1)). В [21] показано, что вероятность правильного принятия решения о поврежденном

участке ВЛ возрастает и приближается к единице по мере увеличения количества наблюдений m .

Значения вероятностей правильного распознавания поврежденного участка P_{kk} и пороговые величины $\lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})$ при многогипотезном последовательном анализе по алгоритму Армитажа связаны между собой:

$$P_{kk} > 1 - \sum_{k \neq l} [1/\lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})], \quad (3)$$

$$\lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l}) = (1/P_{kl}) \cdot [1 - \sum_{k \neq l} P_{kl}]. \quad (4)$$

Для $M = 2$ пороговые значения идентичны величинам порогов для последовательного анализа Вальда [23]. Таким образом, алгоритм Армитажа можно рассматривать как комбинацию из $M \cdot (M - 1)$ бинарных последовательных анализов Вальда, где пороговые соотношения определяются по выражению (4).

Применение многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа при ОМП ВЛ содействует сокращению количества наблюдений при сохранении простоты подхода, основанного на сравнении парных отношений правдоподобия. Для этого следует задавать набор пороговых значений, которые зависят от количества наблюдений m :

$$\lambda_m^{\text{пор}^*}(\mathbf{x}|H_{k,l}) = \lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})/m^r, k, l = 1, \dots, M; k \neq l, \quad (5)$$

где $\lambda_m^{\text{пор}}(\mathbf{x}|H_{k,l})$ – порог, определяемый по выражению (4); r – положительная константа [24].

Разработанный метод ОМП ВЛ не накладывает ограничений на максимальное требуемое количество наблюдений, но новые пороговые значения снижают вероятность проведения их большого числа. В [24] отмечается, что для $r = 1$ новые пороговые значения значительно сокращают среднее требуемое количество наблюдений, оказывая несущественное влияние на вероятности ошибок классификатора.

На рис. 1 приведена структурная схема устройства ОМП ВЛ, реализующего многогипотезный последовательный анализ с использованием алгоритма Армитажа. Устройство ОМП ВЛ имеет многоканальную структуру, включающую $M \cdot (M - 1)$ каналов, где M характеризует число участков, на которые разбивается зона осмотра ВЛ. Например, для $M = 3$ количество каналов будет составлять $3 \cdot (3 - 1) = 6$, где будет

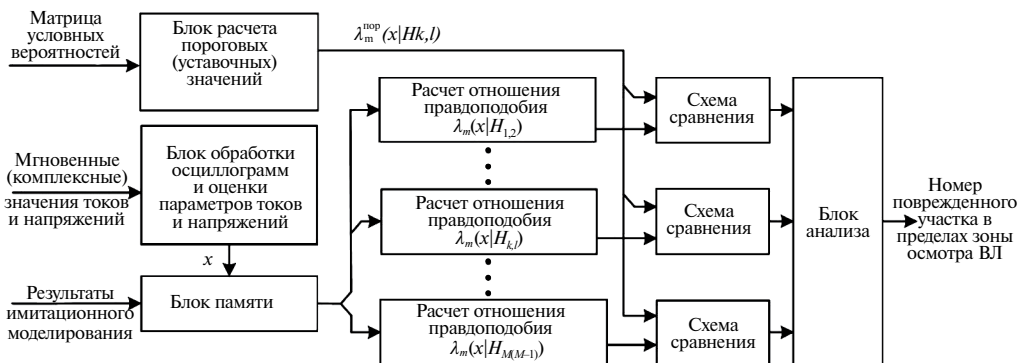


Рис. 1. Структурная схема устройства ОМП ВЛ, реализующего процедуру многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа.

реализоваться парная проверка гипотез: $H_{1,2}, H_{1,3}; H_{2,1}, H_{2,3}; H_{3,1}, H_{3,2}$. Количество участков ВЛ может быть любым и определяться персоналом электросетевой компании исходя из опыта эксплуатации.

На вход устройства ОМП ВЛ (рис. 1) поступают мгновенные (комплексные) значения токов и напряжений, полученные из осциллограмм аварийного режима. На основе этой информации в блоке обработки осциллограмм и оценки параметров токов и напряжений вычисляются составляющие вектора x . В состав вектора x входят величины, характеризующие поврежденный участок ВЛ (активное сопротивление, реактивное сопротивление, величина реактивной мощности, величина коэффициента токораспределения и др.). Кроме того, в него входят расчетные значения, вычисленные по различным алгоритмам ОМП ВЛ по ПАР, имеющим различные систематические и случайные погрешности.

Далее в каждом из блоков расчета отношения правдоподобия на основе вектора x вычисляются отношения правдоподобия по выражению (2). При вычислении каждого $\lambda_m(x|H_{k,l})$ из блока памяти для полученных в блоке обработки осциллограмм и оценки параметров токов и напряжений значений x поступают соответствующие значения $p_m(x|H_k)$ и $p_m(x|H_l)$. Значения $p_m(x|H_k)$ и $p_m(x|H_l)$ формируются для разных сочетаний гипотез $H_{k,l}$, $k \neq l$ на основе результатов имитационного моделирования.

Имитационное моделирование выполняется заранее, до момента реализации алгоритма ОМП ВЛ, а его результаты записываются в блок памяти. Вероятностные распределения $p_m(x|H_k)$ и $p_m(x|H_l)$ могут быть получены на основе статистических данных, с учетом ошибок, выявляемых ремонтными бригадами при осмотрах ВЛ после аварийных отключений ВЛ. Также они могут быть получены на основе нормируемой величины зоны осмотра ВЛ (усредненные величины для ВЛ различной длины и напряжения), что менее точно.

На первые входы схем сравнения из блока расчета пороговых (уставочных) значений подаются соответствующие пороговые значения $\lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$ для реализации сравнения $\lambda_m(x|H_{k,l}) > \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$. Рассчитанные значения отношения правдоподобия для каждой из гипотез поступают на вторые входы схем сравнения, начиная с первой и до $M \cdot (M - 1)$. При достижении на шаге m последовательной процедуры значения $\lambda_m(x|H_{k,l}) > \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$ с выхода схемы сравнения выдается логический сигнал в блок анализа.

Как отмечалось выше процедура последовательного анализа реализуется до момента соблюдения условия, когда все $(M - 1)$ отношений правдоподобия $\lambda_m(x|H_{k,l}) > \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$, $l = 1, \dots, M$, $k \neq l$, характерных гипотезе H_k , не превысят одновременно соответствующие пороги $\lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$. В этом случае процедура последовательного анализа останавливается и принимается решение о том, что повреждение ВЛ находится на участке под номером k . С выхода блока анализа устройства ОМП ВЛ (рис. 1) выдается информация ремонтному персоналу о поврежденном участке (в виде его номера) в пределах зоны осмотра ВЛ.

ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ ОМП ВЛ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА

Рассмотрим пример реализации ОМП ВЛ на основе разработанного метода с применением многогипотезного последовательного анализа и алгоритма Армитажа на примере на ВЛ 110 кВ длиной $l = 50$ км с двухсторонним питанием (рис. 2) [25].

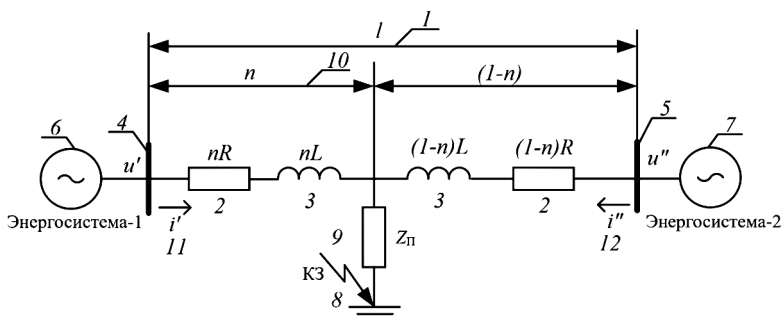


Рис. 2. Однолинейная схема замещения ВЛ 110 кВ.

На рис. 2 приведена однолинейная схема замещения ВЛ 110 кВ длиной (l), с фазным активным сопротивлением (R) 2 и индуктивностью (L) 3, соединяющей шины подстанций 4 и 5 двух энергосистем 6 и 7. На ВЛ показано место КЗ 8 за переходным сопротивлением ($Z_{\text{п}}$) 9 на расстоянии ($x = n \cdot l$) 10 от одного из концов ВЛ. При КЗ по ВЛ протекают ток (i') со стороны шин подстанции 4 и ток (i'') со стороны шин подстанции 5. С двух концов ВЛ измеряются не синхронизированные по времени мгновенные значения фазных токов (i'_A, i'_B, i'_C), (i''_A, i''_B, i''_C) и напряжений (u'_A, u'_B, u'_C), (u''_A, u''_B, u''_C) в момент КЗ.

Относительное расстояние до места повреждения ВЛ n определим в соответствии с известным выражением (6):

$$n = [(u'(m) - u''(m)) + R \cdot i'(m) + L \cdot i''(m)/dt_m] / [R \cdot (i'(m) + i''(m)) + L \cdot (i'(m)/dt_m + i''(m)/dt_m)]. \quad (6)$$

Такой метод ОМП ВЛ обладает малыми ошибками расчета расстояния до места повреждения в условиях КЗ с неискаженными (синусоидальными) токами и напряжениями в осциллограммах аварийного режима [25]. Примем, что со стороны Энергосистемы-1 (рис. 2) дискретные мгновенные значения тока $i'(m)$ искажены фликером. Искаженный сигнал тока $i'(m)$ показан на рис. 3а.

Примем, что со стороны Энергосистемы-2 (рис. 2) присутствует нелинейная нагрузка, которая выдает в электрическую сеть интергармоники. В примере

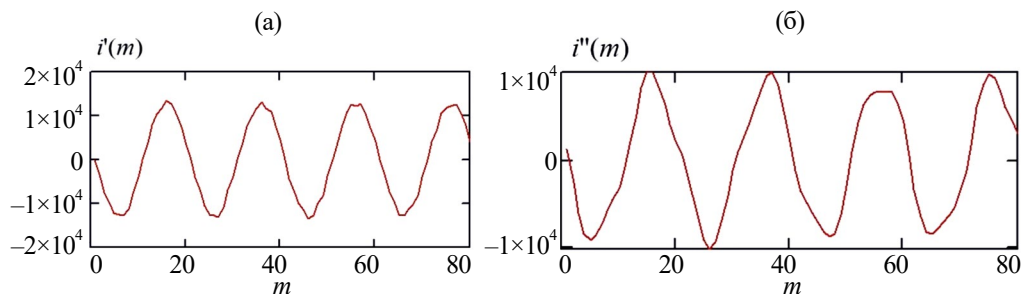


Рис. 3. Осциллограммы токов ВЛ, искаженных: (а) — фликером со стороны Энергосистемы-1; (б) — интергармоникой с частотой $f_{\text{н}} = 135$ Гц со стороны Энергосистемы-2.

мгновенные значения тока $i''(m)$ искажены интергармоникой с частотой $f_{\text{и}} = 135$ Гц, амплитудой $I_{\text{и}} = 0.15 \cdot I'$ и нулевой начальной фазой, как показано на рис. 3б.

Расчетное выражение для определения места повреждения при наличии фликера и интергармоники частоты $f_{\text{и}} = 135$ Гц будет соответствовать равенству (7):

$$\begin{aligned} n_{\text{и}}(m) = & \{(u'(m) - u_{\text{и}}''(m)) + I' \cdot [R \cdot \sin(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi f(t_3 + \\ & + m \cdot t_{\text{д}}))] + 0,15 \cdot I' \cdot [R \cdot \sin(2\pi f_{\text{и}}(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi f_{\text{и}}(t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))]\} / \\ & / \{(I' \cdot (1 - k \cdot \text{rnd}(m)) + I'') \cdot [R \cdot \sin(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] + \\ & + 0,15 \cdot I' \cdot [R \cdot \sin(2\pi f_{\text{и}}(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi f_{\text{и}}(t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))]\}, \\ u'(m) = & U + I' \cdot (1 - k \cdot \text{rnd}(m)) \cdot [n \cdot R \cdot \sin(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + n \cdot L \cdot \cos(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))], \\ u_{\text{и}}''(m) = & U + (1 - n) \cdot R \cdot [I' \cdot \sin(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + 0,15 \cdot I' \cdot \sin(2\pi f_{\text{и}}(t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] + \\ & + (1 - n) \cdot L \cdot [I' \cdot \sin(2\pi f(t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + 0,15 \cdot I' \cdot \sin(2\pi f_{\text{и}}(t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))], \end{aligned} \quad (7)$$

где k – число (постоянный коэффициент), характеризующее «глубину искажений» фликером; $\text{rnd}(m)$ – случайное число (например, распределенное по равномерному закону в интервале $[0; 1]$, формируемое при каждом значении дискретного времени m); U – напряжение в месте повреждения; t_3 – время задержки; $t_{\text{д}}$ – шаг дискретизации.

Технические характеристики ВЛ и измеренные параметры аварийного режима с двух концов ВЛ приведены в табл. 1. Данные измерений параметров аварийного режима получены с регистратора аварийных событий при реальном КЗ на рассматриваемой ВЛ 110 кВ.

Таблица 1. Технические характеристики ВЛ и измеренные параметры аварийного режима

Параметр	I' (А)	I'' (А)	f (Гц)	$t_{\text{д}}$ (с)	L (Гн)	R (Ом)	$f_{\text{и}}$ (Гц)	U (В)	n	k	t_3 (с)
Значение	13908.15	9030.13	50	0.0025	0.0643	12.5	135	29323.83	0.5	0.15	0.003

Подстановка численных значений из табл. 1 в выражение (7) позволило получить следующие результаты:

- при $m = 20$; $n_{\text{и}}(20) = 0.486$; $\Delta x = l \cdot (n - n_{\text{и}}) = 50 \cdot (0.5 - 0.486) = 0.7$ (км);
- при $m = 60$; $n_{\text{и}}(60) = 0.526$; $\Delta x = l \cdot (n - n_{\text{и}}) = 50 \cdot (0.5 - 0.526) = -1.30$ (км).

Анализ полученных результатов расчетов показывает, что ошибки ОМП ВЛ могут иметь как положительный, так и отрицательный знак. Кроме того, они распределены неравномерно относительно различных моментов времени.

Так как длина ВЛ составляет $l = 50$ км, то зона осмотра ремонтной бригадой для поиска фактического места повреждения, в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, не должна превышать $\pm 10\%$ длины ВЛ [15]. Следовательно, $\Delta l = \pm 50 \cdot 0.1 = \pm 5$ км относительно места повреждения.

Учитывая нормальный закон распределения ошибок ОМП ВЛ по ПАР и правило трех сигм [26] принимаем, что стандартное отклонение (среднеквадратическое

отклонение) нормального закона распределения ошибок устройства ОМП ВЛ составляет $\sigma \approx (2 \cdot \Delta l) / 6 = 10 / 6 = 1.67$ км.

Рассмотрим процесс реализации последовательного анализа при ОМП ВЛ с разбиением зоны осмотра ВЛ на три участка относительно места ее повреждения (рис. 4), соответствующих трем гипотезам: $H_1: \mu = -\sigma$; $H_2: \mu = 0$ и $H_3: \mu = \sigma$. Каждая из гипотез соответствует принятию решения о соответствии места повреждения ВЛ значению математических ожиданий μ .

Пусть по результатам расчета расстояния до места повреждения по выражению (7), выполненного на основе мгновенных значений осциллограмм токов (рис. 3а, б) и напряжений получены десять последовательных выборочных величин $l_{кз}$, которые приведены в табл. 2.

Таблица 2. Выборочные величины расстояния до места повреждения, полученные по измерениям мгновенных значений осциллограмм токов и напряжений аварийного режима.

m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$l_{кз}(\text{км})$	25.85	24.9	23.7	26.35	24.6	25.6	25.7	27.36	23.75	25.05

Из-за разброса выборочных значений $l_{кз}$ невозможно однозначно принять решение относительно справедливости гипотез H_1, H_2, H_3 . Математическое ожидание выборочных значений $l_{кз}$ (табл. 2) равно $M[l_{кз}] = 25.185$ (км).

Для реализации последовательного анализа введем матрицу условных вероятностей (выражение (1)) принятия решения относительно поврежденного участка ВЛ:

$$\|P(k|i)\| = \|P_i(k)\| = \|P_{ik}\| = \begin{vmatrix} 0.70 & 0.15 & 0.15 \\ 0.15 & 0.70 & 0.15 \\ 0.15 & 0.15 & 0.70 \end{vmatrix}. \quad (8)$$

Выбор элементов матрицы должен быть выполнен с учетом эксплуатационных особенностей ВЛ, а также экономических последствий от неправильного принятия решения при ОМП ВЛ.

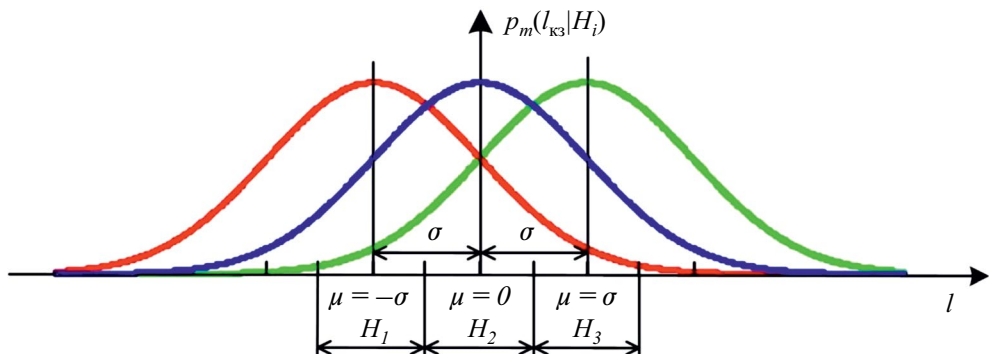


Рис. 4. Распределение вероятностей гипотез $p_m(l_{кз}|H_i)$.

Произведем расчет пороговых (уставочных) значений, необходимых для реализации многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа, с учетом составляющих матрицы $\|P(kl)\|$ (выражение (1)):

$$\lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{1,2}) = \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{1,3}) = \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{2,1}) = \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{2,3}) = \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{3,1}) = \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{3,2}) = \\ = (1/P_{12}) \cdot [1 - \sum_{k \neq l} P_{12}] = (1/0.15) \cdot [1 - 0.15] = 6.667 \cdot 0.85 = 5.667 \quad (9)$$

Вычисление отношений правдоподобия для каждого соотношения kl целесообразно выполнить с использованием стандартной гауссовой функции, таблицы которой приведены в [26]:

$$f(x) = (1/\sqrt{2\pi}) \cdot \exp\{-x^2/2\}, \quad (10)$$

На первом шаге последовательного анализа в относительных единицах $I_{\text{кз}}^{\text{т}}(1) = 0.398$, тогда получаем:

$$\lambda_1(0.398|H_{1,2}) = p_1(0.398|H_1)/p_2(0.398|H_2) = 0.0485/0.369 = 0.131;$$

$$\lambda_1(0.398|H_{1,3}) = p_1(0.398|H_1)/p_3(0.398|H_3) = 0.0485/0.18 = 0.269;$$

$$\lambda_1(0.398|H_{2,1}) = p_2(0.398|H_2)/p_1(0.398|H_1) = 0.369/0.0485 = 7.608;$$

$$\lambda_1(0.398|H_{2,3}) = p_2(0.398|H_2)/p_3(0.398|H_3) = 0.369/0.18 = 2.05;$$

$$\lambda_1(0.398|H_{3,1}) = p_3(0.398|H_3)/p_1(0.398|H_1) = 0.18/0.0485 = 3.711;$$

$$\lambda_1(0.398|H_{3,2}) = p_3(0.398|H_3)/p_2(0.398|H_2) = 0.18/0.369 = 0.488.$$

Результаты расчетов показывают, что на первом шаге многогипотезного последовательного анализа только лишь одно отношение правдоподобия $\lambda_1(0.398|H_{2,1}) = 7.608$ превышает заданное пороговое значение. Это обусловлено введенным условием, что все $(M - 1)$ отношения правдоподобия $\lambda_m(x|H_{k,l}) > \lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$, $l = 1, \dots, M$, $k \neq l$, характерных гипотезе H_k , должны одновременно превысить соответствующие пороги $\lambda_m^{\text{пор}}(x|H_{k,l})$. Если это условие не соблюдается, то последовательный анализ продолжается.

Аналогичным образом рассчитываются отношения правдоподобия на следующих шагах m многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа (табл. 3).

Таблица 3. Результаты расчетов отношения правдоподобия, необходимые для реализации многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа

m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\lambda_m(x H_{1,2})$	0.131	0.043	0.047	0.004	0.002	—	—	—	—	—
$\lambda_m(x H_{1,3})$	0.269	0.475	9.362	0.917	2.953	—	—	—		
$\lambda_m(x H_{2,1})$	7.608	23.098	23.236	298.12	669.88	—	—	—	—	—
$\lambda_m(x H_{2,3})$	2.05	10.98	196.25	247.66	1790	—	—	—	—	—
$\lambda_m(x H_{3,1})$	3.711	2.10	1.05	1.07	0.332	—	—	—	—	—
$\lambda_m(x H_{3,2})$	0.488	0.091	0.005	0.004	0.0006	—	—	—	—	—

Наглядно процесс реализации многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа приведен на рис. 5.

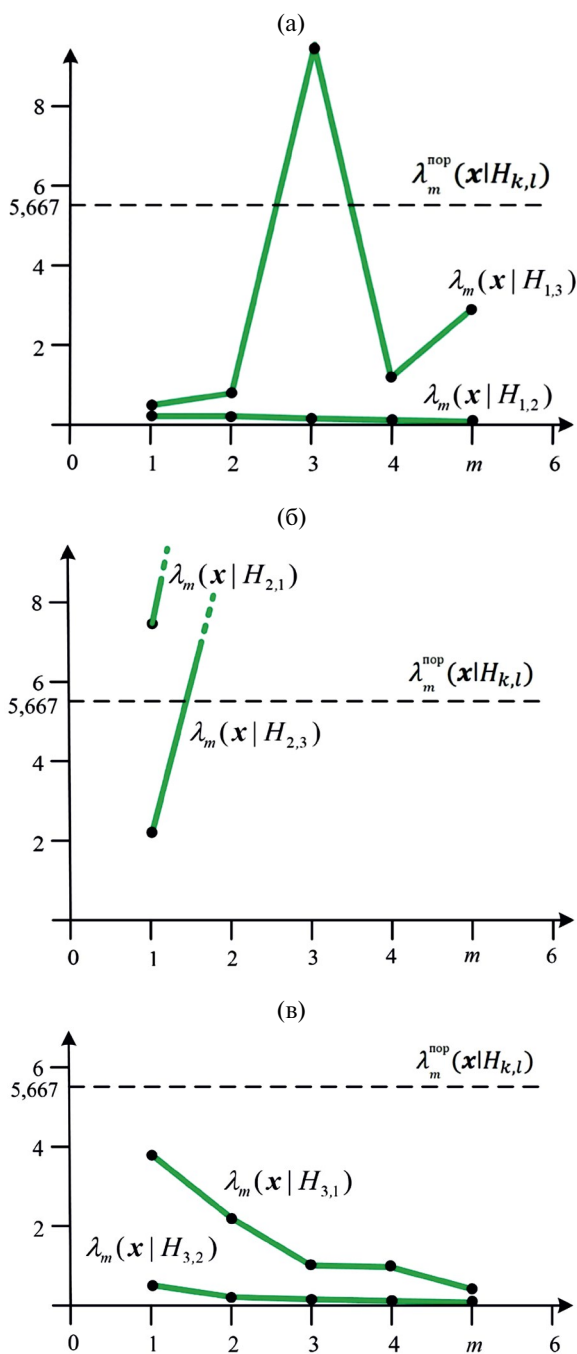


Рис. 5. Процесс реализации многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа на ВЛ 110 кВ длиной $l = 50$ км: (а) — отношения правдоподобия $\lambda_m(x | H_{1,2})$, $\lambda_m(x | H_{1,3})$; (б) — отношения правдоподобия $\lambda_m(x | H_{2,1})$, $\lambda_m(x | H_{2,3})$; (в) — отношения правдоподобия $\lambda_m(x | H_{3,1})$, $\lambda_m(x | H_{3,2})$.

Анализ рис. 5 позволяет сделать следующие выводы:

- многогипотезный последовательный анализ с алгоритмом Армитажа позволяет выбрать поврежденный участок ВЛ в интервале $M[l_{кз}] \pm \sigma/2 = 25.185 \pm 0.835$ (км). По сравнению с традиционными методами ошибка ОМП уменьшилась на 16.5%;
- процедура последовательного анализа не требует значительных временных затрат, позволяя принять решение о поврежденном участке за 2 шага, практически не влияя на быстродействие алгоритма ОМП ВЛ;
- для повышения быстродействия ОМП ВЛ отсутствует необходимость в применении специальных вычислительных методов;
- сопоставление отношений правдоподобия, приведенных на рис. 5, позволяет утверждать, что наименее вероятной является гипотеза H_3 , поэтому осмотр ВЛ следует начинать с участка 25.185 ± 0.835 (км) в сторону Энергосистемы-1 (рис. 2), т.е. наиболее вероятного места повреждения;
- быстродействие принятия решения о месте повреждения ВЛ при реализации последовательного анализа с алгоритмом Армитажа зависит от степени искажений токов и напряжений в осциллограммах аварийного режима, в том числе отклонений параметров качества электроэнергии от нормативных значений.

ВЫВОДЫ

Известные методы ОМП ВЛ по ПАР не учитывают влияние случайных факторов, определяющих величину ошибки при расчете расстояния до места повреждения, так как они реализованы на основе детерминированных процедур.

Разработанный метод многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа позволяет адаптировать искажения токов и напряжений в осциллограммах аварийного режима к условиям оценки их параметров в процессе распознавания поврежденного участка ВЛ. Это позволяет снизить величину ошибки при расчете расстояния до места повреждения на ВЛ. Это позволило уменьшить ошибку при расчете расстояния до места повреждения на ВЛ в приведенном примере на 16.5%, однако в каждом конкретном случае получаемый эффект будет зависеть от величины искажений токов и напряжений (чем больше величина искажений, тем эффект будет больше).

Разработанный метод ОМП ВЛ по ПАР, включающий разбиение зоны осмотра ВЛ на множество участков, с последующей реализацией процедуры распознавания поврежденного участка, является перспективным, так как позволяет сократить зону осмотра ВЛ ремонтной бригадой при поиске места повреждения, а значит и время проведения аварийно-восстановительных работ.

Результатами расчетов доказано, что применение многогипотезного последовательного анализа с алгоритмом Армитажа позволяет обеспечить однозначность принятия решения относительно поврежденного участка ВЛ в условиях искажений.

Быстродействие разработанного метода ОМП ВЛ незначительно уменьшается (зависит от количества шагов последовательного анализа), на что влияет степень искажения токов и напряжений в осциллограммах аварийного режима, в том числе отклонения параметров качества электроэнергии от нормативных значений. Однако, чем искажения меньше, тем меньше время принятия решения о месте повреждения на ВЛ.

Применение разработанного метода в устройствах ОМП ВЛ, обладающего более высокой точностью и достаточным быстродействием, позволит повысить надежность электроснабжения потребителей и надежность функционирования энергосистем за счет минимизации времени устранения повреждений на ВЛ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Voropai N.* Electric Power System Transformations: A Review of Main Prospects and Challenges // *Energies*. 2020. Vol. 13. 21.
2. *Farkhadzheh E.M., Muradaliev A.Z., Abdullaeva S.A., Nazarov A.A.* Quantitative Assessment of the Operational Reliability of Overhead Power Transmission Lines // *Power Technology and Engineering*. 2022. Vol. 55. Pp. 790–796.
3. *Малый А.С.* Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима / А.С. Малый, Г.М. Шалыт, А.И. Айзенфельд. — М.: Энергия, 1972. — 215 с.
4. *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. Vol. 9. Pp. 158599–158615.
5. *Thomas D., Fung J.* Measuring downstream supply chain losses due to power disturbances // *Energy Economics*. 2022. Vol. 114. 106314.
6. *Krzysztof G., Kowalik R., Rasolomampionona D.D., Anwar S.* Traveling wave fault location in power transmission systems: An overview // *Journal of Electrical Systems*. 2011. Vol. 7. No. 3. P. 287–296.
7. *Лачугин В.Ф.* Волновые методы определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи // *Релейная защита и автоматизация*. 2023. № 1 (50). С. 58–61.
8. *Обалин М.Д., Куликов А.Л.* Применение адаптивных процедур в алгоритмах определения места повреждения ЛЭП // *Промышленная энергетика*. 2013. № 12. С. 35–39.
9. *Аржанников Е.А.* Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Е.А. Аржанников, В.Ю. Лукоянов, М.Ш. Мисриханов; 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. *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.
12. *Куликов А.Л.* Цифровое дистанционное определение повреждений ЛЭП / А.Л. Куликов. Под ред. М.Ш. Мисриханова. — Н. Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2006. — 315 с.
13. *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. Vol. 9. Pp. 158599–158615.
14. *Куликов А.Л., Илюшин П.В., Лоскутов А.А.* Применение алгоритмов поиска при определении мест повреждений на воздушных линиях электропередачи по параметрам аварийного режима // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2023. № 5. С. 40–59.
15. ПАО «ФСК ЕЭС» Стандарт организации 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.

16. Мартынов М.В. Способ интервального определения места повреждения линии электропередачи. Патент РФ № 2720949, МПК H03H 03/40, опубл. 15.05.2020, Бюл. № 14.
17. Быкадоров А.Л. Применение теории распознавания образов при определении места короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока / А.Л. Быкадоров, Т.А. Заруцкая, А.С. Муратова-Милехина // Вестник РГУПС. 2021. № 2. с. 119–128.
18. Куликов А.Л., Лоскутов А.А., Илюшин П.В., Слузова А.В. Определение поврежденного участка высоковольтной воздушной линии электропередачи методом последовательного распознавания // Электричество. 2023. № 10. С. 22–36.
19. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2013. – 10 с. Введен с 01.07.2014.
20. Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. Изд. 2-е перераб. и доп. / Под ред. Я.Д. Ширмана. – М.: Радиотехника, 2007. – 512 с.
21. Armitage P. Sequential analysis with more than two alternative hypotheses, and its relation to discriminant function analysis // Journal of the Royal Statistical Society. 1950. Vol. 12. P. 137–144.
22. Ghosh B.K., Sen P.K. Handbook of Sequential Analysis (Statistics: A Series of Textbooks and Monographs), 1st edition. – CRC Press. 1991. – 664 p.
23. Вальд А. Последовательный анализ. Пер. с англ. – М.: Физматгиз. 1960. – 328 с.
24. Jouny I., Garber F.D. M-ary sequential hypothesis tests for automatic target recognition // IEEE Transaction on aerospace and electronic systems. 1992. Vol. 28. No. 2. Pp. 473–483.
25. Висяцев А.Н., Пленков Э.Р., Тигунцев С.Г. Способ определения места короткого замыкания на воздушной линии электропередачи при несинхронизированных замерах с двух ее концов. Патент РФ № 2508556, МПК G01R 31/08, опубл. 27.02.2014, Бюл. № 6.
26. Венцель Е.С. Теория вероятностей: учеб. для вузов. – 5-е изд. стер. – М.: Высшая школа, 1998. – 576 с.

Fault Location on Overhead Power Lines Using Multi-Hypothesis Sequential Analysis and the Armitage Algorithm

A. L. Kulikov¹, P. V. Ilyushin^{2,*}, A. A. Loskutov¹

¹*Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia*

²*Energy Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

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

The use of modern methods for determining the fault location (FL) on overhead power lines (OHPLs), which have high accuracy and high speed, allows you to quickly find and repair damage. Various physical principles and algorithms for calculating the distance to the site of damage are used in FL OHPLs devices from different manufacturers. Some of algorithms for FL on OHPLs use the emergency mode parameters (EMP), other algorithms use measurement results based on wave methods. Many random factors that determine the magnitude of the error in calculating the distance to the FL affect the operation of FL devices by EMP. Methods based on deterministic procedures used in well-known FL devices for OHPLs do not take into account the influence of random factors, which

significantly increases the time to search for the fault. The authors have developed a new method of FL on OHPLs using multi-hypothesis sequential analysis and the Armitage algorithm. The task of recognizing a faulted section of an OHPL is formulated as a statistical problem. To do this, the inspection area of the OHPL is divided into many sections, followed by the implementation of the procedure for FL. The developed method makes it possible to adapt the distortions of currents and voltages on the emergency mode oscillograms to the conditions for estimating their parameters. The results of the calculations proved that the implementation of the developed method has practically no effect on the speed of the FL algorithm for the OHPL by EMP. This ensures the uniqueness of determining the faulted section of the OHPL under the influence of random factors, which leads to a significant reduction in the inspection area of the OHPL. The application of the developed method in FL devices for OHPLs will ensure the required reliability of power supply to consumers and reduce losses from power outages by minimizing the time to search for a fault.

Keywords: overhead power line, fault location, emergency mode parameters, multi-hypothesis sequential analysis; Armitage algorithm

УДК 621.332

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ В СЛОЖНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СИСТЕМАХ

© 2024 г. Б. В. Папков¹, П. В. Илюшин^{2,*}, А. Л. Куликов³

¹Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Нижегородский государственный инженерно-экономический университет»,
Княгинино, Россия

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

³Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Нижегородский государственный
технический университет им. Р.Е. Алексеева»,
Нижний Новгород, Россия
*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Поступила в редакцию 05.09.2024 г.

После доработки 19.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Решение задач оптимизации режимов и управления энергопотреблением в сложных производственных системах тесно связано с наличием достаточной и достоверной информации об особенностях технологического процесса. Рассмотрены особенности нестационарных режимов выпуска продукции и возможности по управлению электропотреблением в этих условиях. Результаты анализа режимов электропотребления получены на основе учета ряда случайных факторов, определяемых как внутренними, так и внешними обстоятельствами при условии обязательного выполнения плана (задания) по выпуску продукции. Обосновано применение теории выбросов случайных процессов для повышения достоверности исходной информации. Доказана необходимость дальнейшего исследования особенностей технологических процессов в сложных производственных системах на основе вероятностной структуры и случайных функций. Это обусловлено тем, что характеристики выбросов обладают физической наглядностью, достаточно просто измеряются, и во многих задачах позволяют одновременно с измерениями выполнять переход от аналоговой к цифровой форме представления информации.

Ключевые слова: сложная производственная система, технологический процесс, оптимизация режимов, управление электропотреблением, теория выбросов случайных процессов, случайная функция

DOI: 10.31857/S0002331024040039

ВВЕДЕНИЕ

В процессе развития цифровой электроэнергетики изменяются принципы взаимодействия между производителями и потребителями электроэнергии за счет внедрения современных измерительных, коммуникационных, информационно-вычислительных систем, а также систем сбора, передачи и обработки данных [1–3]. На энергообъектах все чаще применяются киберфизические устройства, технологии Интернета вещей и искусственного интеллекта, средства роботизации, дополненная и виртуальная реальности [4, 5].

Интеллектуализация электроэнергетики требует больших массивов данных, обработка которых создает качественно новую информационную основу для создания автоматизированных систем управления электропотреблением в сложных производственных системах. Изменения, происходящие в электроэнергетике, обуславливают необходимость пересмотра существующих методов и моделей планирования, прогнозирования, управления электропотреблением, надежностью и экономикой потребителей, что непосредственно влияет на технологический процесс и выпуск продукции [6, 7].

Техногенные воздействия на объекты электроэнергетики, включая кибератаки, показали, что структура электропотребления и его величина могут существенно изменяться как в большую, так и меньшую сторону [8, 9]. Флуктуации электропотребления возможны в случаях, когда выполнение договорных обязательств по выпуску продукции являются приоритетными. Используемые ранее для управления электропотреблением административные и рыночные механизмы в современных условиях малоэффективны, а новые технологии управления не в полной мере отработаны. Следовательно, имеются все основания для уточнения постановки задачи и разработки современных методов планирования, прогнозирования, оптимизации режимов и управления энергопотреблением в сложных производственных системах. В условиях перманентного изменения режимов, а также структуры и параметров электроэнергетических систем (ЭЭС) и систем электроснабжения (СЭС) необходимо создание новых математических моделей и разработка алгоритмов для принятия эффективных решений по управлению электропотреблением [10].

Целью исследования является анализ режимов электропотребления в сложных производственных системах и обоснование необходимости применения теории выбросов случайных процессов с целью повышения достоверности исходной информации, необходимой при создании автоматизированных систем управления электропотреблением.

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ ВЫПУСКЕ ПРОДУКЦИИ

Фактические режимы работы современных ЭЭС и СЭС, в которые интегрированы традиционные электростанции (тепловые, атомные, гидроэлектрические), электростанции на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), объекты распределенной энергетики (РЭ) и системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) существенно отличаются от плановых [11, 12]. В этих условиях сложно с высокой точностью прогнозировать выработку электроэнергии для обеспечения электроснабжения сложных производственных систем в требуемых объемах и с нормативным качеством электроэнергии [13, 14]. Величина электропотребления зависит от особенностей технологического процесса и плана (задания) по выпуску продукции. Кроме того, реальные

технологические процессы подвержены воздействиям случайных факторов и поэтому имеют вероятностную величину электропотребления на любой из стадий.

Используемые технологии управления электропотреблением имеют ограниченные возможности и поэтому не подходят для современных автоматизированных систем управления [15]. Это обусловлено быстрыми изменениями схемно-режимных ситуаций, ограничениями по пропускной способности электротехнического оборудования в СЭС, а также сложностью оценки технико-экономических последствий от изменения режима электропотребления. Так как управление электропотреблением оказывает значительное влияние на параметры технологического процесса и объемы выпуска продукции, то анализ моделей управления электропотреблением следует начинать с особенностей объекта управления. В [16] приведены схемы систем управления электропотреблением, обеспечивающие взаимодействие ЭЭС и СЭС, в том числе при возникновении дефицитов мощности [17]. Они позволяют анализировать воздействия ЭЭС и СЭС, а также возможности перехода технологического процесса в новое состояние с новым режимом электропотребления. Решение этих задач возможно только при глубоком понимании особенностей технологического процесса и СЭС, а также применении математического аппарата теории вероятностей, математической статистики и теории случайных функций.

Обеспечение контроля за соблюдением технологических регламентов и выполнением плана (задания) по выпуску продукции на всех участках сложной производственной системы необходимо для решения задачи управления электропотреблением, оценке надежности ЭЭС и СЭС, а также минимизации технико-экономических потерь в разных режимах работы СЭС и на разных стадиях технологического процесса. Для решения задачи управления электропотреблением необходимо обеспечить получение достоверной информации о состоянии и режимах как СЭС, так и сложной производственной системы [18–20].

В зависимости от целевого назначения сложной производственной системы, ее производительности, условий эксплуатации, а также влияния внешних и внутренних факторов задачи контроля состояния будут отличаться. Следовательно, контроль состояния должен быть организован таким образом, чтобы не пропустить возможные изменения в работе как сложной производственной системы, так и ее СЭС.

Решение этой задачи определяется:

- количеством, типами и параметрами управляемых элементов;
- последовательностью, длительностью и периодичностью контроля состояния сложной производственной системы и СЭС;
- оценкой точности контроля состояния сложной производственной системы и СЭС;
- оценкой достоверности прогнозирования состояния сложной производственной системы и СЭС.

Прогнозирование состояния сложной производственной системы, ЭЭС и СЭС при принятии решений об управлении параметрами технологического процесса и режимами электропотребления осуществляется на основе трендов изменения режимов и параметров технологического процесса. При этом важно оценивать вероятность выхода параметров технологического процесса за допустимые пределы, так как это влияет на возможность выполнения плана (задания) по выпуску продукции, вероятность выбросов случайных процессов и значительного изменения режима электропотребления.

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СИСТЕМАХ

Возможность выполнения плана (задания) по выпуску продукции связано с рядом случайных факторов, определяемых как внутренними, так и внешними обстоятельствами. Одним из них — величина потребляемой мощности (P , кВт) в данный момент времени. Вторым — электропотребление (W , кВт·ч) за период $t_{\text{п}}$, необходимый для своевременного выполнения плана (задания) по выпуску продукции при соблюдении режима электроснабжения.

В [21] показано, что зависимость выпуска продукции B от электропотребления W на обследованных сложных производственных системах является не функциональной $B = f(W)$, а вероятностной, которая определяется на основе коэффициентов корреляции, изменяющихся в диапазоне $r_{B,W} = 0.43 \div 0.89$. В большей степени это характерно для предприятий, выпускающих мелкосерийную продукцию, где одновременно осуществляется выпуск изделий большой номенклатуры, находящийся на разных стадиях технологического процесса. В сложных производственных системах крупных промышленных предприятий влияние перечисленных факторов также наблюдается.

Рассмотрим процесс выпуска продукции в соответствии с планом (заданием) на основе вероятностных методов анализа. Очевидно, что отклонения технологических параметров и электропотребления даже по двум договорам на производство равных объемов одинаковой продукции могут значительно отличаться. Для двух одинаковых заказов, имеющих одинаковые отклонения от плановых значений ΔB и ΔW для определенного момента времени t , они могут отличаться. Если в одном случае технологический процесс может находиться в начальной стадии, то в другом случае — в завершающей стадии.

Пример графика выполнения плана (задания) по выпуску продукции B и электропотреблению W одной из сложных производственных систем представлен на рис. 1.

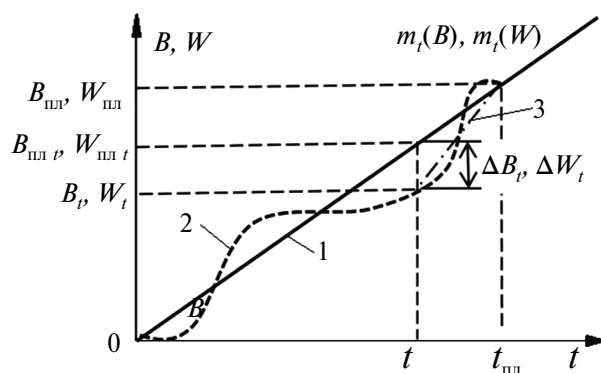


Рис. 1. График выполнения плана (задания) по выпуску продукции B и электропотреблению W сложной производственной системы: 1 — плановый; 2 — возможный вариант выпуска продукции; 3 — альтернативным вариант выпуска продукции на одной из стадий.

В общем случае это нестационарный случайный процесс [22], в предположении, что планируемые величины $B_{\text{пл}}(t)$, $W_{\text{пл}}(t)$ на момент t представляются математическими ожиданиями по объему выпуска продукции и электропотреблению:

$$m_B(t) = B_{\text{пл}} \neq \text{const}; m_W(t) = W_{\text{пл}} \neq \text{const}. \quad (1)$$

Ожидаемое состояние производственной системы характеризуется вероятностью выполнения объема работ $p(B_t)$ и, соответственно, вероятностью электропотребления $p(W_t)$ в момент времени t . Система контроля фиксирует в момент t фактические значения B_t и W_t . Вероятность выпуска полного объема продукции в соответствии с договором определяется вероятностью выпуска недостающего объема продукции за время $t_{\text{пл}} - t$ [22].

Однако процесс выпуска продукции в соответствии с планом (заданием) может быть сорван или изменен по разным причинам — административным, технологическим, электрическим. Это может быть обусловлено несвоевременным поступлением сырья и комплектующих, отказами технологического и/или электротехнического оборудования. Отставание от графика выпуска продукции ΔB_t и недополучение необходимого количества электроэнергии ΔW_t в момент t (рис. 1) достаточно велико и не может быть скомпенсировано имеющимися резервами за период времени $t_{\text{пл}} \div t$.

Для упрощения модели предположим, что в момент времени t перечисленные причины являются взаимно независимыми событиями. Тогда вероятность выполнения плана (задания) по выпуску продукции $p_t(B_{\text{пл}})$ можно определить как произведение вероятностей [23]:

$$p_t(B_{\text{пл}}) = p(\Delta B_t) = p_t(A) \cdot p_0(t, t_{\text{пл}}) \cdot p_A(t, t_{\text{пл}}), \quad (2)$$

где $p(\Delta B_t)$ — вероятность компенсации отклонения ΔB_t за период времени $t_{\text{пл}} \div t$, при условии выполнения всех технологических регламентов; $p_t(A)$ — вероятность отсутствия отказов технологического оборудования к моменту времени t , приводящих к невыполнению плана (задания); $p_0(t, t_{\text{пл}})$ — вероятность выполнения плана по поставке сырья и других требуемых ресурсов; $p_A(t, t_{\text{пл}})$ — безотказная работа оборудования за период времени $t_{\text{пл}} \div t$.

Аналогичным образом следует определять вероятность наличия необходимого количества электроэнергии для выполнения плана (задания) по выпуску продукции $p_t(B_{\text{пл}})$, которая зависит от особенностей СЭС промышленного предприятия, а именно, возможности по компенсации ΔW_t за период времени $t_{\text{пл}} \div t$, и наличия избытка электроэнергии в ЭЭС:

$$p_t(B_{\text{пл}}) = p(\Delta W_t) = p_t(\Theta) \cdot p_k(t, t_{\text{пл}}) \cdot p_{\text{ЭЭС}}(t, t_{\text{пл}}), \quad (3)$$

где $p(\Delta W_t)$ — вероятность компенсации отклонения ΔW_t за период времени $t_{\text{пл}} \div t$ при наличии возможности компенсации ΔW_t со стороны СЭС промышленного предприятия и ЭЭС; $p_t(\Theta)$ — вероятность отсутствия отказов электротехнического оборудования в СЭС к моменту t , приводящих к невыполнению плана (задания); $p_k(t, t_{\text{пл}})$ — вероятность наличия избытка электроэнергии в ЭЭС; $p_{\text{ЭЭС}}(t, t_{\text{пл}})$ — вероятность безотказной работы электротехнического оборудования ЭЭС за период времени $t_{\text{пл}} \div t$.

Анализ рис. 1 показывает, что выпуск продукции, в соответствии с технологическим процессом, осуществляется с плановой (расчетной) скоростью $V_{\text{пл}}$, которая может быть определена по формуле (4):

$$V_{\text{пл}} = B_{\text{пл}}/t. \quad (4)$$

Если сложная производственная система работает без отклонений от плановой (расчетной) скорости $V_{\text{пл}}$, то математическое ожидание по выпуску заданного объема продукции к моменту времени t можно определить по формуле (5):

$$m_B(t) = V_{\text{пл}} t. \quad (5)$$

Если сложная производственная система работает с недогрузкой (перегрузкой) при соответствующем недостатке (избытке) производства электроэнергии на собственном объекте РЭ, то скорость выпуска продукции будет определяться по формуле (6):

$$m_B(t) = \bar{V}_t t, \quad (6)$$

где $\bar{V}_t$ – средняя скорость выпуска продукции на интервале времени $0 \div t$.

В общем случае скорость выпуска продукции является функцией $V(t)$, тогда:

$$m_B(t) = B_{\text{пл}}(t) = \int_0^t V(t) dt, \quad (7)$$

что в реальных условиях соответствует плану (заданию) по выпуску продукции при плановой величине электропотребления на момент времени t .

Так как в технологическом процессе имеют место случайные отклонения по выпуску продукции $\Delta B_t = B_{\text{пл}} - B_t$ и электропотреблению $\Delta W_t = W_{\text{пл}} - W_t$ (рис. 1), то необходим переход на новую скорость выпуска продукции (штрих-пунктирная линия 3 на рис. 1), которую можно определить по формуле (8):

$$V_t = V_{\text{пл}} + \Delta V = V_{\text{пл}} + \Delta B_t / (t_{\text{пл}} \div t). \quad (8)$$

Тогда вероятность компенсации отклонения $p(\Delta B_t)$ за период времени $t_{\text{пл}} \div t$ определяется вероятностью перехода технологического процесса к работе со скоростью V_t , которая является случайной величиной [22]. Если закон распределения $p(V)$ и его параметры известны, то вероятность компенсации отклонения выпуска продукции $p(\Delta B_t)$ и, соответственно, электропотребления из ЭЭС $p(\Delta W_t)$ можно определить как вероятность того, что реальная скорость выполнения плана (задания) по выпуску продукции $B_{\text{пл}}$ при электропотреблении $W_{\text{пл}}$ за оставшееся время $t_{\text{пл}} \div t$ примет значение $V \geq V_t$:

$$p(\Delta B \geq \Delta B_t) = p(\Delta W \geq \Delta W_t) = p(V \geq V_t) = \int_{V_t}^{V_{\text{max}}} p(V) dV, \quad (9)$$

где V_{max} – максимальная скорость выпуска продукции.

Анализируя сомножители в формуле (3), отметим, что отказ электротехнического оборудования в СЭС или ЭЭС на начальной стадии выпуска продукции и в его конце существенно отличаются своими технико-экономическими последствиями. При равных временах ремонта (замены) электротехнического оборудования в первом случае вероятность выполнения плана (задания) существенно выше. Поэтому следует учитывать, что вероятности зависят от времени возникновения отказа.

Определить минимальное время, за которое можно выполнить план (задание) по выпуску продукции при работе с максимальной скоростью V_{max} , можно по формуле (10):

$$t_{\text{min}} = B_{\text{пл}} / V_{\text{max}}. \quad (10)$$

Если в начале производственного процесса произошел отказ элемента в СЭС на время t_0 (задержка на время проведения ремонта элемента), то при работе с $V_{\max}$ план (задание) может быть выполнен. При этом t_0 можно определить по формуле (11):

$$t_0 = t_{\text{пл}} - t_{\text{мин}} = t_{\text{пл}} - B_{\text{пл}}/V_{\max}. \quad (11)$$

Предположим, что в момент времени t при известных B_t и W_t , (рис. 1) возникла задержка в выпуске продукции на время $t_1 - t$ при условии, что дальше скорость выпуска продукции была увеличена до $V_{\max}$. В этом случае произойдет увеличение потребляемой мощности $P_{\max}$, а конечная величина электропотребления $W_{\text{пл}}$ останется неизменной (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что если в момент времени t произошел отказ элемента в СЭС или технологической линии, то при его восстановлении за время $t_{\text{в}} = t_1 - t$ появляется возможность выполнения плана (задания) по выпуску продукции. Однако, чем ближе момент времени t к концу установленного срока выполнения задания $t_{\text{пл}}$, тем меньший интервал времени остается для восстановления отказавшего элемента (рис. 2). Поэтому $t_{\text{в}}$ является допустимым временем проведения работ по восстановлению элемента:

$$t_{\text{в доп}} = t_{\text{пл}} - t_1 - t. \quad (12)$$

Оценка последствий ликвидации отклонений в выпуске продукции от плана (задания) должна производиться на основе технико-экономического ущерба (штрафа, компенсации потерь) $Y = f(\pm \Delta B_p, \pm \Delta W_t)$, учитывающей как факторы, приведенные в [18–20], так и материальные, моральные и др. [24].

Алгоритм контроля текущего состояния технологического процесса и электропотребления представляет собой линейную последовательность операций, блок-схема которого приведена на рис. 3.

Реализация алгоритма (рис. 3) позволяет обеспечить контроль текущих отклонений $\pm \Delta B_p, \pm \Delta W_t$ с соответствующей технико-экономической оценкой ущерба от возможных отклонений на любом уровне сложной производственной системы:

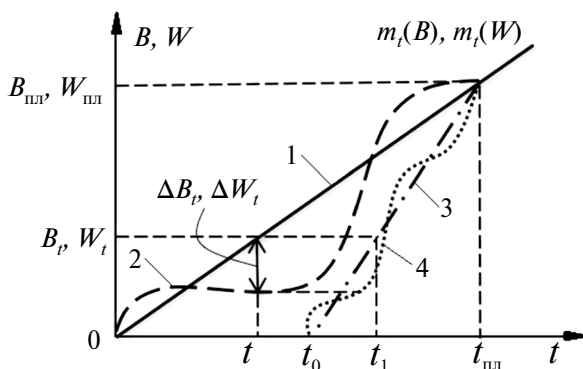


Рис. 2. График выполнения плана (задания) по выпуску продукции B и электропотреблению W при задержке на время проведения ремонта элемента: 1 — плановый; 2 — возможный вариант выпуска продукции; 3 — вариант выпуска продукции со скоростью $V_{\max}$; 4 — альтернативным вариант выпуска продукции со скоростью $V_{\max}$.

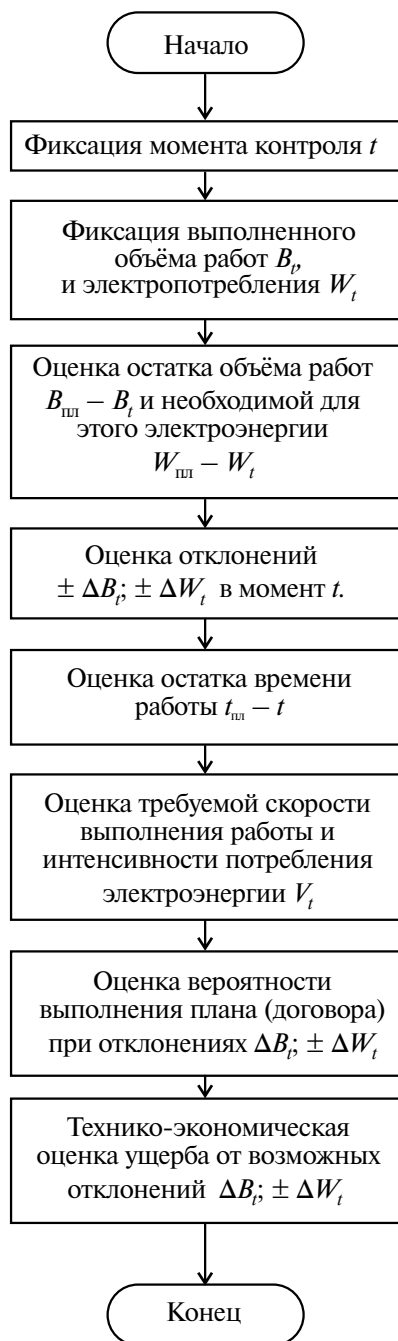


Рис. 3. Блок-схема алгоритма контроля текущего состояния технологического процесса и электропотребления.

технологическая линия, цех, предприятие. На основании полученной информации возможно принятие решений об управлении электропотреблением, изменении скорости выпуска продукции, ввода дополнительных резервов и перевода оборудования в другой режим работы. Принятые решения должны находить отражение в системе контроля в качестве новых исходных данных.

УЧЕТ ВОЗМОЖНЫХ КОЛЕБАНИЙ ОБЩЕСИСТЕМНОГО ПАРАМЕТРА

Увеличение частоты контроля параметров режима (напряжение, ток, мощность, частота) позволяет обеспечить оперативное управление электропотреблением. Это требуется, так как возможны значительные отклонения режимов электропотребления от запланированных (математическое ожидание случайного процесса), приводящие к увеличению вероятности выхода параметров режима за допустимые пределы. Если при контрольном замере в момент времени t_1 зафиксировано значение электропотребления W_1 с отклонением на ΔW_1 , то требуется оценка вероятности выхода электропотребления за допустимые пределы в последующие временные интервалы. Следовательно, необходим переход к задаче прогнозирования выбросов случайного процесса [25]. Необходимость использования характеристик выбросов случайного процесса обусловлена тем, что работа сложных производственных систем и их СЭС осуществляется в предельных режимах.

Требования по безопасности, надежности и эффективности должны обеспечиваться во всех режимах электропотребления, включая максимальный и минимальный, а также во всех допустимых технологических режимах [26]. Это важно, так как требуется обеспечить функционирование технологического процесса в предельных режимах (критические и экстремальные состояния) посредством анализа вероятностной структуры случайных процессов. График возможных колебаний системного параметра приведен на рис. 4.

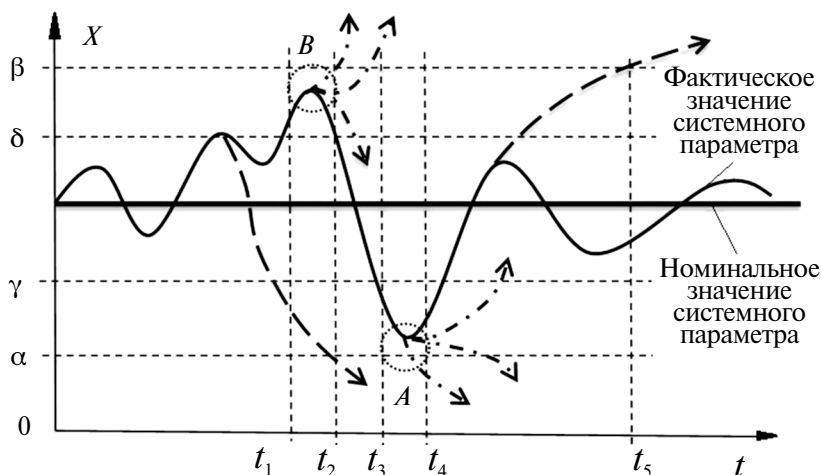


Рис. 4. График возможных колебаний системного параметра.

Область допустимого изменения системного параметра X , соответствующего значениям электропотребления, токов, напряжений, частоты определяется интервалом $\{\alpha, \beta\}$. Пока его значение не выходит за пределы $\alpha < X < \beta$, то сложная производственная система сохраняет интегративное свойство, включающее целостность (единство взаимосвязей и взаимодействия элементов) и эмерджентность (несводимость свойств системы к свойствам отдельных элементов). При выходе X за пределы интервала $\{\alpha, \beta\}$ невозможно обеспечить поддержание динамического равновесия в сложной производственной системе за счет скоординированного управления. При этом сложная производственная система утрачивает свою интегративность и по определению при $t > t_5$ перестает функционировать из-за срабатывания электрических или технологических защит, предотвращающих ее повреждение.

Частные компоненты параметра X могут принимать значения $\{\gamma > \alpha, \delta < \beta\}$, что определяет область частичного гомеостаза $\{\gamma < X < \delta\}$. При $\{\gamma < X < \alpha\}$ или $\{\delta < X < \beta\}$ сложная производственная система обычно переходит в новое качественное состояние, но продолжает функционировать как единый объект. Это происходит в диапазонах времен $\{t_1, t_2\}$ и $\{t_3, t_4\}$. Приближение системного параметра к предельно допустимым значениям (области A и B , рис. 4) может привести к системному кризису, когда дальнейшая работа сложной производственной системы может быть нарушена. При переходе сложной производственной системы в зону бифуркации ее состояние становится непредсказуемым.

УСЛОВИЯ, УТОЧНЯЮЩИЕ РЕЖИМЫ И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Фактическое значение электропотребления W (системный параметр) является одной из реализаций случайной функции $\xi(t)$. В большинстве задач, аналогичных тем, которые приведены на рис. 1, 2 можно считать, что при фиксированном значении $t_{пл}$ и колебаниях мгновенных значений электропотребления $w(t)$ пропорционально колеблется и потребляемая мощность $p(t)$, то есть $w(t) \propto p(t)$. Так как любая случайная функция определяется семейством выборочных реализаций на некотором интервале времени $t \in [t_0, t_0 + T]$, при допущении стационарности и эргодичности случайной функции, то возможно рассмотреть лишь одну выборочную функцию $\xi(t)$ непрерывного случайного процесса.

График выборочной реализации случайной функции $\xi(t)$ и характеристики выбросов ее траектории при пересечении критического уровня $W_{кр\ max} \propto P_{кр\ max}$ приведен на рис. 5, где: τ_0 — время первого достижения заданной границы; ξ_{mm} — амплитуда абсолютного максимума; ξ_m — амплитуда локальных максимумов; $n(t)$ — число пересечений случайной функцией уровня $W_{кр\ max}$; $n_{ext}(t)$ — число максимумов и минимумов случайной функции $\xi(t)$; $\tau^+(W)$, $\tau^-(W)$ — длительности выбросов случайной функции $\xi(t)$ на уровне $W_{кр\ max}$ [25].

Для описания поведения и введения числовых характеристик случайной функции выделяется совокупность «особых» точек. При критическом уровне электропотребления $W_{кр\ max}$ реализация случайной функции $\xi(t) = w(t)$ характеризуется положительными $n^+(W_{кр\ max}, T)$, отрицательными $n^-(W_{кр\ max}, T)$ и общими $n(W_{кр\ max}, T)$.

$T = n^+(W_{\text{кр max}}, T) + n^-(W_{\text{кр max}}, T)$ пересечениями его на интервале $t \in [t_0, t_0 + T]$ (рис. 5).

Величины $\tau^+(W) = \tau_{+,-}(W)$ и $\tau^-(W) = \tau_{-,+}(W)$ — это длительности положительных и отрицательных выбросов между положительными (+) и отрицательными (–) пересечениями критического уровня $W_{\text{кр max}}$. В момент времени $t = t_1$ траектория $\xi(t)$ впервые выходит за предел $W_{\text{кр max}}$, а время его достижения — τ_0 . Функция $\xi(t)$ на интервале $T < \infty$ имеет конечное число максимумов $n_{\text{max}}(T)$ и минимумов $n_{\text{min}}(T)$ с различными амплитудами ξ_m . В момент времени t_m траектория $\xi(t)$ достигает абсолютного максимума ξ_{mm} . Такой подход позволяет описать траекторию $\xi(t)$ определенным числом ее экстремальных амплитуд с указанием длительности интервалов между отдельными экстремумами. Это требуется для создания системы автоматического управления электропотреблением.

Очевидно, что возможен (рис. 5) анализ характеристик случайной функции $\xi(t)$ на основе последовательности особых точек траектории $\xi(t)$, представляющих случайную последовательность выбросов (максимумов). Множество точек t_i^+ и t_i^- , случайно распределенных на осях A и B времени t , образуют поток случайных событий. Тогда вероятность отсутствия события t_i эквивалентна вероятности того, что случайная величина ξ_i не превысит порогового значения $W_{\text{кр max}}$:

$$p^- = P(\xi_i < W_{\text{кр max}}) = F_{\xi}(W_{\text{кр max}}) = 1 - p^+, \quad (12)$$

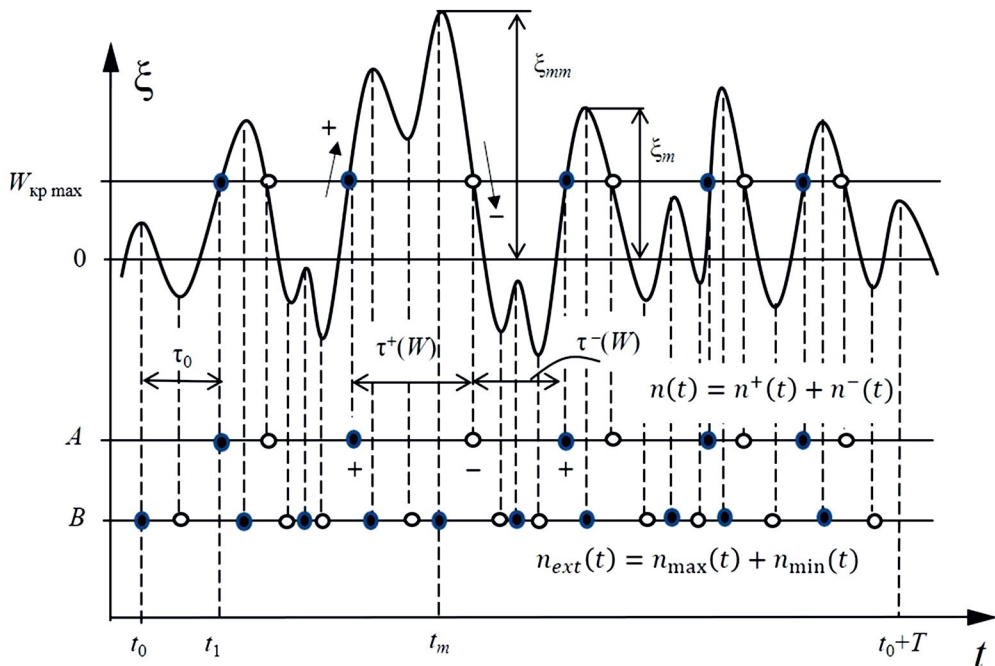


Рис. 5. График выборочной реализации случайной функции и характеристики выбросов ее траектории

Таким образом, значения выборочной функции $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$ случайной последовательности $\{\xi_n, n = \overline{1, n}\}$ отражают вероятности появления p^+ и отсутствия $p^- = 1 - p^+$ отдельного события для моментов времени $t_1, t_2, \dots, t_n$ превышения критического уровня $W_{\text{кр max}}$. Такой подход согласуется с классической схемой Бернулли [23, 27], когда случайная величина $n^+(W_{\text{кр max}})$ описывается биномиальным распределением:

$$p_k(n^+) = P\{n^+(W_{\text{кр max}}, n) = k\} = C_n^k (p^+)^k (p^-)^{n-k}, k = 0, 1, 2, \dots, n, \quad (13)$$

где $C_n^k = n!/k!(n-k)!$ — число сочетаний из n элементов по k .

Распределением (13) оценивается вероятность $P\{n^+(W_{\text{кр max}}, n) = k\}$ того, что в последовательности из n независимых наблюдений для моментов времени $t_1, t_2, \dots, t_n$ и, соответственно, значений случайной функции $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$ произойдет ровно k превышений порогового уровня $W_{\text{кр max}}$. Определение математического ожидания и дисперсии числа возможных превышений уровня $W_{\text{кр max}}$ производится простейшим образом по известным из теории вероятностей общим формулам (14) [23, 27]:

$$\begin{aligned} N^+(W_{\text{кр max}}, n) &= M\{n^+(W_{\text{кр max}}, n)\} = np^+; \\ D[n^+(W_{\text{кр max}}, n)] &= np^+(1 - p^+). \end{aligned} \quad (14)$$

Опыт эксплуатации сложных производственных систем показывает, что возможно существование нескольких возрастающих ступеней критических уровней $W_{\text{кр max}}$. Каждый из этих уровней в случайные моменты времени t_i может пересекаться выборочной функцией $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$. Последовательность пересечений рассматривается как отдельная реализация $t_1, t_2, \dots, t_n$ случайного точечного процесса $\{t_i(W_j)\}$ превышений уровня W_j [25]. График технологического процесса для двух критических уровней электропотребления $W_2 > W_1$ соответствует границам $\{\gamma < X < \alpha\}$ или $\{\delta < X < \beta\}$ (рис. 4) и приведен на рис. 6.

Так как величины ξ_i независимы, то выполняются условия схемы Бернулли, при которых число превышений $n^+(W_j, n)$ уровня W_j описывается биномиальным распределением, аналогично формуле (13). Математическое ожидание и дисперсия числа возможных превышений уровня W_j вычисляются по формуле (14).

В соответствии с рис. 6 точечный случайный процесс $t_i(W_2)$ на уровне W_2 есть результат «прореживания» потока $t_i(W_1)$ с уровня W_1 . Следовательно, вероятности

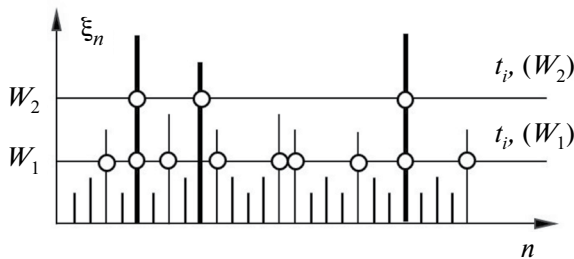


Рис. 6. График технологического процесса с превышением двух критических уровней электропотребления.

математического ожидания и дисперсии числа возможных превышений уровня $p^+(W_j)$ будут уменьшаться. Их разность является информацией о вероятности нахождения значений исследуемой случайной последовательности ξ_n в диапазоне уровней $\xi \in (W_1, W_2)$:

$$P\{\xi \in (W_1, W_2)\} = p^+(W_2) - p^+(W_1), \quad (15)$$

что на рис. 4 представлено границами $\{\gamma < X < \alpha\}$ или $\{\delta < X < \beta\}$.

Управление сложной производственной системой сводится к изменению сроков выполнения плана (задания) по выпуску продукции, перераспределению ресурсов или изменению потребляемой мощности и электропотребления. Сложность объекта управления, возможность изменения структуры и связей, номенклатуры выпускаемой продукции, а также случайные внешние и внутренние факторы существенно усложняют процесс принятия решений по управлению электропотреблением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поиск баланса между обеспечением надежности и эффективности в сложных производственных системах посредством выбора оптимальных технологических режимов требует повышения эффективности управления электропотреблением, в том числе за счет создания автоматизированных систем управления электропотреблением.

Сложные производственные системы часто функционируют в предельных электрических и технологических режимах, а также в условиях воздействия случайных внутренних и внешних факторов. При этом требования по безопасности, надежности и эффективности должны обеспечиваться. Необходимо дальнейшее развитие и применение уточненных методов анализа вероятностной структуры в системе контроля состояния сложной производственной систем для повышения достоверности прогнозирования количества и величины отклонений электропотребления и их последствий.

Обоснована необходимость дальнейшего исследования вероятностной структуры случайной функции, так как характеристики выбросов обладают физической наглядностью, достаточно просто измеряются, и во многих задачах позволяют одновременно с измерениями выполнять переход от аналоговой к цифровой форме представления информации.

Анализ особенностей траекторий случайных процессов функционирования сложных производственных систем и их режимов электропотребления позволяет выполнять оценки основных числовых характеристик биномиального распределения при различных значениях критических уровней. При этом становится возможной оценка относительных длительностей нахождения реализаций случайной функции в критических областях, вероятности выхода траекторий за границы области допустимых значений и других характеристик.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Есяков С.Я., Лукин К.А., Стенников В.А., Воронин Н.И., Редько И.Я., Баринев В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134–141.

2. *Тягунов М.Г.* Цифровая трансформация и энергетика // Энергетическая политика. 2021. № 9. С. 74–85.
3. *Воропай Н.И.* Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество. 2020. № 7. С. 12–21.
4. *Цуриков Г.Н., Щербатов И.А.* Применение промышленного интернета вещей на объектах энергетики // Мехатроника, автоматика и робототехника. 2018. № 2. С. 97–100.
5. *Массель Л.В.* Современный этап развития искусственного интеллекта (ИИ) и применение методов и систем ИИ в энергетике // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2021. № 4. С. 5–20.
6. *Иващенко В.А.* Теоретико-методологические основы, методы и математические модели управления электропотреблением промышленных предприятий // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2005. № 2. С. 100–114.
7. *Соляник А.И.* Современное состояние научной методологии формирования инвестиционной и ценовой политики электроэнергетики // Экономика и предпринимательство. 2016. № 12. С. 963–966.
8. *Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Решетов В.И.* Анализ механизма развития системных аварий в электроэнергетических системах // Электричество. 2008. № 10. С. 12–24.
9. *Колосок И.Н., Коркина Е.С.* Анализ кибербезопасности цифровой подстанции с позиций киберфизической системы // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 3. С. 121–131.
10. *Резчиков А.Ф.* Структуры автоматизированных систем управления энергетикой промышленных предприятий. — Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1983, ч. 1 — 120 с., ч. 2 — 164 с.
11. *Илюшин П.В.* Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник МЭИ. 2022. № 4. С. 98–107.
12. *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.
13. *Kulikov A.L., Shepvalova O.V., Ilyushin P.V., Filippov S.P., Chirkov S.V.* Control of electric power quality indicators in distribution networks comprising a high share of solar photovoltaic and wind power stations // Energy Reports. 2022. Т. 8. № 9. Pp. 1501–1514.
14. *Куликов А.Л., Илюшин П.В., Севостьянов А.А.* Применение статистического выборочного контроля при мониторинге показателей качества электрической энергии в современных системах электроснабжения // Электротехника. 2022. № 4. С. 46–53.
15. *Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А.* Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5. С. 39–49.
16. *Гвоздев Д.Б., Болонов В.О., Окнин Е.П., Здирук К.Б., Кузьминов И.М.* О возможности применения цифровых двойников в управлении объектами электроэнергетики // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 6. С. 30–35.
17. *Илюшин П.В.* Особенности противоаварийного управления при аварийных дефицитах мощности в автономных энергосистемах // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2016. № 5. С. 2–11.
18. *Папков Б.В., Куликов А.Л.* Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков. — М.: Издательство Юрайт, 2016. — 470 с.

19. Вороний Н.И. Надежность систем электроснабжения. Изд. 2-е, перераб. и доп. — Новосибирск: Наука, 2015. — 208 с.
20. Папков Б.В., Осокин В.Л. Управление электропотреблением в интеллектуальных системах электроснабжения. — Старый Оскол: ТНТ, 2023. — 440 с.
21. Папков Б.В., Осокин В.Л. Вероятностные и статистические методы оценки надежности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи. — Старый Оскол: ТНТ, 2017. — 424 с.
22. Свиридов В.В. Контроль в сложных системах. — М.: Знание, 1978. — 64 с.
23. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. — М.: Высш. шк., 1999. — 576 с.
24. Эдельман В.И. Надежность технических систем: экономическая оценка. — М.: Экономика, 1988. — 151 с.
25. Хименко В.И. Выбросы случайных процессов и проблема пересечения уровней. — М.: ТЕХНОСФЕРА. 2022. — 582 с.
26. Илюшин П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 74–81.
27. Гнеденко Б.В. Курс теории вероятностей. — М.: Изд-во ЛКИ/ URSS, 2015.

Features of Power Consumption Management in Complex Production Systems

B. V. Papkov¹, P. V. Ilyushin^{2, *}, A. L. Kulikov³

¹*Nizhny Novgorod State University of Engineering and Economics, Knyaginino, Russia*

²*Energy Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

³*Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia*

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

Solving the problems of optimizing modes and power consumption management in complex production systems is closely related to the availability of sufficient and reliable information about the features of the technological process. The features of non-stationary production modes and the possibilities of power consumption management in these conditions are considered. The results of the analysis of power consumption modes are obtained on the basis of taking into account a number of random factors determined by both internal and external circumstances, provided that the production plan (task) is mandatory. The application of the theory of emissions of random processes to increase the reliability of the initial information is justified. The necessity of further investigation of the features of technological processes in complex production systems based on the probabilistic structure and random functions is substantiated. This is due to the fact that the radiation characteristics are physically visible, they are quite easy to measure, and in many tasks they allow you to make the transition from analog to digital representation of information simultaneously with measurements.

Keywords: complex production system, technological process, optimization of modes, power consumption management, theory of emissions of random processes, random function

УДК 621.311:338.27

ВЛИЯНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА РЕГИОНАЛЬНЫЕ РАЗЛИЧИЯ В СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

© 2024 г. Д. Ю. Кононов*

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

**e-mail: stranger72@bk.ru*

Поступила в редакцию 19.03.2024 г.

После доработки 16.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Прогнозы возможной динамики стоимости генерации и цен на электроэнергию являются необходимой составляющей стратегий и программ развития энергетики. Они дают представление о конкурентоспособности разных типов электростанций и служат важным ориентиром для принятия инвестиционных решений. Цена электроэнергии — один из важных индикаторов энергетической и экономической безопасности страны. В статье предлагается поэтапный подход к оценке вероятного значения этого индикатора в долгосрочных прогнозах. Он предусматривает оптимизацию развития электроэнергетики, определение и сравнение средней и маржинальной стоимости генерации электроэнергии в разных региональных системах энергоснабжения в условиях неопределенности. Приведены результаты экспериментальных расчетов с целью оценки региональных различий как в стоимости электроэнергии, так и в ее реакции на разные сценарные условия. При этом условия базового сценария приняты с ориентацией на «Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года».

Ключевые слова: прогнозирование, электроэнергетика, стоимость генерации, Объединенная энергетическая система, энергетическая безопасность

DOI: 10.31857/S0002331024040041

ВВЕДЕНИЕ

Стоимость электроэнергии оказывает существенное влияние на жизненный уровень населения, рентабельность производства во многих отраслях производственной сферы. Оценка ее перспективных значений играет важную роль в принятии стратегических решений на разных иерархических уровнях управления экономикой (табл. 1).

Представляется, что на каждом этапе прогнозных исследований варианты развития энергетики должны оцениваться и сравниваться не только по их экономической эффективности, но и по влиянию на состояние энергетической безопасности.

В Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации [1], утвержденной в мае 2019 г., при мониторинге и систематической оценке состояния энергетической безопасности (ЭБ) предлагается использовать систему индикаторов, отслеживая их отклонение от задаваемых предельно допустимых значений. В числе таких индикаторов, характеризующих экономический аспект ЭБ, одним из основных является цена электроэнергии. Во всех зарубежных комплексных оценках состояния ЭБ страны этот индикатор используется с высоким весом [2].

Несмотря на научно-практическую важность прогнозов стоимости электроэнергии, она не стала еще одним из инструментов управления развитием электроэнергетики. Ее нет в публикуемых документах национальной системы стратегического планирования, таких, например, как «Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года» или «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года». Очевидно, что при разработке такого рода документов используются результаты ценовых прогнозов научных организаций, но они редко встречаются

Таблица 1. Требования к прогнозам стоимости электроэнергии на разных уровнях принятия стратегических решений

Уровень	Задача	Горизонт прогноза, лет	Территориальная детализация прогноза	Методический инструментарий	Основная исходная информация
Макроэкономика	Темпы роста стоимости электроэнергии	10–20	Страна	Модельно-программные комплексы	Целевые установки, сценарии развития экономики
ТЭК	Приведенные (дисконтированные) затраты на обеспечение потребностей в электроэнергии	15–25	Макро-регионы	Оптимизационные модели ТЭК	Сценарии развития экономики, конъюнктура мировых энергетических рынков
Электроэнергетика	Стоимость генерации электроэнергии Цены электроэнергии, обеспечивающие необходимые инвестиции	15–20 10–15	ОЭС ОЭС	Оптимизационные модели электроэнергетики Финансово-экономические модели	Варианты развития ТЭК, спрос на электроэнергию и тепло, цены на топливо для ЭС, ограничения на CO ₂ , топливно-экономические показатели новых электростанций
Энергетические компании	Цена самоокупаемости	10–15	Ценовые зоны	Ранжирование проектов по их эффективности и рискам	Конъюнктура рынков электроэнергии и тепла

Источник: авторское представление.

в публикациях и, как правило, в них прогнозная динамика средней стоимости электроэнергии приводится только для страны в целом.

Первая детализация прогнозов стоимости генерации электроэнергии по Объединенным Энергетическим Системам (ОЭС) России была осуществлена и опубликована коллективом ученых РАН в 2011 г. в книге «Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики)» [3]. Кроме базового варианта, рассматривались варианты с высоким, низким и предельно пессимистическим уровнями электро- и теплопотребления в период с 2000 по 2015 годы. Наиболее дорогая электроэнергия оказалась в ОЭС Центра, а наименьшая (в 2.3 раза) – в ОЭС Сибири.

Другой детализированный по ОЭС – прогноз тарифов и цен поставщиков на перспективу 2010–2030 гг. был опубликован Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) [4] в 2011 г. По этому прогнозу с 2020 по 2030 годы годовой прирост цены на электроэнергию для конечных потребителей снизится с 7% до 3%, а среднеотпускная цена в 2030 году составит 9.8 цент(2010)/кВтч.

Очевидна большая условность любых ценовых прогнозов не только из-за несовершенства используемого методического инструментария, но, главное, из-за большой неопределенности значений многих факторов, влияющих на конъюнктуру будущих энергетических рынков. Соответственно, диапазон неопределенности прогнозов стоимости электроэнергии, как видно из рис. 1 и 2, может быть весьма широк и требует обязательной их привязки к сценариям развития экономики и ТЭК.

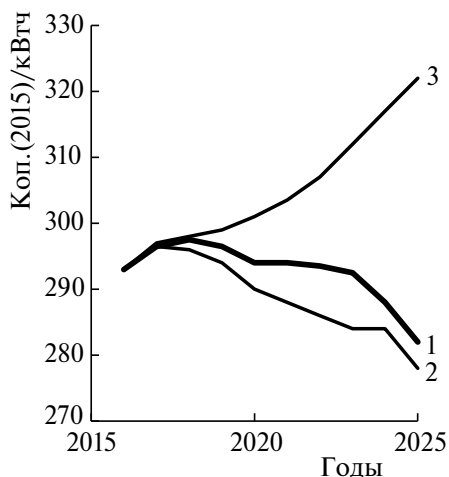


Рис. 1. Динамика среднеотпускной (конечной) цены электроэнергии при варьировании сценарных условий, (по данным ИНЭИ РАН). *Примечание:* Результаты расчетов трех выделенных сценариев: 1 – базовый, 2 – консервативный (пониженные темпы ВВП и спрос на электроэнергию), 3 – целевой (более высокие темпы роста спроса и стоимости топлива, а также более активное развитие безуглеродной энергетики). Источник: [5].

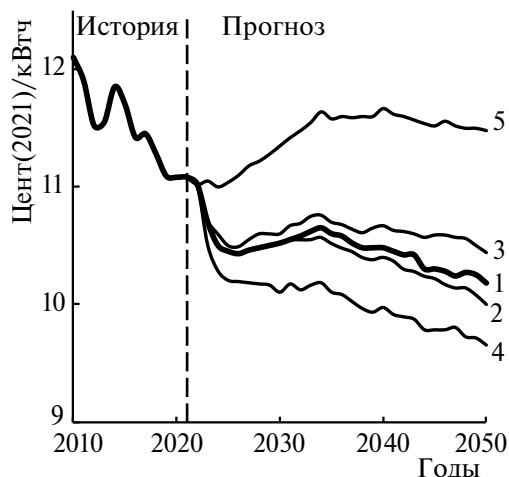


Рис. 2. Динамика средней стоимости электроэнергии в США при разных сценариях. *Примечание:* Результаты расчетов на модельном комплексе NEMS пяти сценариев: 1 – базовый сценарий, 2 и 3 – низкая и высокая стоимость ВИЭ, 4 и 5 – низкие и высокие цены на нефть и газ. Стоимость электроэнергии включает ее генерацию, магистральный транспорт и распределение. Источник: [6].

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Методы прогнозирования стоимости и цен электроэнергии зависят от решаемой задачи и рассматриваемой перспективы.

Оценка возможных и допустимых границ цен и стоимости электроэнергии — одно из направлений наших исследований. При этом возникает задача сравнительного анализа региональных различий не только в стоимости генерации электроэнергии, но и в ее реакции на изменение условий энергоснабжения в разных ОЭС.

Техника прогнозов на несколько дней или месяцев вперед для диспетчерского управления энергосистемами хорошо известна. В обзоре публикаций на эту тему на английском языке за 20 лет приводится список из почти 500 названий [7]. Эти прогнозы, в основном, базируются на обработке методами математической статистики отчетных данных и их экстраполяции.

Как в краткосрочных, так и в среднесрочных на несколько лет вперед прогнозах учитываются складывающиеся тенденции. При этом принимаются во внимание ожидаемые изменения на энергетических рынках. Применяемые в зарубежной и отечественной практике эконометрические модели учитывают корреляцию цены электроэнергии с влияющими на нее показателями. Например, в [8] учитывается связь цены электроэнергии с ВВП и с долей ГЭС в структуре генерации.

Эконометрические методы и модели дают лишь самое общее представление о возможном направлении изменении цен на электроэнергию в ближайшем будущем. Для получения более серьезных численных оценок этих изменений необходима увязка ценовых прогнозов со сценариями развития электроэнергетики, с возможной структурой новых электростанций и их технико-экономическими показателями.

Цены на электроэнергию в регионе (энергосистеме) в значительной степени зависят от ее стоимости на новых электростанциях, замыкающих баланс энергии. Для таких станций она должна покрывать эксплуатационные издержки и включать инвестиционную составляющую, обеспечивающую за счет ожидаемой прибыли возврат заемных средств и получение приемлемого дохода на вложенный капитал.

Взаимозависимость сравнительной эффективности новых электростанций, спроса и цен на электроэнергию делает возможным и целесообразным определение рационального ввода мощностей и стоимости производства на них электроэнергии в единой оптимизационной модели. С ее помощью может даваться приближенная оценка конкурентоспособности разных электростанций и разных способов рационального обеспечения заданной потребности в электроэнергии региона.

Теоретически должна решаться оптимизационная задача взаимосвязанного развития экономики и энергетики страны и регионов с учетом действия ценовых механизмов. Это требует использования сложных модельно-компьютерных комплексов типа, например, SCANNER [9] или NEMS [10]. Их важное достоинство — возможность учета корректирующего (обратного) влияния стоимости электроэнергии на темпы экономического роста и на энергопотребление.

Такие комплексы предназначены для оценки возможных последствий для энергетики, экономики, окружающей среды и безопасности страны рассматриваемых альтернативных вариантов энергетической политики, а также возможных ситуаций на внешних энергетических рынках. Получаемые с их помощью прогнозы дают

представление о тенденции изменения в динамике стоимости электроэнергии, позволяют очертить область ее возможных значений. Для сужения диапазона неопределенности этих значений и повышения практической значимости прогнозов нужны дополнительные исследования и специальный методический инструментарий. Прогнозы цен в энергетике должны формироваться и решаться как самостоятельная задача с итеративной увязкой ее с задачами прогнозных исследований развития экономики и ТЭК.

Двухэтапный подход к оценке (с помощью финансово-экономических моделей) ценовых последствий реализации тех или иных вариантов развития электроэнергетики разработан и используется в ИНЭИ РАН [11]. На первом этапе для каждого варианта определяются параметры производственных и инвестиционных программ, а на втором — необходимая для их реализации валовая выручка (НВВ). Среднеотпускная цена электроэнергии для различных потребителей ЕЭС России рассчитывается как отношение полной НВВ к полезному отпуску электроэнергии конечным потребителям. Расчеты, выполненные этим способом в 2018 году [12], показали, что в период 2016—2025 гг. темпы роста среднегодовой цены электроэнергии в ЕЭС снижаются в базовом и консервативном вариантах соответственно на 0.4% и 0.6%, но в целевом варианте (чтобы избежать дефицита мощностей) должны увеличиться на 1.1%. При этом диапазон неопределенности цены в 2025 г. составит 15%.

Методический подход ИНЭИ с использованием финансово-экономического анализа лучше, чем другие известные методы, подходит к определению целевой (необходимой) динамики цены на электроэнергию при разработке документов стратегического планирования на среднесрочную перспективу. Этот подход требует детализации моделирования, информации и результатов. При решении многих задач долгосрочного прогнозирования цен на энергию нет необходимости в такой детализации, но требуется учет особенностей решаемой задачи. Такая задача рассматривается ниже.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ПОДХОД К ЕЕ РЕШЕНИЮ

Цена электроэнергии рассматривается как важный индикатор, используемый при комплексной оценке состояния энергетической безопасности страны и регионов. Требуется предложить способ определения интервала неопределенности ее возможных значений в региональных системах энергоснабжения в долгосрочных прогнозах и оценить (на условном примере) значимость различия стоимостной реакции этих систем на возможные изменения в условиях их развития.

Эта задача является промежуточным этапом в предлагаемой схеме поэтапно определения возможных и допустимых границ цены электроэнергии с учетом разных сценариев будущего (рис. 3). Предполагается, что как в настоящее время, так и в перспективе, решающее влияние на нее будет оказывать стоимость генерации и транспорта электроэнергии на рассматриваемой территории. Для ее численной оценки в условиях неопределенности будущего требуется определение и обобщение множества (сотни) сбалансированных решений для разной комбинации исходных данных. Это в определенной степени позволяет сделать разработанная в ИСЭМ СО РАН оригинальная модель (компьютерная программа) МИСС-ЭЛ [13],

совмещающая оптимизацию развития электроэнергетики с методом Монте-Карло [14].

Критерий оптимальности в этой модели – минимум дисконтированных затрат на обеспечение заданной потребности в электроэнергии, а ограничениями являются: спрос на рассматриваемой территории в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, ограничения на добычу или на поставку в регион газа. В отличие от таких известных оптимизационных моделей электроэнергетики, как, например, [15, 16], эти ограничения задаются не однозначно, а интервально. Верхняя и нижняя граница принимаются и для цен на топливо, удельных капиталовложений и технико-экономических показателей, влияющих на стоимость электроэнергии.

При генерации возможных комбинаций значений исходных данных, задаваемых своими интервалами, варьируются числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона. Это позволяет генерировать случайные величины с самыми разными типами статистических распределений – равномерным, нормальным, показательным и т.д.

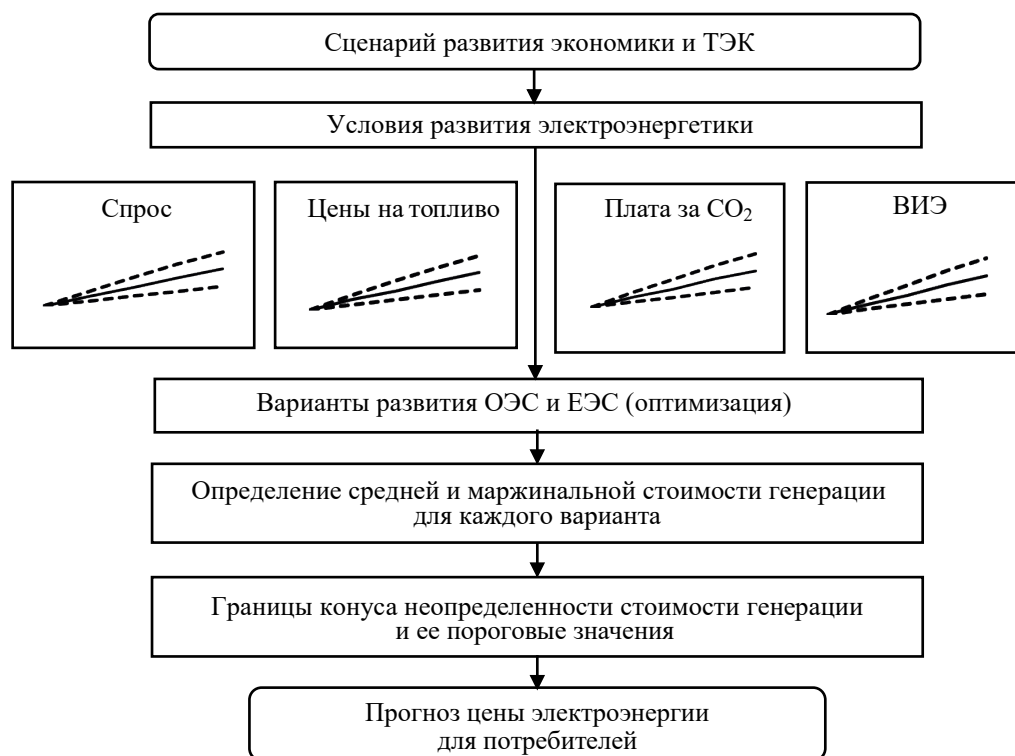


Рис. 3. Схема долгосрочного прогнозирования стоимости производства электроэнергии и ее цены для потребителей.

Из множества рассчитанных вариантов сбалансированного ввода мощностей программа МИСС-ЭЛ формирует основной, включающий наименее рискованный состав электростанций и обеспечивающий минимальную стоимость генерации в рассматриваемых условиях и при заданном распределении вероятности значений основных исходных данных внутри интервала их неопределенности.

Очевидно, что величина этого интервала и характер неопределенности зависят от рассматриваемой перспективы и могут быть разными для разных регионов. Соответственно разной может быть надежность количественных оценок как вариантов ввода мощностей, так и прогнозируемой стоимости генерации электроэнергии на рассматриваемой территории.

Многовариантные расчеты МИСС-ЭЛ позволяют определять не только наиболее эффективный состав и мощность вводимых электростанций по заданному критерию для каждой комбинации возможных условий, но и инвестиционные риски сооружения каждой станции. Для этого компьютерная программа включает определение частоты (вероятность) попадания данной станции в оптимальные решения. Чем меньше эта вероятность, тем выше риск реализации соответствующего инвестиционного проекта.

Из получаемого решения видно, какие электростанции замыкают баланс электроэнергии. Стоимость генерации на них можно принимать за маржинальную на рассматриваемой территории. Разница между ней и средневзвешенной стоимостью генерации всех электростанций в первом приближении характеризуют минимальные границы диапазона неопределенности стоимости электроэнергии в данном ОЭС в рассматриваемом сценарии. Интервал неопределенности цен на электроэнергию значительно шире, т.к. на их значение влияют возможные сетевые тарифы, государственное регулирование энергетических рынков и другие факторы.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

В качестве объекта исследования рассматриваются объединенные электроэнергетические системы (ОЭС), входящие в состав Единой энергетической системы России (ЕЭС). При этом основные исходные данные, характеризующие ожидаемые в рассматриваемом 2035 году потребности в электроэнергии отдельных ОЭС, приняты в соответствии с базовым сценарием Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года¹ [17] (далее – Генсхема). Следует отметить, что в ней не приводится ожидаемая стоимость электроэнергии в ОЭС. Нет в Генсхеме и цен на топливо для электростанций. Принимаемые в наших расчетах их ориентировочные значения для основного (базового) сценария приведены в табл. 2.

¹ Генсхема является частью общегосударственной системы прогнозирования и планирования и определяет направления развития электроэнергетики на перспективу 15 лет. Она должна корректироваться раз в три года и содержит долгосрочный спрос на электроэнергию, топливо для электростанций, сведения о развитии ОЭС, перспективные балансы мощности и энергии.

Таблица 2. Средние значения некоторых исходных данных, принятых в базовом сценарии для 2035 г.

Показатель	Едини- цы изме- рения	Регионы (ОЭС)							ЕЭС
		Урал	Севе- ро- Запад	Центр	Сред- няя Волга	Юг	Сибирь	Даль- ний Восток	
Потреб- ность в электро- энергии	Млрд кВтч	316	127	305	126	127	266	69	1335
Цена топлива	Долл./ т у.т.								
Газ	"-"	106	119	125	115	113	105	108	
Уголь	"-"	50	80	80	80	76	28	54	
Установ- ленная мощность									
АЭС	МВт	2100	6275	16175	6580	4070	-	-	35210
ГЭС	"-"	1870	2870	2655	7055	6115	26530	5015	52105
ВИЭ	"-"	480	165	91	195	1445	240	-	2615
ТЭС	"-"	49200	16000	37200	14400	14210	27600	9700	168360

Примечание. В модели МИСС-ЭЛ эти и другие исходные данные задавались интервально с отклонением от средних значений на 5–10%.

Источник: Потребности в электроэнергии и установленная мощность электростанций – Ген-схема 2017 [17], цены на топливо – авторский прогноз с учетом [18].

В базовом и других сценариях все исходные данные задавались не однозначно, а диапазоном их вероятных значений. Основные расчеты на модели МИСС-ЭЛ проводились при нормальном их распределении внутри этого диапазона. Показанные в табл. 3 результаты расчетов свидетельствуют, что при интервальной неопределенности стоимость электроэнергии несколько увеличивается.

Следует отметить, что приведенные в этой и других таблицах стоимостные оценки являются обобщением (усреднением) результатов многовариантных расчетов (испытаний) с использованием процедуры Монте-Карло. В табл. 4 показана степень неоднозначности этих оценок – отклонение от усредненных показателей.

Таблица 3. Региональные различия в стоимости генерации электроэнергии в базовом сценарии, цент/кВтч

Стоимость	Характер неопределенности	Регионы (ОЭС)						
		Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток
Средняя	Нормальное распределение	6.6	7.7	7.6	7.0	7.1	5.9	6.9
	Интервал неопределенности	6.8	7.8	7.7	7.1	7.2	6.0	7.0
Маржинальная	Нормальное распределение	7.1	7.8	7.9	7.9	7.7	6.7	7.4
	Интервал неопределенности	7.2	8.0	7.9	7.9	8.0	6.8	7.5

Примечание. Результаты экспериментальных расчетов на перспективу 2035 г. Здесь и далее стоимость электроэнергии по курсу 2017 г. (60 руб./долл.).

Таблица 4. Характеристика неоднозначности оценки стоимости электроэнергии в базовом варианте

Стоимость	Регионы (ОЭС)						
	Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток
Средняя стоимость	0.04 (1%)	0.07 (1%)	0.07 (1%)	0.10 (1%)	0.08 (1%)	0.14 (2%)	0.10 (1%)
Маржинальная стоимость	0.07 (1%)	0.12 (2%)	0.09 (1%)	0.34 (4%)	0.21 (5%)	0.09 (2%)	0.30 (7%)

Примечание. Показатели неоднозначности: среднеквадратичное отклонение и коэффициент вариации (в скобках).

Региональные различия в средней стоимости электроэнергии в значительной степени зависят от структуры генерации в ОЭС. Что же касается маржинальной стоимости, то она формируется станциями, замыкающими баланс электроэнергии. В наших расчетах это угольные и газовые ТЭС. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) при принятых прогнозных значениях технико-экономических показателей в оптимизационных расчетах базового и других сценариях выходят на заданную нами верхнюю границу допустимой мощности. Это относится и к АЭС, и к ГЭС, установленная и новая мощность которых принята с возможными небольшими отклонениями от данных Генсхемы на 2–3%.

На численные значения стоимости электроэнергии сильно влияют цены на топливо. В сценарии удорожания газа на 25% по сравнению с базовым сценарием средневзвешенная стоимость генерации в регионах увеличивается на 4–8% (табл. 5 и 6), а рост маржинальной доходит до 11–12% в ОЭС Урала, Центра и Северо-Запада.

Таблица 5. Средняя и маржинальная стоимость электроэнергии в ОЭС при разных сценарных условиях, цент/кВтч

№ п/п	Сценарий	Регионы (ОЭС)							ЕЭС
		Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток	
1	Цена газа выше на 25%	7.1 (7.9)	8.1 (8.7)	8.2 (8.8)	7.4 (8.3)	7.5 (8.2)	6.2 (7.2)	7.2 (7.5)	7.3 (8.1)
2	Штраф за эмиссию CO ₂ 20 долл./т	7.7 (8.5)	8.1 (8.7)	8.1 (8.8)	7.5 (8.6)	7.5 (7.9)	6.7 (8.2)	7.9 (8.7)	7.6 (8.3)
3	Штраф за эмиссию CO ₂ 40 долл./т	8.7 (8.9)	8.5 (9.5)	8.6 (8.9)	7.9 (8.7)	8.0 (8.7)	7.4 (9.4)	8.8 (9.6)	8.3 (9.1)
4	Снижение нормы дисконта с 10 до 8%	6.0 (6.6)	6.8 (7.2)	6.8 (7.2)	6.2 (7.0)	6.2 (6.9)	5.1 (5.8)	6.1 (6.5)	6.1 (6.4)

Примечание. Результаты экспериментальных расчетов при нормальном распределении всех исходных данных внутри заданного интервала неопределенности. Показана средневзвешенная и маржинальная (в скобках) стоимость электроэнергии.

Таблица 6. Отклонение стоимости электроэнергии от ее значения в базовом сценарии, %

№ п/п	Сценарий	Стоимость	Регионы (ОЭС)						
			Урал	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Сибирь	Дальний Восток
1	Цена газа выше на 25%	Средняя	8	5	8	6	6	5	4
		Маржинальная	11	12	12	7	7	6	5
2	Штраф за эмиссию CO ₂ 20 долл./т	Средняя	17	5	7	7	6	14	15
		Маржинальная	20	11.5	11.5	10	2	22	18
3	Штраф за эмиссию CO ₂ 40 долл./т	Средняя	32	10	13	13	13	25	27
		Маржинальная	25	22	11.5	11.5	12	40	30
4	Снижение нормы дисконта с 10% до 8%	Средняя	-9	-12	-11	-11	-12	-14	-13
		Маржинальная	-7	-8	-9	-11	-10	-13	-12

К еще большему удорожанию электроэнергии может привести реализация стратегии низкоуглеродного развития энергетики (например, [18–20]), предусматривающая введение платежей (штрафов) за выбросы CO₂ и других парниковых газов.

Расчеты показывают, что при штрафе 20 долл./т CO₂ средняя стоимость в регионах со значительной долей угольных станций (ОЭС Сибири, Урала, Востока) может

увеличиться на 14–17%, а маржинальная – до 20–22% по сравнению с базовым сценарием.

При штрафе 40 долл./т CO_2 средняя стоимость электроэнергии во всех регионах увеличивается примерно в два раза. При этом рост маржинальной стоимости ниже роста средней стоимости во всех ОЭС за исключением Сибири и Востока.

Возможны разные меры государственного воздействия на снижение негативных ценовых последствий от декарбонизации энергетики, включая стимулирование увеличения в структуре производства электроэнергии доли станций с отсутствием выбросов парниковых газов (АЭС, ГЭС, ВИЭ). Это требует повышения их рентабельности. В функционале оптимизационных моделей электроэнергетики и ТЭК рентабельность отражается в задаваемых коэффициентах дисконтирования. Во всех наших сценариях его значение принималось в размере 10%, но для приближенной оценки ценовых последствий возможных стимулирующих воздействий государства дополнительно был рассмотрен сценарий, в котором норма дисконта была уменьшена на два процентных пункта. Это, согласно расчетам, привело бы к удешевлению генерации электроэнергии на 7–14% (табл. 6).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Очевидна условность любых ценовых долгосрочных прогнозов, особенно региональных цен на электроэнергию. Но они привлекают внимание, поскольку важны для принятия инвестиционных решений, а также для представления о вероятных экономических угрозах энергетической безопасности [21].

Обычно публикуются прогнозы не цен, а усредненной стоимости производства электроэнергии. Лучшим ориентиром для представления о возможной динамике рыночной цены могут служить ожидаемая стоимость генерации на станциях, замыкающих баланс электроэнергии на рассматриваемой территории. Это маржинальная стоимость, как показывают наши оптимизационные расчеты, может быть на 10–15% выше усредненной стоимости.

Выявлены значительные региональные различия как в средней, так и в маржинальной стоимости. В базовом сценарии последняя в ОЭС Сибири на 17–19% ниже, чем в ОЭС Юга и Средней Волги.

Стоимость генерации (как и структура мощностей и величина межрегиональных перетоков) по-разному реагирует на изменение сценарных условий в разных регионах. При удорожании природного газа средняя и маржинальная стоимость в наибольшей степени растет в ОЭС Центр и Северо-Запада, а на штрафы за выбросы CO_2 сильнее реакция в ОЭС Сибири и Востока.

Обобщение и сравнение минимальной и максимальной маржинальной стоимости во всех рассмотренных сценариях позволяет получить представление о диапазоне ее неопределенности. Он составляет: для ОЭС Центра, Средней Волги и Юга – 20–23%, для ОЭС Северо-Запада и Урала – 30–32%, для ОЭС Востока и Сибири – 42–53%.

Приведенные результаты расчетов могут быть интересны и полезны не абсолютными значениями стоимости генерации электроэнергии, а выявленными ее значительными относительными региональными различиями. Учет этих различий важен при решении многих задач, в т.ч. при определении потенциала распределенной генерации (например, [22]). В такого рода задачах надо иметь представление

как о маржинальной стоимости генерации электроэнергии для производителей, так и о вероятной и приемлемой цене для потребителей. Предлагаемая в статье схема поэтапных расчетов намечает один из возможных путей определения такой цены.

Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. № AAAA-A21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010> (дата обращения: 16.05.2019).
2. Кононов Ю.Д. Анализ опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности // Энергетическая политика. 2018. № 6. С. 98–107.
3. Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики) / Телегина Е.А., Арбатов А.А., Алекперов В.Ю. М.: МГФ “Знание”, 2001. 480 с.
4. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. Министерство энергетики Российской Федерации. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. 2011. 204 с. URL: https://atompool.ru/images/data/gallery/1_8337__usloviya_elektroenergetiki_na_period_do_2030_goda.pdf (дата обращения 21.09.2023).
5. Макарова А.С., Хоршев А.А., Ерохина И.В. Корректировка параметров среднесрочного развития электроэнергетики с учетом изменившихся условий эффективности обновления ТЭС. В кн. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики. М.: ИНЭИ РАН, 2018. С. 74–97.
6. U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2022 (AEO2022) URL: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo> (дата обращения 10.11.2023).
7. Weron R. Electricity price forecasting: Review of the state-of-the-art with a look into the future // International Journal of Forecasting. 2014. № 30(4). Pp. 1030–1081.
8. Косов В.В. Относительные цены как инструмент среднесрочного прогнозирования оптовых цен (на примере цен на электроэнергию) // Проблемы прогнозирования. 2005. № 6. С. 60–76.
9. SCANNER. Модельно-информационный комплекс / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, О.А. Елисеева и др. М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.
10. The National Energy Modeling Systems. An Overview Energy Information Administration (2009). URL: <http://www.eia.gov/forecast/aeo/nems/overview/pdf/> (дата обращения 17.08.2023).
11. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 36–47.
12. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Оценка ценовых последствий адаптации электроэнергетики к изменению балансовой и ценовой ситуации в период до 2025 года. В кн. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики. М.: ИНЭИ РАН, 2018. С. 119–136.
13. Кононов Ю.Д., Тытышный В.Н., Кононов Д.Ю. Использование стохастического моделирования при выборе вариантов энергоснабжения регионов с учетом инвестиционных рисков // Информационные и математические технологии в науке и практике. 2018. № 2 (10). С. 80–87.
14. Ермаков С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1975. 472 с.

15. Труфанов В.В., Апарцин А.С., Маркова Е.В., Сидлер И.В. Интегральные модели для разработки стратегии технического перевооружения генерирующих мощностей // *Электричество*. 2017. № 3. С. 4–11.
16. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е. и др. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики // *Изв. РАН. Энергетика*. 2010. № 4. С. 82–94.
17. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. 80 с. URL: <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJK8AzKVXrGlbW8ENGp.pdf> (дата обращения 26.11.2022)
18. Исследование путей и темпов низкоуглеродного развития в России / Под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2022. 138 с.
19. Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колтаков А.Ю., Единак Е.А. Возможности и риски политики климатического регулирования в России // *Вопросы экономики*. 2022. № 1. С. 72–89.
20. Малахов В.А., Несытных К.В. Долгосрочные макроэкономические потери и выгоды России от низкоуглеродного развития мира и отечественной энергетики // *Проблемы прогнозирования*. 2022. № 4. С. 55–66.
21. Кононов Ю.Д. Оценка и учет в прогнозных исследованиях ТЭК экономической составляющей энергетической безопасности // *Проблемы прогнозирования*. 2021. № 2. С. 56–68.
22. Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Мышкина Л.С. Прогноз и концепция перехода к распределенной энергетике в России // *Проблемы прогнозирования*. 2022. № 4. С. 124–134.

The Effect of Projected Conditions of Expansion Planning in the Electric Power Industry on Regional Disparities in the Cost of Electricity

D. Yu. Kononov*

*Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia*

**e-mail: stranger72@bk.ru.*

Projections of possible dynamics of generation costs and electricity prices are of paramount importance for strategies and programs of energy sector development. They give insight into the competitiveness of various types of power plants and serve as an important benchmark for making investment decisions. The price of electricity is one of the key metrics of the country's energy and economic security. This article proposes a step-by-step approach to estimating the probable value of this metric as part of long-term projections. The approach involves optimizing the expansion planning of the electric power industry as well as determining and comparing the average and marginal costs of power generation in different regional power supply systems under uncertainty. We present the results of modeled calculations for the purpose of assessing regional disparities in both the cost of electricity and its response to different scenarios. We also note that the assumed baseline scenario follows closely «The Master Plan of Placement of Electric Power Industry Facilities to 2035».

Keywords: projections, electric power industry, electricity generation costs, integrated power systems, energy security

УДК 621.18

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЫГОРАНИЯ ТОПЛИВА В ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ТОПКАХ

© 2024 г. Е. А. Бойко*, С. В. Пачковский**, К. В. Лебедев***

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет», Красноярск, Россия

**e-mail: EBoiko@sfu-kras.ru*

***e-mail: p-sv@mail.ru*

****e-mail: konstantin.lebedev.2000@gmail.com*

Поступила в редакцию 26.07.2024 г.

После доработки 16.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Предложена усовершенствованная методика инженерного расчета степени выгорания пылевидного твердого органического топлива в факельных топках паровых котлов, учитывающая кинетику процессов испарения влаги, выхода летучих веществ с отдельной оценкой индивидуальных газообразных компонентов и смолывыделения и их горения, вторичного крекинга смол, горения и газификации коксового остатка, превращения минеральной части топлива, что позволяет обеспечить оценку и контроль выполнения материальных балансов отдельно взятых этапов, стадий и в целом всего брутто-процесса горения угля, и в конечном счете адекватное определение величин тепловых потерь с механической и химической неполнотой горения. Разработаны методические положения по учету кинетических и диффузионных процессов термохимического превращения углей для установления количественной взаимосвязи между температурно-временными характеристиками выгорания пылеугольных частиц и локальными параметрами топочного процесса. Методика реализована в виде специализированного алгоритмического и программного обеспечения и позволяет выполнять оценку степени выгорания топлива как для зоны активного горения, так и для зон, расположенных в камере охлаждения топочного пространства при проведении проектных и режимно-наладочных работ.

Ключевые слова: диффузионно-кинетическая модель, твердое органическое топливо, стадии горения угля, программно-вычислительный комплекс, теоретические и экспериментальные исследования, топочная камера паровых котлов

DOI: 10.31857/S0002331024040059

ВВЕДЕНИЕ

Совершенствованию технологии производства и потребления энергии, вырабатываемой при использовании твердых органических топлив, уделяется значительное внимание в энергетической отрасли. Создание новых и повышение эффективности существующих технологических способов сжигания углей на тепловых

электростанциях основано на всесторонней оценке их состава и свойств. Расчет теплообмена и распределение температур в топочных камерах основан на использовании теплотехнических характеристик сжигаемого топлива и эмпирических закономерностей, положенных в основу нормативного метода [1].

В настоящее время для расчета топочных камер паровых котлов применяется позонная методика, сочетающая расчет теплообмена и выгорания пылеугольного факела [2–4]. Анализ результатов многочисленных расчетных исследований с использованием позонной методики позволил установить, что ранние стадии горения натурального топлива характеризуются одновременным выгоранием летучих веществ и кокса. Количество выгоревшего кокса за время параллельного горения летучих и кокса составляет для частиц размером 100 мкм около 65–75%. Оставшийся кокс горит очень медленно, вследствие чего время сгорания летучих во много раз меньше полного времени выгорания топлива. При этом расчет степени выгорания выполнялся только для зон активного горения, без учета продолжительности процессов испарения влаги и выхода летучих веществ, так как методика разрабатывалась для определения выгорания пылеугольного факела в топках паровых котлов при сжигании низкореекционных каменных углей.

Совершенствование используемого в настоящее время метода расчета топочных камер ведется в направлении уточнения методики расчета выгорания топлива [2–4] с отдельной оценкой длительности испарения влаги, выделения и горения летучих веществ и выгорания коксового остатка. В соответствии с трактовкой начальной стадии горения пылеугольного факела, предложенной в работе [5], а также рядом зарубежных исследователей [6], влияние летучих веществ на суммарный процесс выгорания угольной пыли сводится не только к повышению температурного уровня в зоне активного горения, но и сказывается на длительности протекания стадий воспламенения и выгорания коксового остатка. В работе [7] предложена методика расчета выгорания пылеугольного факела в топочной камере паровых котлов, разбитой на две зоны — зона активного горения и зона догорания. Нульмерное рассмотрение процесса [8] предполагает введение в расчет некоторых средних или эффективных параметров. В зарубежных работах [9] предложена методика расчета параметров пылеугольного факела, основанная на экспериментальной оценке эффективных значений кинетических параметров горения угля в трубчатой печи с последующим расчетом степени выгорания по математической модели в условиях топочной камеры котельного агрегата, разработанной специалистами крупнейшей котлостроительной компанией США Combustion Engineering, Inc. Однако использование эффективных кинетических характеристик не позволяет обеспечить учет индивидуальных особенностей сжигаемого топлива и условий организации топочного процесса.

Следует отметить, что все существующие методы расчета выгорания топлива в относительной степени могут быть использованы только при решении узкого класса технологических задач и малопригодны при решении задач проектирования новых конструкций топочных камер, перевода действующих котлов на сжигание непроектного топлива и тем более при реконструкции и наладке топочно-горелочных устройств, например, при внедрении метода ступенчатого сжигания с целью уменьшения выбросов оксидов азота. Во многом это объясняется отсутствием учета в имеющихся методах расчета степени выгорания так называемой реакционной способности углей с оценкой кинетики различных стадий их термохимического превращения и индивидуальных для каждой стадии температурно-временных условий протекания процесса в топках паровых котлов.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ И КИНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЫГОРАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА

Объективная расчетная оценка скорости выгорания угля в условиях топочной камеры в настоящее время возможна на основе учета кинетических характеристик отдельных стадий температурной обработки пылевидного твердого топлива, в частности, процессов испарения влаги, термической деструкции, горения и газификации коксового (нелетучего) остатка. При этом необходимо учитывать, что, как правило, в реальных технологических установках протекание этих процессов носит параллельно-последовательный характер, что создает определенные методические трудности при их определении и использовании [10].

В большей степени такой постановке задачи отвечает следующая физико-химическая модель горения угольной частицы в пылевидном состоянии (рис. 1).

Согласно такой формализации процесс сушки топлива характеризуется испарением влаги из объема угольной частицы при условии движения поверхности испарения, как фронта фазового перехода, внутрь частицы и сопровождающееся повышением температуры поверхности сухого слоя. С учетом того, что влага, содержащаяся в топливе, имеет с угольным веществом различные по прочности связи целесообразно рассматривать два самостоятельных фронта испарения гигроскопической и химически связанной влаги. Причем фронт испарения химически связанной влаги отстает от фронта испарения гигроскопической влаги. По мере повышения температуры поверхностного слоя происходит процесс термической деструкции (пиролиза) органической массы, сопровождающийся выделением летучих веществ. Современные модели пиролиза рассматривают органическую массу

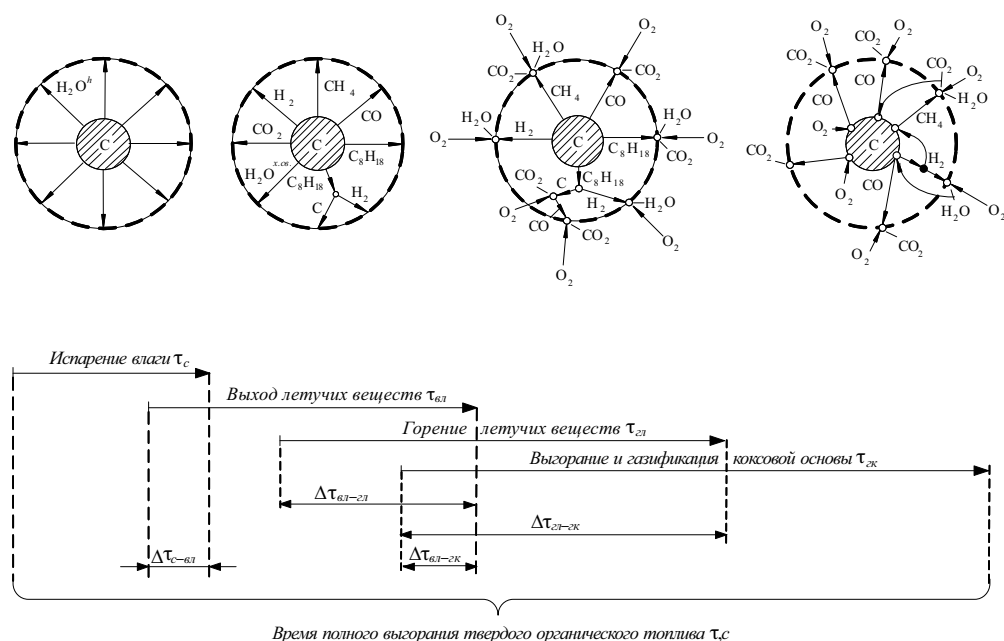


Рис. 1. Механизм термохимического превращения пылеугольной частицы применительно к широкому классу технологических процессов и устройств.

угля как ансамбль конденсированных ароматических, гидроароматических и гетероциклических структур (кластеров), содержащих в виде заместителей различные функциональные группы. При нагреве топлива наблюдается разрыв связей, прикрепляющих функциональные группы к кольцевым кластерам, с образованием летучих газовых компонентов (преимущественно CO , CO_2 , H_2O , H_2 , CH_4 , HCN , алифатические углеводороды). Одновременно с выходом легких газовых компонентов идет расщепление мостиковой структуры угля с выделением крупных молекулярных фрагментов (смол — $\text{C}_8\text{H}_{18} 2\text{H}_2\text{O}$).

Выделившиеся горючие газообразные летучие компоненты при достижении достаточной концентрации стехиометрической смеси реагируют в газовой фазе с кислородом воздуха до получения конечных продуктов CO_2 и H_2O . Смолы при недостатке окислителя могут повторно деструктировать, образуя вторичные продукты, в частности ацетилен, бензол, водород и сажу, которые, в свою очередь, также вступают в реакцию с кислородом воздуха, генерируя продукты полного (CO_2 и H_2O) и неполного горения (например, CO) с последующим их догоранием.

В процессе выделения летучих веществ и их последующего воспламенения, происходит нагрев угольной частицы, инициализирующий процесс горения нелетучей (коксовой) основы. Реакция горения кокса протекает на поверхности угольной частицы, в результате которой из газового объема кислород воздуха адсорбируется на поверхности углерода. На ней атомы кислорода вступают в химическую реакцию, образуя сложные углерод-кислородные комплексы C_xO_y . Последние затем распадаются с получением продуктов полного (CO_2) и неполного (CO) горения. Водяные пары (H_2O) и углекислый газ (CO_2), образующиеся в результате протекания процессов сушки, выхода балластных летучих, горения горючих летучих и коксовой основы топлива, а также в результате догорания неполных продуктов сгорания могут реагировать с твердой фазой, образуя CO и H_2 . Эти реакции протекают по радикально-цепному механизму при непосредственном участии гидроксидов как промежуточных соединений с появлением комплекса НСОН , а затем и валентных донорно-акцепторных связей с атомарным углеродом. Вследствие соударения атомов и молекул с вакантными местами и благодаря наличию валентных сил на активных местах поверхности образуются промежуточные комплексы. Последние стимулируют электронный перенос, обеспечивая хемосорбцию газообразных компонентов на поверхность коксовой основы. Получающийся в результате вторичных реакций водород может вступать в химические реакции: с углеродом до образования неполного продукта горения (CH_4) и кислородом до — H_2O . Метан в газовой фазе окисляется до CO_2 и H_2O . Продукты полного (H_2O) и неполного (CO) горения могут взаимодействовать между собой, образуя CO_2 и H_2 .

Соответствующая описанной физико-химической модели расчетная схема, обеспечивающая контроль выполнения материальных балансов отдельно взятых стадий горения угля, а также в целом всего брутто-процесса представлена на рис. 2 [11].

Определение кинетических параметров различных процессов термохимической обработки угля учитываемых в представленных выше физико-химической модели и расчетной схеме в настоящее время может быть осуществлено только с помощью метода комплексного термического анализа топлива с последующей экстраполяцией результатов на условия реальных топочных процессов (температура нагрева $10^4 - 10^6$ град/с).

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА

Комплексный термический анализ твердого топлива объединяет в рамках единой установки дериватографию и хроматографию, что позволяет наряду с суммарными характеристиками процесса нагрева навески угля (убыль массы, скорость убыли массы, изменение температуры, тепловые эффекты) получать также и динамику выделения газообразных продуктов (CO , CO_2 , H_2 , CH_4 и др.) в неизотермических условиях.

Методика оценки кинетики процессов выгорания пылевидного твердого топлива основана на обработке экспериментальных данных, полученных с помощью комплексного термического анализа, трех опытов [12]:

1) в инертной среде с газовым анализом состава выделяющихся летучих веществ по результатам которого определяются характеристики процесса испарения влаги,

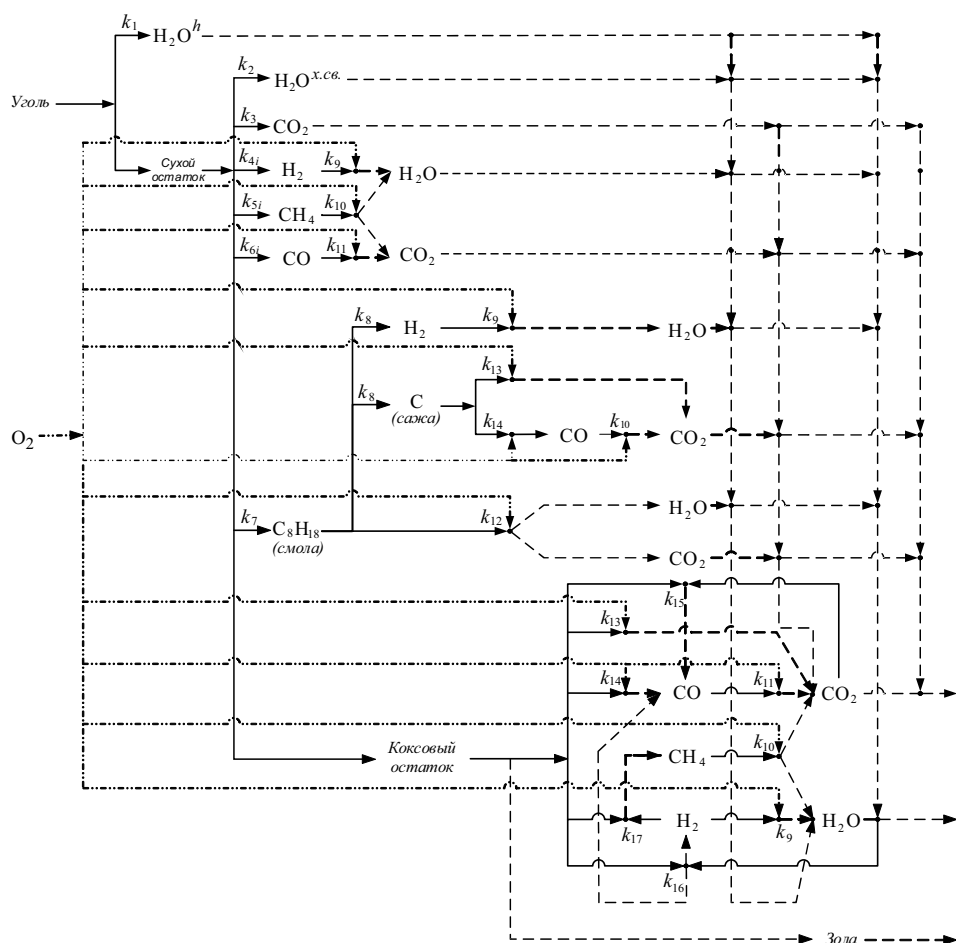


Рис. 2. Расчетная схема кинетических процессов термохимического превращения твердого органического топлива.

общий выход и состав летучих веществ. ДТГ-кривая после вычитания дифференциальной кривой суммарного выхода парогазовых компонентов преобразуется в кривую смоловыделения;

2) в окислительной среде — осуществляется выгорание нелетучего остатка, получаемого в предыдущем опыте;

3) в окислительной среде — термоокислительная деструкция исходного угольного вещества, характеризующаяся наложением процессов выделения и горения летучих веществ, а также окисления коксовой основы.

Учитывая одновременность протекания при термоокислительной деструкции двух процессов, суммарная скорость которых регистрируется в виде ДТГ-кривой, выделение процесса выхода летучих веществ (“синтетических” летучих) осуществляется путем вычитания из ДТГ-кривой процесса термоокислительной деструкции скорости окисления коксовой основы. Скорость реакции окисления нелетучего остатка определяется по результатам второго опыта и накладывается на ДТГ-кривую процесса термоокислительной деструкции, при соответствующей корректировке температурных интервалов.

Затем полученную в первом опыте суммарную кривую скорости газовыделения совмещают с выделенным при термоокислительной деструкции периодом выхода летучих веществ, пересчитывая ее при этом по отношению скоростей выделения летучих веществ в инертной и окислительной средах, принимая постоянным общее количество газового компонента. При вычитании из дифференциальной кривой процесса выделения летучих в окислительной среде соответствующей кривой газовыделения находят дифференциальную кривую смоловыделения в окислительной среде (“синтетические” смолы).

Использование вышеприведенной методики получения экспериментальных данных по результатам трех опытов комплексного термического анализа углей (термическое разложение, горение нелетучего остатка и термоокислительная деструкция) позволяет перейти к их обработке с целью определения кинетических параметров (E и k_0) многостадийных последовательно-параллельных процессов термохимического превращения топлива.

Полученные кинетические характеристики позволяют выполнить расчет констант скоростей процесса термохимического превращения топлива ($k_1 - k_{17}$, см. рис. 2) с последующей оценкой степени выгорания топлива в условиях топочной камеры котельного агрегата [12].

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЛИТЕЛЬНОСТИ СТАДИЙ ГОРЕНИЯ УГЛЯ В ПЫЛЕВИДНОМ СОСТОЯНИИ

Для практического применения результатов численного моделирования при определении степени выгорания угольного вещества, необходимо учитывать продолжительность одновременного протекания стадий воспламенения ($\tau_{\text{вк}}$, с) и выгорания коксового остатка ($\tau_{\text{тк}}$, с) [13]. Продолжительность воспламенения частицы $\tau_{\text{вк}}$ складывается из двух последовательных стадий: испарения влаги t_c и смоловыделения в составе летучих веществ $\tau_{\text{вл}}$, с:

$$\tau_{\text{вк}} = \tau_c + \tau_{\text{вл}} - \Delta\tau, \quad (1)$$

где $\Delta\tau = \tau_{np} \cdot \delta\tau$ — длительность параллельного протекания стадий испарения влаги, смолывыделения и выгорания коксового остатка, с.

Изменение $\delta\tau$ для нескольких расчетных вариантов приведено на рис. 3.

Численное значение $\delta\tau$, как видно из рисунка, зависит от размера частиц d_0 (мкм), температуры газов ϑ_r (°C), значения коэффициента избытка воздуха α , зольности A^p (%) и времени воспламенения частицы τ_{BK} (с), которое, в свою очередь, определяется реакционными характеристиками рассматриваемых стадий горения угля. Значение $\delta\tau$ может возрасти вплоть до 0.2. Установлено, что наибольшее влияние на величину $\delta\tau$ оказывают диаметр и температура частицы. При увеличении диаметра со 100 до 600 мкм происходит увеличение $\delta\tau$ в 5–7 раз. Скорость стадий горения и газификации пылеугольной частицы в топочной камере в большей степени зависит от температуры частицы $\vartheta_{\text{ч}}$, которая превышает температуру газов ϑ_r (рис. 4). Зависимость среднеинтегрального превышения температуры частицы над температурой газовой среды θ (°C) от размера частиц, температуры факела и зольности топлива показана на рис. 4.

Аппроксимацией результатов вычислительного эксперимента (более 700 вариантов начальных условий) получены степенные зависимости многофакторной регрессии для определения расчетных параметров $\delta\tau$ и θ :

$$\delta\tau = 7.81 \cdot 10^{-4} \cdot \vartheta_r^{-3.3} \cdot \alpha^{-0.87} \cdot d_0^{-4.37} \cdot (A^p)^{0.5} \cdot \tau_{BK}^{-2.16}, \quad (2)$$

$$\theta = 1.316 \cdot 10^{-10} \cdot \vartheta_r^{3.31} \cdot \alpha^{0.4} \cdot d_0^{0.65} \cdot (A^p)^{-0.23}. \quad (3)$$

На основе полученных температурно-временных зависимостей процесса термообработки топлива в пылевидном состоянии выполнено совершенствование методики проектирования топочных устройств энергетических котлов [3, 4]. Сущность предлагаемого подхода заключается в раздельной оценке и учете длительности стадий испарения влаги, смолывыделения (как основного этапа выхода летучих веществ) и горения коксового остатка. Количественная оценка степени выгорания топлива ($\beta_{\text{сг}} = 100 - q_4$, %, где q_4 — величина механического недожога топлива, %)

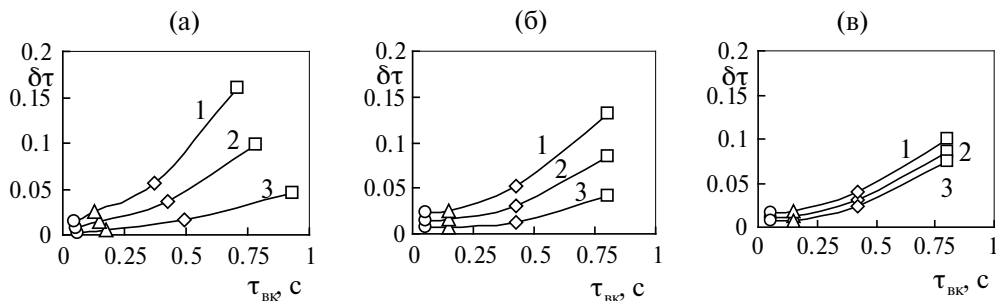


Рис. 3. Зависимость $\delta\tau$ от времени воспламенения частицы бородинского угля за время пребывания частицы в зоне активного горения топки котельного агрегата БКЗ-320-140 при d_0 : $\circ$ — 100 мкм; Δ — 200 мкм; $\diamond$ — 400 мкм; $\square$ — 600 мкм; и: (а) ϑ_r : 1 — 1600°C; 2 — 1400°C; 3 — 1200°C при $\alpha = 1.2$; $A^p = 5\%$; (б) α : 1 — 1.3; 2 — 1.2; 3 — 1.1 при $\vartheta_r = 1400^\circ\text{C}$; $A^p = 5\%$; (в) A^p : 1 — 15%; 2 — 10%; 3 — 5% при $\vartheta_r = 1400^\circ\text{C}$; $\alpha = 1.2$.

определяется в результате итеративного комплексного позонного расчета выгорания пылеугольного факела и теплообмена в топочной камере по следующему алгоритму:

– температура пылеугольной частицы ($^{\circ}\text{C}$):

$$\vartheta_{\text{ч}} = \vartheta_{\text{ф}} + \theta, \quad (4)$$

где θ – среднеинтегральное превышение температуры частицы над температурой газовой среды, рассчитывается по уравнению (3), $^{\circ}\text{C}$;

– длительность выгорания наиболее крупных коксовых частиц (с):

$$\tau_{\text{ГК}} = \tau_{\text{пр}} - \tau_{\text{БК}}, \quad (5)$$

где $\tau_{\text{БК}}$ – длительность воспламенения коксового остатка, с, см. уравнение (1).

При оценке длительности процесса воспламенения коксового остатка ($\tau_{\text{БК}}$) продолжительность испарения влаги ($\tau_{\text{с}}$) и смолы выделения ($\tau_{\text{см}}$), как основной стадии выхода летучих веществ, вычисляются по индивидуальным для каждой стадии кинетическим параметрам посредством решения системы трансцендентных уравнений, полученной на основе математического аппарата неизотермической кинетики [14]:

$$\frac{k_0}{b} = \frac{E}{RT_{\text{max}}^2} \exp\left(\frac{E}{RT_{\text{max}}}\right), \quad (6)$$

$$\exp\left\{1 + \frac{E}{R} \frac{\Delta T}{T_{\text{H}} T_{\text{max}}} - \frac{2RT_{\text{max}}}{E} - \frac{T_{\text{H}}^2}{T_{\text{max}}^2} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right) \exp\left(\frac{E}{R} \frac{\Delta T}{T_{\text{H}} T_{\text{max}}}\right)\right\} - \frac{1}{2} = 0, \quad (7)$$

$$\tau = 2\Delta T / b. \quad (8)$$

Расчет скорости нагрева b пылеугольных частиц в условиях топочной камеры котельной агрегата осуществляется по уравнению (град/с):

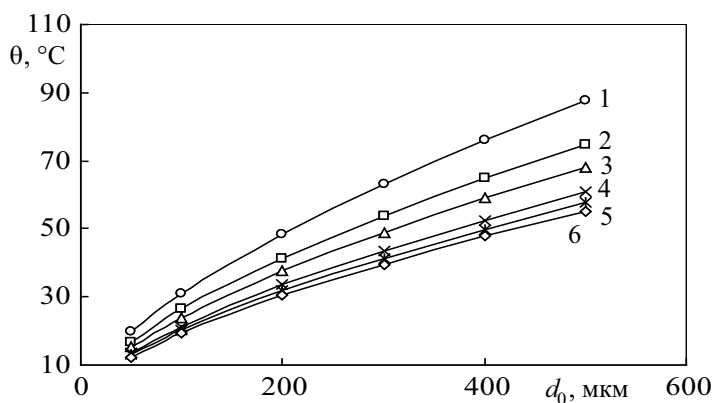


Рис. 4. Изменение среднеинтегрального показателя превышения температуры частицы θ ($^{\circ}\text{C}$) в зависимости от диаметра частиц: $\vartheta_{\text{г}} = 1200^{\circ}\text{C}$, $\alpha = 1$. 1 – $A^p = 0\%$; 2 – $A^p = 4\%$; 3 – $A^p = 6\%$; 4 – $A^p = 10\%$; 5 – $A^p = 26\%$; 6 – $A^p = 30\%$.

$$b = \frac{\alpha \lambda_{\Gamma}}{\lambda_{\Gamma}} \cdot \frac{\Delta T}{20 d_0^2}. \quad (9)$$

Расчет величины механического недожога на выходе из зон определяется по следующим зависимостям (%):

– в зоне активного горения:

$$q_4 = I_1 \frac{Q_{\kappa} K^p}{Q_H^p} \cdot \frac{100 - W^p}{100 - W^{пл}}, \quad (10)$$

– в зонах, расположенных выше зоны активного горения (камере охлаждения), предложено использовать:

$$q_{43д}^i = I_1 \frac{Q_{\kappa} K^p}{Q_H^p} \cdot \left(\frac{100 - \beta_{сг}^{i-1}}{100} \right), \quad (11)$$

где i – номер расчетной зоны по высоте топочной камеры.

Связь между временем горения коксовых частиц и распределением их по факелу ($I_1(x_i)$) осуществляется путем совместного решения системы нелинейных уравнений:

$$l_1(x_i) = mn \int_{y(x)}^1 \frac{e^{-my^n}}{y^4 - n} \left[\sqrt{\left(\frac{Nu_D D}{k_{\kappa} d_{max}^2} \right)^2 (y^2 - 1 + x^2)} + \right. \\ \left. + 2 \frac{Nu_D D}{k_{\kappa} d_{max}} (y - 1 + x) - \frac{Nu_D D}{k_{\kappa} d_{max}} \right]^3 dy, \quad (12)$$

$$l_2 = \frac{k_{\kappa} \tau_{ГК}}{q d_{max}} = \int_{x_i}^1 \frac{1}{\mu + I_1(x_i)} dx, \quad (13)$$

$$y(x) = \sqrt{\left(\frac{Nu_D D}{k_{\kappa} d_{max}^2} \right)^2 (y^2 - 1 + x^2) + 2 \frac{Nu_D D}{k_{\kappa} d_{max}} (y - 1 + x) - \frac{Nu_D D}{k_{\kappa} d_{max}}}, \quad (14)$$

где $y = d_i/d_{max}$; $x = d_1/d_{max}$; d_1, d_{max} – начальные размеры i -той и наиболее крупной частицы соответственно; μ, q – безразмерные параметры, определяемые по уравнениям (15) и (16); $k_{\kappa} = k_0 e^{-\frac{E}{RT}}$ – константа скорости реакции горения коксового остатка.

$$\mu = (\alpha''_{пп} - 1) \frac{V_B^0}{V_K^0} \frac{1}{K^p} \frac{100 - W^{пл}}{100 - W^p}, \quad (15)$$

$$q = \frac{\rho_k \cdot V_r RT(100 - W^{\text{пл}})}{2\psi_\xi 22,4PK^P(100 - W^P)}, \quad (16)$$

где K^P , $W^{\text{пл}}$, W^P — принимаются по результатам опытно-промышленных испытаний; ρ_k , ψ_ξ , P — принимаются по данным [11].

Расчет степени выгорания и величины механического недожога по расчетным зонам определяется по формуле:

$$\beta_{\text{сг}}^i = 100 - q_4^i. \quad (17)$$

При определении степени выгорания пылеугольных частиц в позонном расчете топочных камер выполняется оценка изменения максимального размера пылеугольной частицы (м):

$$d_{\text{max}}^i = d_{\text{max}}^{i-1} \cdot \sqrt[3]{1 - \beta_{\text{сг}}^i}. \quad (18)$$

Расчет потери тепла с химическим недожогом на выходе из зон предложено определять по следующим уравнениям (%):

— в зоне активного горения:

$$q_3 = V^P \cdot \sqrt[3]{1 - \beta_{\text{сг}}}; \quad (19)$$

— в зонах, расположенных выше зоны активного горения (камера охлаждения):

$$q_3^i = q_3^{i-1} \cdot \sqrt[3]{1 - \beta_{\text{сг}}^i}. \quad (20)$$

По найденным значениям q_3 определяются концентрации веществ, находящихся в дымовых газах для каждого сечения по высоте топочной камеры [15]:

Отношение объемов сухих продуктов сгорания и воздуха при $\alpha = 1$:

$$\gamma = \left(79 + 0,8 \frac{N^P}{V_0^B} \right) / (100 - RO_2^{\text{max}}); \quad (21)$$

Отношение Z :

$$Z = 0,3 + \frac{C^P}{H^P}; \quad (22)$$

Коэффициент разбавления дымовых газов:

$$h = \left(\frac{\alpha}{1 - 0,01 \cdot q_4} - 1 + \gamma \right) / \gamma + 0,31q_3 \frac{(0,015 + 0,005Z)}{(0,85 + Z)}; \quad (23)$$

Содержание CO, отнесенного к объему сухих газов, %:

$$\text{CO} = 0,31 \frac{q_3}{h} \frac{Z}{0,85 + Z}; \quad (24)$$

Содержание H_2 , отнесенного к объему сухих газов, %:

$$H_2 = \frac{CO}{Z}; \quad (25)$$

Содержание RO_2 , отнесенных к объему сухих газов, %:

$$RO_2 = \frac{RO_2^{\max}}{h - CO}; \quad (26)$$

Содержание O_2 , отнесенного к объему сухих газов:

$$O_2 = 21 \cdot \left(1 - \frac{1}{h}\right) + 0.4CO + 0.2H_2; \quad (27)$$

Содержание N_2 , отнесенного к объему сухих газов, %:

$$N_2 = 100 - (RO_2 + O_2 + CO + H_2); \quad (28)$$

Отношение объемов сухих и влажных газов при $\alpha = 1$:

$$B_r^B = \frac{1}{\left[1 + 0.0124 \cdot (9H^P + W^P) / (\gamma \cdot V_0^B)\right]}; \quad (29)$$

Содержание , отнесенной к объему влажных газов, %:

$$H_2O = \gamma \left(\frac{1}{B_r^B} \right) \left/ \left(\frac{\alpha}{1 - 0.01q_4} - 1 + \frac{\gamma}{B_r^B} \right) \right. \quad (30)$$

Для приведения к объему влажных газов концентрации CO , H_2 , RO_2 , O_2 , N_2 множатся на коэффициент ζ , определяемый по формуле:

$$\zeta = \left(\frac{\alpha}{1 - 0.01q_4} - 1 + \gamma \right) \left/ \left(\frac{\alpha}{1 - 0.01q_4} - 1 + \frac{\gamma}{B_r^B} \right) \right. \quad (31)$$

Следует отметить, что данная методика может быть использована и для других вариантов постановки задачи, например, при заданной величине механического недожога и температуре факела определить расчетным путем размеры топочной камеры. Возможно также решение задачи об оптимальном диаметре частицы для преобладающей монофракции или для наиболее крупной фракции угольной пыли при других известных величинах, или определение минимальной необходимой скорости истечения аэросмеси при заданной высоте зоны активного горения. Таким образом, предложенная методика применима как на стадии проектирования для уточнения размеров топочной камеры и ее отдельных зон, так и при эксплуатации котлов при определении оптимальных режимных условий в топочной камере с учетом реакционной способности сжигаемого топлива [16].

АЛГОРИТМ И ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ВЫГОРАНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ФАКЕЛА И ТЕПЛООБМЕНА В ТОПОЧНЫХ КАМЕРАХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Усовершенствованная методика расчета выгорания пылеугольного факела реализована в виде программно-вычислительного комплекса [17], который позволяет выполнить расчет: тепловых потоков на поверхностях нагрева, значений температур продуктов сгорания, промежуточных и конечных концентраций реагирующих веществ в любой расчетной точке по высоте топочного пространства с одновременной возможностью диагностики причин изменения длительности и механизма протекания сложных, последовательно-параллельных физико-химических реакций горения и теплообмена. Методика также обеспечивает учет не только режимных параметров топочных устройств, таких как тонина помола, коэффициент избытка воздуха, паровая нагрузка, высота размещения факела и доля воздуха, подаваемого в виде вторичного и третичного дутья, но и индивидуальные особенности органической и минеральной части сжигаемого топлива, посредством использования данных о реакционной способности отдельных этапов термохимического превращения угля, что позволяет расширить возможности изучения топочных процессов, увеличение точности и скорости вычислений.

Программное обеспечение разработано в визуальной среде программирования *Builder C++* и состоит из трех блоков: ввод исходных данных; комплексный расчет теплообмена и степени выгорания топлива в топке; визуальное представление результатов расчета. На рис. 5 представлена функционально-структурная схема вычислительного алгоритма программного комплекса. С помощью данного программного продукта реализован численный эксперимент по определению степени выгорания углей различных месторождений в условиях реальных топочных устройств. Расчет проводился для частиц размерами от $d_{\text{ч}} = 100\text{--}600$ мкм, температура факела варьировалась в диапазоне $\vartheta_{\text{ф}} = 1200\text{--}1800^\circ\text{C}$, коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1.1\text{--}1.4$, зольность топлива $A^{\text{п}} = 5\text{--}30\%$.

На рис. 6 в качестве примера представлены результаты численного эксперимента по исследованию процесса горения частиц бородинского угля в топке котла БКЗ-320-140 с жидким шлакоудалением (ст. № 19) Красноярской ТЭЦ-1. Полученные результаты подтверждают существенную зависимость величины потерь с химическим q_3 и механическим q_4 недожогом от размера частицы, температуры факела, избытка воздуха и зольности топлива. Увеличение размера частицы со 100 до 600 мкм приводит к увеличению q_4 в 10–15 раз, q_3 – в 4–5 раза. Увеличение температуры факела с 1200 до 1800 $^\circ\text{C}$ приводит к снижению q_4 в 3–5 раз, q_3 – в 1.5–2.0 раза. Оптимальное значение избытка воздуха в топке составило 1.22. Исследование влияния зольности топлива на степень его выгорания показало, что ее изменение с 5 до 15% приводит к увеличению q_4 на 3–10%, q_3 – на 2–8%. В зоне догорания влияние перечисленных факторов на степень выгорания частиц значительно снижается из-за пониженных температур продуктов сгорания и самой частицы: максимальное изменение q_4 происходит в пределах 1.05–2.0 раза и q_3 – в 1.01–1.5 раза.

Полученные результаты теоретических исследований были сопоставлены с результатами экспериментальных исследований процесса выгорания пылевидного угля в промышленных установках, в частности, на котле БКЗ-320-140 (ст. № 19) Красноярской ТЭЦ-1.

Топочная камера парового котла полуткрытого типа предназначена для сжигания бородинских углей с жидким шлакоудалением. Камера горения выполнена в виде двух сообщающихся восьмигранных предтопков, каждый из которых оборудован четырьмя угловыми прямоточными пылеугольными горелками. Котел оснащен четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления с молотковыми мельницами и газовой сушкой топлива.

При проведении экспериментальных исследований определялись следующие параметры: расход и температура первичного и вторичного воздуха по тракту; температура в ядре факела по высоте топки и по газовому тракту котла; состав дымовых газов; содержание горючих в уносе и шлаке. Измерение температуры топочных газов осуществлялось при помощи визуального пирометра серии «Проминь-КХ1». Для зондирования топочной камеры использовался водоохлаждаемый трехточечный пылегазозаборный зонд типовой конструкции ВТИ длиной 4.3 м. Анализ топочных газов выполнялся непосредственно в точке отбора с использованием переносного газоанализатора «ДАГ-500» при прямом и обратном ходе зонда.

В результате опытно-промышленных испытаний котла ($D_k/D_k^{\text{ном}} = 0.7-0.9$; $\alpha_{\text{пп}} = 1.09-1.51$; $R_{90} = 34-49\%$; $W^{\text{пл}} = 17.5-25.1\%$; $W^p = 31.5-33.4\%$; $A^p = 3.9-6.4\%$; $Q_H^p = 15\,800-16\,665$ кДж/кг) получены зависимости изменения температуры топочных газов, величины механического недожога, содержания H_2 , CO , O_2 , CH_4 , NO_x и RO_2 — по высоте топки.

Установлено, что горение частиц бородинского угля среднеинтегрального размера 250 мкм в зоне активного горения происходит преимущественно в промежуточной области. При определении длительности выделения и выгорания газовых компонентов летучих веществ, выгорания коксового остатка бородинского угля совместно с теплотехническими и кинетическими характеристиками угля были использованы для объяснения причин возникновения на котле тепловых потерь с химическим и механическим недожогом. Выявлено, что причиной появления тепловых потерь с химическим недожогом является затяжное выделение водорода и оксида углерода в пристенных и угловых зонах топочной камеры, где устойчивое воспламенение и интенсивное горение газовых смесей затруднено вследствие низкой концентрации горючих газов и кислорода ($C_{H_2} < 0.02\%$, $C_{CO} \approx 0.01-0.06\%$, $\approx 3.0-10.0\%$). Минимальное значение тепловых потерь с химическим недожогом $q_3 \approx 0.1\%$

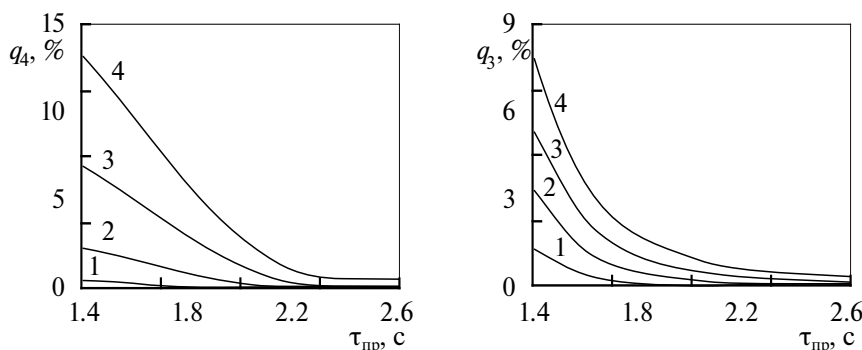


Рис. 6. Изменение механической q_4 химической q_3 неполноты сгорания частицы от времени ее пребывания в топочной камере при d_p (мкм): 1 — 100; 2 — 200; 3 — 400; 4 — 600; $\vartheta_{\text{ф}} = 1400^\circ\text{C}$, $\alpha = 1.2$ и $A^p = 5\%$.

соответствует коэффициенту избытка воздуха $\alpha''_{пп} = 1.21–1.27$. Время пребывания газов в зоне активного горения сопоставимо с длительностью смоловыделения. С угрублением помола угольной пыли процесс деструкции топлива затягивается, увеличивается диффузионное сопротивление процессу подвода окислителя к коксовому остатку, снижается степень его выгорания и температура факела. Аналогично проявляется себя изменение зольности топлива.

На рис. 7–9 представлено сопоставление основных экспериментальных и расчетных характеристик выгорания пылеугольного факела в топочной камере парового котла БКЗ-320-140 (ст. №19) Красноярской ТЭЦ-1.

Оптимальная тонкость помола бородинского угля при сжигании в топке котла БКЗ-320-140 составляет $R_{90} = 40–45\%$. Внутритопочными исследованиями котельного агрегата при сжигании бородинского угля подтверждена возможность варьирования тонкости помола угольной пыли для обеспечения необходимых по условиям шлакования и жидкого шлакоудаления, степени выгорания и уровня температур газов на выходе из топки и в зоне активного горения.

На рис. 10 представлено сопоставление основных экспериментальных и расчетных характеристик выгорания пылеугольного факела в топочной камере парового котла БКЗ-320-140 (ст. №19) Красноярской ТЭЦ-1.

Как видно из графиков, расчетные и опытные значения параметров топочного процесса при сжигании бородинского угля в котле БКЗ-320-140 ЖШУ имеют хорошую сопоставимость: при $\alpha_{заг} = 1.2$ и $\vartheta_{\phi} = 1600^{\circ}\text{C}$ – расчетное значение потери тепла с механическим недожогом $q_4 = 6.4\%$, опытное – $q_4 = 6.2\%$ (см. рис. 8). Практически совпадают значения потерь тепла с химическим недожогом: расчетное – $q_3 = 0.4\%$, опытное – $q_3 = 0.55\%$ (рис. 11) за время пребывания угольной пыли в топочной камере котла $\tau_{пп} = 3$ с при $\vartheta_{\phi} = 1600^{\circ}\text{C}$. Предельное отклонение расчетных и опытных значений не превышает 5–7%, что свидетельствует о высокой точности усовершенствованной инженерной методики позонного расчета степени выгорания пылеугольного факела в топочных камерах паровых котлов.

Расчет степени выгорания $\beta_{сг}$ бородинского угля (с отдельной оценкой длительности испарения влаги, выделения летучих веществ и горения коксового остатка)

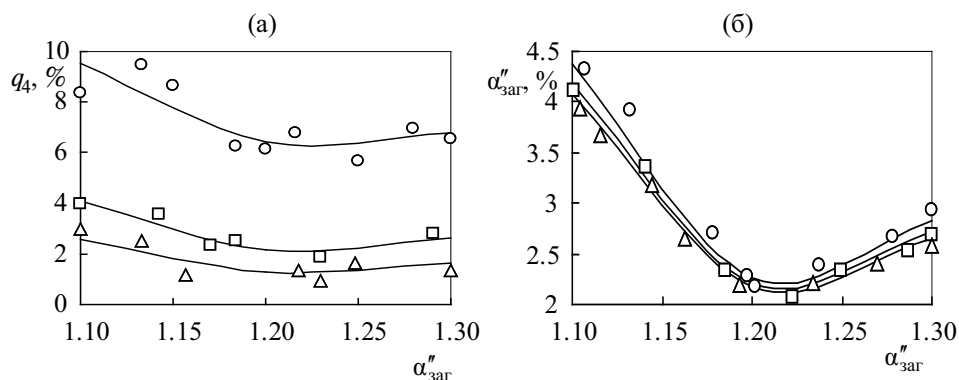


Рис. 7. Зависимость механической неполноты сгорания топлива от коэффициента избытка воздуха на выходе из зоны активного горения: сплошная линия – расчет; эксперимент: (а) о – $\vartheta_{\phi} = 1200^{\circ}\text{C}$; □ – $\vartheta_{\phi} = 1400^{\circ}\text{C}$; Δ – $\vartheta_{\phi} = 1600^{\circ}\text{C}$ при $A^p = 5\%$; (б) о – $A^p = 15\%$; □ – $A^p = 10\%$; Δ – $A^p = 5\%$ при $\vartheta_{\phi} = 1400^{\circ}\text{C}$.

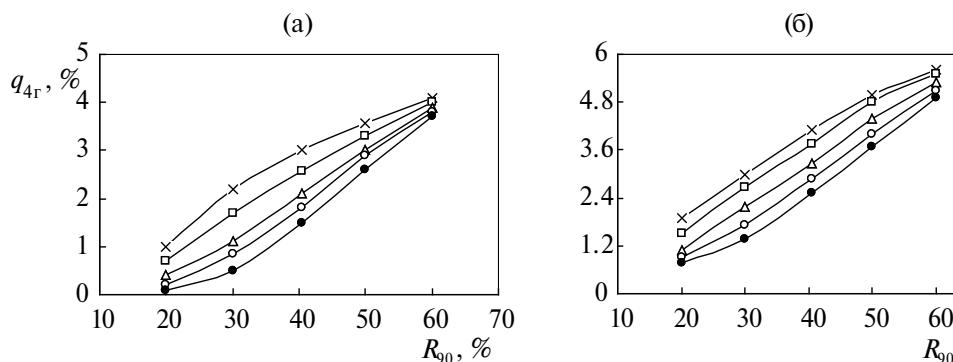


Рис. 8. Зависимость величины механического недожога от тонкости помола и температурного уровня в зоне активного горения котла БКЗ-320-140: (а) — $\vartheta_{ag}'' = 1510^\circ\text{C}$; (б) — $\vartheta_{ag}'' = 1486^\circ\text{C}$; коэффициент полидисперсности, n : $\times$ — 0.9; $\square$ — 1.0; Δ — 1.1; $\circ$ — 1.2; $\bullet$ — 1.3.

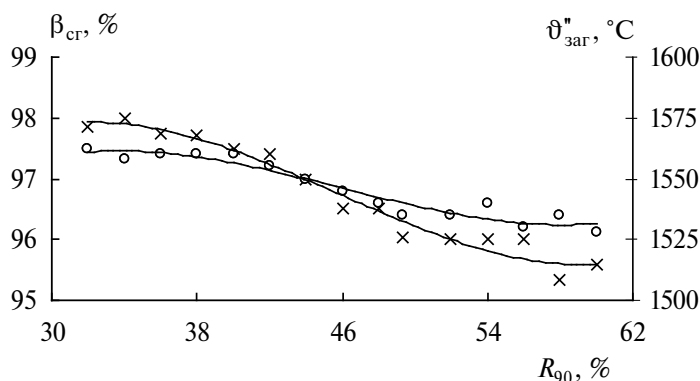


Рис. 9. Зависимость степени выгорания и температуры газов на выходе из зоны активного горения котла БКЗ-320-140 от тонкости помола бородинского угля с учетом раздельной оценки длительно-сти процессов горения топлива: $\times$ — $\beta_{cr}, \%$; $\circ$ — $\vartheta_{ag}'', ^\circ\text{C}$.

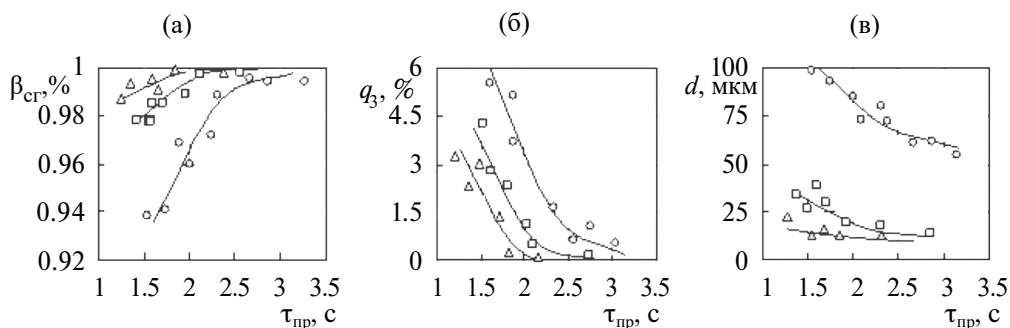


Рис. 10. Изменение: (а) степени выгорания топлива; (б) химической неполноты сгорания; (в) диаметра частицы бородинского угля от времени пребывания в топочной камере котла БКЗ-320-140 при $\alpha = 1.2$, $A^p = 5\%$, $d_0 = 250 \text{ мкм}$ и ϑ_{ϕ} : — расчет; эксперимент: $\circ$ — 1200°C ; $\square$ — 1400°C ; Δ — 1600°C .

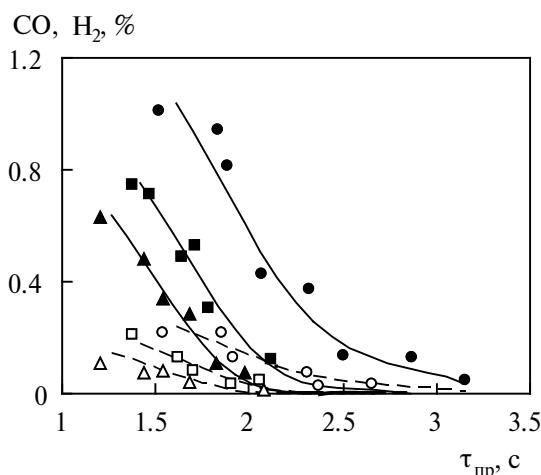


Рис. 11. Изменение концентрации оксида углерода и водорода за время пребывания частицы в топочной камере котла БКЗ-320-140. Расчет: CO — сплошная линия и H₂ — пунктирная линия; эксперимент: ○ — $\vartheta_{\phi} = 1200^{\circ}\text{C}$; □ — $\vartheta_{\phi} = 1400^{\circ}\text{C}$; Δ — $\vartheta_{\phi} = 1600^{\circ}\text{C}$ при $A^p = 5\%$, $\alpha = 1.2$.

в топочной камере котла по усовершенствованной методике позволил также разработать ряд практических рекомендаций по повышению эксплуатационной надежности и тепловой эффективности работы топочных камер котлов БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1: уточнены пределы изменения тонкости помола $R_{90}^{\text{опт}}$, обеспечивающие необходимый уровень температуры газов $\vartheta_{\text{заг}}''$ в зависимости от качества сжигаемого бородинского угля и его реакционной способности.

Так, при $A^d = 5.8\text{--}9.4\%$ $R_{90}^{\text{опт}} = 37\text{--}42\%$. В этом же диапазоне $R_{90}^{\text{опт}}$ наблюдалось снижение температуры газов на выходе из топки $\vartheta_{\text{заг}}''$. При $R_{90} > 42\%$ достижима минимальная $\beta_{\text{сг}} = 0.95$ при одновременном снижении $\vartheta_{\text{г}}$ до 1520°C . Таким образом, при R_{90} до 55 %, рекомендуемом при сжигании бурых углей, максимально достижимы величины $\beta_{\text{сг}} = 0.95$ и $\vartheta_{\phi} = 1520^{\circ}\text{C}$, что явно ограничивает работу котла по условию нормального жидкого шлакоудаления при повышении зольности топлива сверх проектных значений ($A^d = 9.0\%$). При $R_{90} = 47.0\text{--}49.5\%$ температура $\vartheta_{\text{заг}}''$ практически мало отличается от температур газов, измеренных на уровне горелок. При тонком помоле в зоне активного горения достигается более высокий уровень температур, однако средняя температура факела ϑ_{ϕ} близка к $\vartheta_{\text{заг}}''$. Следует отметить, что значения q_4 , рассчитанные по $\vartheta_{\text{заг}}''$ в зависимости от остатка на сите R_{90} и степени полидисперсности n , соответствуют значениям q_4 , определенным с отдельной оценкой длительности выделения летучих веществ и горения нелетучего (коксового) остатка.

Совместное использование расчетных методик позонного расчета теплообмена топочных камер и динамики выгорания пылевидного твердого топлива позволило выполнить аналитические исследования рабочих процессов топочных устройств большого класса котельных агрегатов (КВ-ТК-100-150-6, БКЗ-75-90, БКЗ-320-140, БКЗ-420-140, БКЗ-500-140, БКЗ-640-140, ПК-38, ТПП-804, П-57, П-67) при сжигании углей различных месторождений (бородинского, назаровского, березовского, кузнецкого, экибастузского) [18]. Примеры схем разбивки топочных камер котлов БКЗ-220-100, БКЗ-320-140, БКЗ-420-140, БКЗ-500-140 и П-67 на расчетные зоны по высоте представлены на рис. 12.

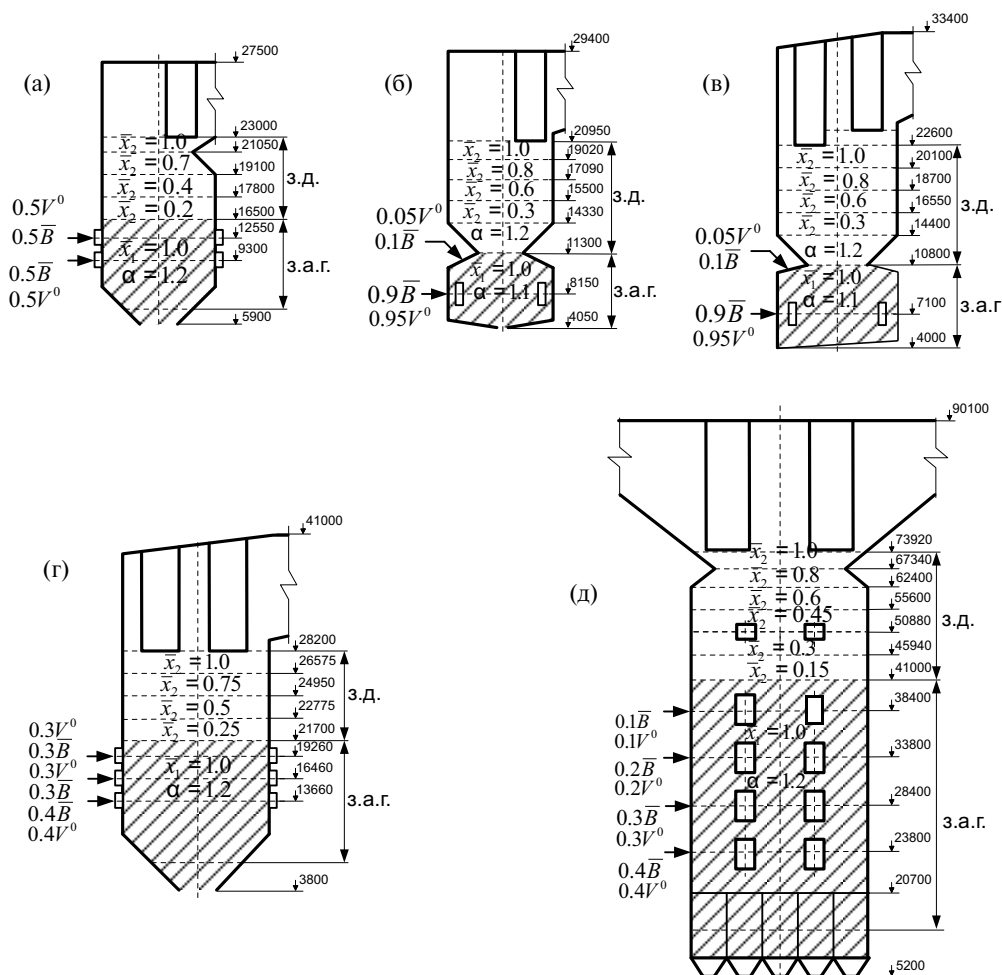


Рис. 12. Схемы разбивки топок на расчетные зоны: (а) – БКЗ-210-100; (б) – БКЗ-320-140; (в) – БКЗ-420-140; (г) – БКЗ-500-140; (д) – П-67.

При определении необходимого объема расчетов топочной камеры для каждого из вышеперечисленных котлов и углей исходили из необходимости определения зависимости степени выгорания по зонам топки от следующих основных факторов: температуры в зоне, значения коэффициента избытка воздуха (концентрации кислорода), тонины помола и времени пребывания топлива в зоне. В качестве контрольного принято сечение на выходе из соответствующей зоны.

Реализованная в виде автоматизированного расчетного комплекса усовершенствованная методика оценки выгорания пылевидного топлива позволяет учесть не только режимные параметры топочных устройств, такие как тонина помола, коэффициент избытка воздуха, нагрузка, высота размещения факела и доля воздуха, подаваемого в виде вторичного и третичного дутья, но и индивидуальные особенности органической и минеральной части сжигаемого топлива, посредством использования данных о реакционной способности отдельных этапов термохимического

превращения угля. Получено хорошее совпадение аналитических и экспериментальных данных (рис. 13, коэффициент корреляции составил 0.993–0.995).

Как следует из представленных зависимостей, наиболее интенсивно топливо выгорает на котле БКЗ-210-140, оборудованном одним ярусом горелок. На котле БКЗ-500-140 процесс выгорания протекает более медленно, так как на котле горелочные устройства расположены по высоте в три яруса и топливо вводится на каждом ярусе порционно. На котле П-67 в зоне активного горения темп выгорания наблюдается наименьший. Вероятно это связано с масштабным фактором и поздним воспламенением топлива. Подача свежих порций топлива на каждом ярусе приводит к снижению степени выгорания топлива $\beta_{\text{сг}}$. Это еще раз свидетельствует о необходимости интенсификации процессов воспламенения топлива и перемешивания реагирующих сред в топке котла П-67.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Усовершенствована расчетная схема и математическая модель термохимического преобразования угольного вещества, учитывающие кинетику процессов испарения влаги, выхода летучих веществ с отдельной оценкой индивидуальных газообразных компонентов и смолывыделения и их горения, вторичного крекинга смол, газификации коксового остатка, превращения минеральной части топлива, что позволяет обеспечить оценку и контроль выполнения материальных балансов отдельно взятых этапов, стадий и в целом всего брутто-процесса горения бурого угля.

2. Модифицирована диффузионно-кинетическая модель горения и теплообмена пылеугольных частиц в газовом потоке в части учета особенностей органической и минеральной части сжигаемого топлива, а также тепловых экзо- и эндоэффектов, что позволяет определить степень зависимости индивидуальных процессов выгорания углей от их теплофизических характеристик, концентрации реагирующих веществ, температуры газов и частицы, избытка воздуха, зольности и размеров пылеугольных частиц. Разработаны методические положения по учету кинетических

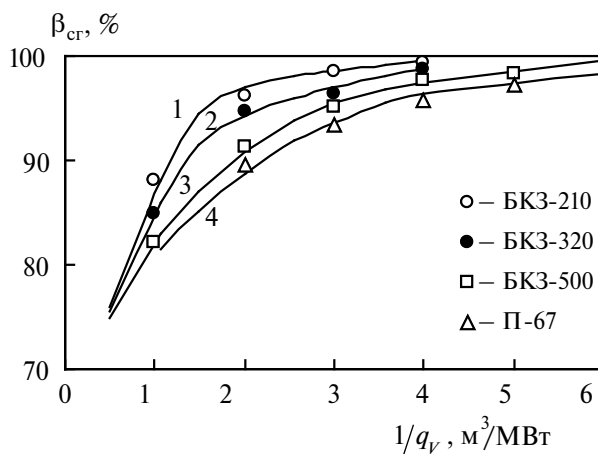


Рис. 13. Сопоставление расчетных (сплошная линия, 1 – БКЗ-210-100; 2 – БКЗ-320-130; 3 – БКЗ-500-130; 4 – П-67) и экспериментальных значений (маркер) степени выгорания угля от величины $1/q_v$.

и диффузионных процессов термохимического превращения бурых углей для установления количественной взаимосвязи между температурно-временными характеристиками выгорания пылеугольных частиц и локальными параметрами топочного процесса.

3. Получены в аналитическом виде температурно-временные зависимости среднеинтегрального превышения температуры угольной частицы над температурой газов и длительности параллельно-последовательного протекания процессов испарения влаги, выхода летучих веществ и выгорания коксового остатка от зольности топлива и размера частиц, продолжительности стадии воспламенения коксового остатка, температуры факела и избытка воздуха, что позволило повысить точность определения степени выгорания угля в пылевидном состоянии в условиях реальных топочных процессов. Установлено, что время воспламенения коксового остатка, как стадии выгорания пылеугольных частиц, сопоставимо с суммарной длительностью протекания процессов сушки и смолывыделения. В качестве показателя температурной обработки пылеугольных частиц предложено использовать величину среднего превышения температуры частицы над температурой топочной среды. В отличие от класса мелких частиц, где это превышение меньше зависит от температуры среды, для крупных частиц (более 500 мкм) оно имеет наибольшие значения при низких температурах облучателя.

4. Сопоставлением результатов расчета по усовершенствованной методике проектирования топочных устройств энергетических котлов в части раздельной оценки и взаимного учета длительности протекания процессов испарения влаги, смолывыделения и горения коксового остатка в зависимости от температурного режима пылеугольной частицы с данными экспериментальных исследований получено подтверждение высокой результативности расчетной оценки величин тепловых потерь с механической и химической неполнотой горения углей. Методика позволяет выполнять расчет степени выгорания топлива, как для зоны активного горения, так и для зон, расположенных в камере охлаждения топочного пространства.

5. Разработано и внедрено в практику выполнения проектных работ и режимно-наладочных мероприятий специализированное алгоритмическое и программное обеспечение, реализующее усовершенствованную методику позонного расчета теплообмена и выгорания пылеугольного факела в топках паровых котлов, которая позволяет учесть не только режимные параметры топочных устройств, такие как тонина помола, коэффициент избытка воздуха, нагрузка, высота размещения факела и доля воздуха, подаваемого в виде вторичного и третичного дутья, но и индивидуальные особенности органической и минеральной части сжигаемого топлива, посредством использования данных о реакционной способности отдельных стадий термохимического превращения угля.

ОБОЗНАЧЕНИЯ

τ	— время полного выгорания твердого органического топлива, с
τ_c	— длительность стадии испарения влаги (сушки), с
$\tau_{вл}$	— длительность стадии выхода летучих веществ, с
$\tau_{см}$	— длительность смолывыделения, с
$\tau_{гл}$	— длительность стадии горения летучих веществ, с

$\tau_{гк}$	— длительность стадии выгорания и газификации коксовой основы, с
$\tau_{пр}$	— время пребывания угольных частиц в топочной камере с учетом их скорости витания, с
$\tau_{вк}$	— продолжительность воспламенения частицы, с
Δt	— абсолютный показатель длительности параллельного протекания стадий, с
δt	— относительный показатель длительности параллельного протекания стадий
H_2O^h	— гигроскопическая влага, %
$H_2O^{х.св.}$	— химически связанная влага, %
C^p	— содержание углерода в топливе на рабочую массу, %
H^p	— содержание водорода в топливе на рабочую массу, %
N^p	— содержание азота в топливе на рабочую массу, %
V^p	— выход летучих веществ топлива на рабочую массу, %
K^p	— содержание коксового остатка на рабочую массу, %
A^p	— зольность на рабочую массу, %
A^d	— зольность на сухую массу, %
W^p	— содержание влаги на рабочую массу исходного топлива, %
$W^{пл}$	— содержание влаги угольной пыли, %
RO_2^{max}	— максимальное содержание трехатомных газов, %
E	— энергия активации, кДж/моль
k	— константа скорости реакции, (для реакции первого порядка — 1/с, для реакции второго порядка — 1/(М·с), для реакций третьего порядка 1/(М ² ·с))
k_0	— предэкспоненциальный множитель, 1/с
$k_{гк}$	— константа скорости реакции горения коксового остатка, м/с
b	— скорость нагрева пылеугольных частиц в условиях топочной камеры котельного агрегата, град/с
R	— универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К)
R_{90}	— остаток на сите с размером на сите 90 мкм
ϑ_g	— температура газов, °С
ϑ_ϕ	— температура пылеугольного факела, °С
ϑ_q	— температура пылеугольной частицы, °С
ϑ_q^{cp}	— средняя температура частицы, °С
$\vartheta_{заг}''$	— температура газов на выходе из зоны активного горения, °С
ϑ_m''	— температура газов на выходе из топки, °С
T_{max}	— температура, соответствующая максимальной скорости реакции, °С
T_H	— температура начала реакции, °С

$\omega_{\max}$	— максимальная скорость реакции, м/с
$2\Delta T$	— ширина максимума дифференциальной кривой на половине его высоты (то есть на $\omega_{\max}/2$), К
θ	— среднеинтегральное превышение температуры частицы над температурой газовой среды, °С
d_0	— начальный размер частицы, мкм
$d_{\text{ч}}$	— размер частицы, мкм
$d_{\max}$	— максимальный диаметр частицы, определяемый по рассеивочной кривой
n	— коэффициент полидисперсности, определенный по остаткам на двух характерных ситах
m	— постоянная тонины помола в законе Розина—Раммлера, определенная по остаткам на двух характерных ситах
ψ_{ξ}	— коэффициент формы (с учетом вспучивания) коксовых частиц
μ, q	— безразмерные параметры
$\lambda_{\text{г}}$	— коэффициент теплопроводности газов, Вт/(м×К)
$\lambda_{\text{т}}$	— коэффициент теплопроводности топлива, определяемый по средней температуре частицы (К), Вт/(м×К)
α	— коэффициент температуропроводности топлива, определяемый по средней температуре частицы $\vartheta_{\text{ч}}^{\text{ср}}$ (К), м²/с
α	— коэффициента избытка воздуха в топочной камере
α''_{nn}	— коэффициент избытка воздуха на выходе из пароперегревателя
$\beta_{\text{сг}}$	— степень выгорания топлива, %
q_3	— потеря тепла с химическим недожогом, %
q_4	— потеря тепла с механическим недожогом, %
$Q_{\text{к}}$	— теплота сгорания коксового остатка, Дж/кг
$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	— низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу, Дж/кг
I_1	— интегральная функция, учитывающая соотношение начальных и текущих размеров наиболее крупных частиц и зависящая от продолжительности горения коксового остатка
I_2	— комплекс по которому рассчитывается время выгорания коксовых частиц заданного размера
$V_{\text{к}}^0$	— теоретический объем воздуха для сжигания 1 кг кокса (углерода), равен 8.89 м³/кг
$V_0^{\text{в}}$	— теоретический объем воздуха, м³/кг
V_0	— расход воздуха, м³/ч
$V_{\text{г}}^{\text{в}}$	— отношение объемов сухих и влажных газов
$\rho_{\text{к}}$	— плотность коксового остатка, кг/м³
P	— давление в зоне активного горения, Па
$D_{\text{к}}$	— паропроизводительность котла, т/ч

$D_k^{\text{ном}}$	— номинальная паропроизводительность котла, т/ч
$\bar{B}$	— расчетный расход топлива на котел, т/ч
$\bar{x}_i$	— относительная высота расположения расчетных зон топки
з.а.г.	— зона активного горения
з.д.	— зона догорания
q_v	— теплонапряжение топочного объема, МВт/м ³
ζ	— коэффициент для приведения к объему влажных газов концентрации CO, H ₂ , RO ₂ , O ₂ , N ₂
D	— коэффициент диффузии
Nu_D	— диффузионный критерий Нуссельта

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). Изд. 3-е, перераб. и дополнен. СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. С. 257.
2. Померанцев В.В. Основы практической теории горения / В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др. Л.: Энергоатомиздат, 1986. С. 312.
3. Проектирование топок с жидким шлакоудалением (руководящие указания и дополнения к нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов) / Под ред. Ю.Л. Маршака, В.В. Митора. М.: ВТИ, 1983. С. 102.
4. Проектирование топок с твердым шлакоудалением (руководящие указания и дополнения к нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов) / Под ред. В.В. Митора, Ю.Л. Маршака. Л.: ЦКТИ, 1981. С. 118.
5. Бабий В.И. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела / В.И. Бабий, Ю.Ф. Куваев. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 209.
6. Hanbaba P. Nichtisotherme Reaktionskinetik der Kohlenpyrolyse / P. Hanbaba, H. Juntgen, W. Peters // Brennstoff-Chemie, 1968. № 49. P. 368–376.
7. Шатиль А.А. Расчетная оценка устойчивости факельного горения твердых топлив в топке котлов // Теплоэнергетика, 1990. № 4. С. 2–6.
8. Вулис Л.А. Тепловой режим горения. М.—Л.: Госэнергоиздат, 1954.
9. Nsakala N., Patel R.L., Borio R.W. An Advanced Methodology for Prediction of carbon loss in Commercial Pulverized Coal-Fired Boilers. ASME / IEEE Joint Power Generation Conference // Combustion Engineering, Windsor, TIS-8211 Portland, Oregon, 1986. P. 867–882.
10. Варнатц Ю., Маас У., Дибл Р. Горение. Физические и химические аспекты, моделирование, эксперименты, образование загрязняющих веществ. Пер. с англ. Под ред. П.А. Власова. М.: Физматлит, 2003. С. 352.
11. Бойко Е.А., Пачковский С.В. Диффузионно-кинетическая модель горения и тепломассобмена пылеугольных частиц в газовом потоке // Химия твердого топлива, 2008. № 6. С. 3–13.
12. Бойко Е.А. Реакционная способность энергетических углей // Красноярск: ИПЦ СФУ, 2011. С. 606.
13. Виленский Т.В. Динамика горения пылевидного топлива: (исследования на электронных вычислительных машинах) / Т.В. Виленский, Д.М. Хзмалян. М.: Энергия, 1978. С. 248.

14. Бойко Е.А., Страшников А.В. Теоретическое обобщение и развитие математического аппарата неизотермической кинетики // Известия РАН. Энергетика, 2021. № 2. С. 97–118.
15. Шатиль А.А. Топочные процессы и устройства (исследования и расчет) / А.А. Шатиль. СПб.: АООТ «НПО ЦКТИ», 1997. С. 183.
16. Бойко Е.А., Страшников А.В. Кинетика термохимического превращения твердого топлива при высокоскоростном нагреве // Известия РАН. Энергетика, 2021. № 4. С. 103–126.
17. Бойко Е.А., Пачковский С.В., Шишмарев П.В., Ровенский Д.П., Янов С.Р. Программно-вычислительный комплекс для расчета выгорания и теплообмена в пылеугольных топках паровых котлов. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2008613017. 2008 г.
18. Бойко Е.А., Пачковский С.В., Вольнев В.Н., Сургутский Д.В. Имитационный динамический тренажер для отработки процессов в топочных устройствах паровых котлов // Теплоэнергетика, 2022. № 4. С. 81–92.

Improved Method for Calculating Fuel Burnout in Pulverized Coal Furnaces

E. A. Boyko*, S. V. Pachkovsky**, K. V. Lebedev***

The Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education «Siberian Federal University», Krasnoyarsk, Russia

*e-mail: EBoiko@sfu-kras.ru

**e-mail: p-sv@mail.ru

***e-mail: konstantin.lebedev.2000@gmail.com

An improved method of engineering calculation of the degree of burnout of pulverized solid organic fuel in the flare furnaces of steam boilers is proposed, taking into account the kinetics of the processes of moisture evaporation, the release of volatile substances with a separate assessment of individual gaseous components and tar release and their combustion, secondary cracking of tars, combustion and gasification of coke residue, conversion of mineral part of the fuel, which allows for assessment and control of the implementation of material balances of individual stages, stages and, in general, the entire gross process of coal combustion, and ultimately an adequate determination of the magnitude of heat losses with mechanical and chemical incompleteness of combustion. Methodological provisions have been developed to take into account the kinetic and diffusion processes of the thermochemical transformation of coal to establish a quantitative relationship between the temperature-time characteristics of the combustion of pulverized coal particles and the local parameters of the combustion process. The technique is implemented in the form of specialized algorithmic and software and makes it possible to assess the degree of fuel burnout, both for the active combustion zone and for zones located in the cooling chamber of the combustion space during design and operational adjustment work.

Keywords: diffusion-kinetic model, solid organic fuel, stages of coal combustion, software and computing complex, theoretical and experimental studies, combustion chamber of steam boilers

УДК 621.039.586

РАСЧЕТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КОНВЕКТИВНОГО ПЕРЕНОСА ТЕПЛА МЕЖДУ АКТИВНОЙ ЗОНОЙ И ПАРОГЕНЕРАТОРОМ ВВЭР ПРИ ТЯЖЕЛОЙ АВАРИИ С ПОТЕРЕЙ ТЕПЛООТВОДА КО ВТОРОМУ КОНТУРУ

© 2024 г. К. С. Долганов^{1, *}, А. А. Крутиков², А. В. Николаева²

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем безопасного развития атомной энергетики Российской академии наук, Москва, Россия

²Акционерное общество «Опытное конструкторское бюро «ГИДРОПРЕСС» (АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»), Подольск, Россия

*e-mail: dolganov@ibrae.ac.ru

Поступила в редакцию 07.11.2023 г.

После доработки 16.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Работа посвящена численному анализу возможности перегрева и разрушения теплообменных труб в парогенераторах ВВЭР в процессе развития тяжелых аварий. Опасность этого явления обусловлена риском байпасирования радиоактивными веществами защитной оболочки реакторной установки. В качестве основного механизма переноса тепла из активной зоны в парогенераторы рассматривается естественная конвекция перегретого пара в горячей нитке главного циркуляционного трубопровода. Для моделирования конвективных потоков и распределения температуры пара используются трехмерные CFD-коды. Показано, что интенсивность конвективного переноса тепла из реактора в горячий коллектор парогенератора недостаточна для существенного нагрева и катастрофической потери прочности материала теплообменных труб парогенератора.

Ключевые слова: конвекция, моделирование, тяжелая авария, парогенератор, CFD, ВВЭР, СОКРАТ

DOI: 10.31857/S0002331024040063

ВВЕДЕНИЕ

Защитная оболочка реакторной установки (ЗО) является последним физическим барьером на пути распространения радиоактивных веществ в окружающую среду в случае тяжелой аварии (ТА) на АЭС с ВВЭР. Она играет важнейшую роль в ограничении радиоактивного выброса, поэтому обеспечение ее целостности представляет собой основную задачу при возникновении тяжелых аварий на АЭС с ВВЭР.

Существуют сценарии тяжелых аварий, в которых возможен массовый радиоактивный выброс даже при сохранении общей герметичности ЗО. В частности, при

разрыве теплообменных труб или коллекторов парогенераторов, возникающем в процессе развития аварии на стадии разрушения активной зоны, радиоактивные вещества переносятся во второй контур парогенератора. В случае негерметичности второго контура (что может быть вызвано иницирующим аварию разрывом паропровода до отсечной арматуры или отказом БРУ-А в открытом положении уже в ходе аварии) радиоактивные вещества могут выходить из ПГ в окружающую среду в обход ЗО, так как паропроводы свежего пара выходят за пределы ЗО. Таким образом, происходит так называемое байпассирование защитной оболочки радиоактивными веществами. Соответствующие аварии называются авариями с байпассированием ЗО.

Учитывая специфическую совокупность исходных событий и дополнительных отказов, включая бездействие оператора, требуемую для реализации явления байпассирования ЗО при тяжелых авариях, вероятность подобных аварий относительно невелика. Тем не менее, учитывая значительные радиационные риски, аварии с байпассированием ЗО рассматриваются в рамках ВАБ-2.

Таким образом, кроме обеспечения целостности ЗО, дополнительной задачей ограничения радиационных последствий для населения и окружающей среды при тяжелых авариях на АЭС с ВВЭР является недопущение массового разрыва теплообменных труб ПГ и коллекторов парогенератора.

Для разрыва теплообменных труб и коллекторов ПГ в ходе тяжелой аварии необходимо наличие большого перепада давления на стенке и разогрев стенки до высокой температуры.

Первое условие определяет величину механических напряжений и является следствием рассматриваемых сценариев, предполагающих неизоллируемое истечение пара из второго контура ПГ в результате разрыва паропроводов или незакрытия БРУ-А. В этом случае давление во втором контуре падает до атмосферного, а давление в первом контуре остается близким к номинальному из-за сохранения плотности первого контура и предполагаемого бездействия операторов по снижению давления. В этом случае давление первого контура определяется уставками открытия и закрытия ИПУ КД.

Второе условие предполагает снижение механической прочности стали, из которой выполнены трубки и коллекторы ПГ, и реализуется при существенном разогреве активной зоны и наличии механизма переноса тепла из активной зоны в ПГ. Такой перенос возможен на стадии осушения активной зоны, если в одной из петель ГЦТ очистился гидрозатвор холодной нитки, и в этой петле развивается естественная циркуляция. Несмотря на то, что ПГ к этому времени уже полностью осушены, сток тепла связан с нагревом большой массы металла в коллекторах и в пакете теплообменных труб. Однако, как показывает опыт расчетов аварий при помощи интегральных кодов, очищение гидрозатворов — в значительной мере неопределенное событие, чувствительное к варьированию входных параметров.

В этой связи возникает вопрос, возможен ли перенос тепла в ПГ, если во всех петлях гидрозатворы заполнены водой. Единственным механизмом, который может обеспечить такой перенос, является конвекция перегретого пара или парогазовой смеси, (если в активной зоне в это время уже происходит интенсивное окисление оболочек твэлов и ВКУ паром) между источником тепла (активная зона) и стоком тепла (ПГ). При этом интервал времени, на котором должна развиваться конвекция, ограничен моментами закрытия и последовательного открытия ИПУ КД, поскольку

на фазе открытия ИПУ КД перегретый пар уходит в КД и не попадает в ПГ. Второй особенностью конвективного переноса является наличие протяженного горизонтального участка в горячей нитке, в результате чего горячая среда должна течь по верхней части нитки, а охлажденная – по нижней части. В результате такого противотока возникает тепловое и механическое взаимодействие прямого и обратного тока пара. Для описания этого течения возможности одномерных теплогидравлических моделей, используемых в интегральных кодах, недостаточны, и требуется использование многомерных CFD-моделей.

Впервые задача конвективного переноса тепла между активной зоной и ПГ при заполненных гидрозатворах на холодных нитках во время тяжелой аварии была поставлена и начала исследоваться в конце 1980-х годов в США усилиями национальных лабораторий, отрасли и надзорного органа. Эта задача входила в перечень задач безопасности, сформулированных по итогам аварии на ТМ1-2, и включала три области потенциальной конвекции: область над активной зоной, горячая нитка циркуляционной петли, проточная часть ПГ.

Первые расчеты были выполнены при помощи интегрального тяжелоаварийного кода SCDAP/RELAP5. Поскольку теплогидравлическая модель этого кода – одномерная, а конвекция в горячей нитке подразумевает противоточное течение, в расчетах использовалась нодализационная схема, в которой горячая нитка была представлена двумя независимыми гидравлическими каналами [1]. Один канал описывал прямой поток горячей среды из а.з. по верхней части трубопровода, второй – возвратный поток охлажденной среды из ПГ по нижней части трубопровода. Гидравлические каналы были сопряжены с соответствующими стенками горячего трубопровода. Также для расчетов использовался трехмерный однофазный код CFD класса COMMIX [2].

В качестве экспериментальной поддержки расчетного анализа в Университете Мэриленда и в компании Вестингауз были выполнены эксперименты [3-5] на прототипных установках уменьшенного масштаба, включавшие модель реактора, горячей нитки, вертикального ПГ с пучком U-образных теплообменных труб. Результаты, полученные в ходе этих экспериментов, а также результаты расчетов по коду COMMIX, использовались для настройки моделей и нодализационных схем интегральных кодов SCDAP/RELAP, MELCOR [6-8]. После проверки, что интегральные коды позволяют корректно воспроизвести распределение тепла по контуру между моделью активной зоны и ПГ в экспериментальной установке использованные модели и подходы к нодализации горячей нитки, соединительного трубопровода КД и ПГ были перенесены на расчеты стадии конвекции перегретого пара при тяжелых авариях на РУ PWR. Причем были рассмотрены все основные проекты PWR, находившиеся в эксплуатации в США [8]. Возможные отклонения модельных параметров от значений, определенных в экспериментах, и влияние нодализации были учтены в рамках анализа неопределенности.

Таким образом при исследовании процессов конвекции был использован системный подход, включавший взаимосвязанные экспериментальную и аналитическую части. Результаты исследований, выполненных в INEEL, были изложены в отчете [9].

Следующей стадией исследований в этой области стал расчетный анализ условий нагружения теплообменных труб ПГ для расширенного перечня тяжелых аварий, определенного на основе результатов ВАБ-1, и определение наиболее

опасного представительного сценария тяжелой аварии с точки зрения байпассирования контейнента и раннего большого выброса радиоактивности в окружающую среду. Более того, возможность разрушения теплообменных труб ПГ оценивалась также с учетом опытных данных о распределении в них трещин, с учетом анализа неопределенности рассматриваемых аварийных сценариев. В результате этого комплекса работ была выполнена оценка вероятности большого раннего аварийного выброса радиоактивности в окружающую среду в результате высокотемпературного разрыва теплообменных труб. Таким образом, фактически устанавливалась связь явления конвекции между а.з. и ПГ с результатами ВАБ-2. Результаты этих исследований были представлены в отчете [10], выпущенном в 1998 г. Комиссией по ядерному регулированию США (U.S. NRC).

Ввиду ограничений, присущих нульмерным (квази-одномерным) теплогидравлическим моделям интегральных кодов, а также по мере развития вычислительных мощностей с начала 2000-х годов к исследованию задач конвекции между а.з. и ПГ стали активно привлекаться трехмерные CFD коды. Так, код ANSYS/Fluent был вначале валидирован на результатах экспериментального исследования явления конвекции в модели реакторной установки на стенде Вестингауз [11], после чего с его помощью было выполнено моделирование перемешивания во входном коллекторе ПГ [12], а затем и расчет полноценной задачи в системе “сборная камера — горячая нитка — ПГ” PWR проекта Вестингауз [13]. Аналогичные CFD расчеты для проекта PWR Комбастшен Инжиниринг (Combustion Engineering, CE) приведены в работе [14]. CFD-моделирование позволило более обосновано перейти от малого (1/7) масштаба экспериментального стенда Вестингауз к полному масштабу РУ PWR. Результаты расчетов по CFD кодам использовались для совершенствования и уточнения настроечных параметров отдельных моделей интегрального кода SCDAP/RELAP5, а также для уточнения используемых нодализационных схем.

В 2005–2006 гг. на основании результатов феноменологических анализов проблемы конвективного переноса тепла между а.з. и ПГ и термомеханического нагружения теплообменных труб ПГ был составлен перечень определяющих явлений и процессов [14]. Таблица таких явлений и процессов была использована для детальной оценки возможностей усовершенствованного кода SCDAP/RELAP5 и выполнения анализа неопределенности целевых рассчитываемых параметров (разность времени разрыва TOT ПГ и разрыва границ горячей нитки/соединительного трубопровода КД, коэффициент запаса для разрыва усредненной трубки ПГ, средняя температура трубки ПГ и т.д.). В результате анализа неопределенности были определены средние значения и стандартные отклонения результирующих параметров.

Важно отметить, что параллельно с надзорным органом аналогичные исследования выполнялись отраслью в лице института EPRI. В отчете [15] описаны использовавшиеся EPRI методики, которые немного отличаются от методик NRC. В частности, использовался интегральный код МААР, учитывался теплообмен излучением между паром и частью горячей нитки вблизи выходного патрубка реактора, учитывалось различие материалов патрубка и горячей нитки и т.д.

В 2018 году в отчете [16] были актуализированы результаты исследований вероятности высокотемпературного разрыва теплообменных труб ПГ и формирования раннего большого радиоактивного выброса в ходе ТА на РУ PWR. Отличия этой работы от подобного исследования 2010 г. [10] заключались в учете замены ПГ на АЭС США и обновленной статистики о распределении трещин в TOT ПГ. Кроме того, был рассмотрен не только проект PWR Вестингауз, но и проект PWR CE. Также

были использованы все современные достижения в области численного моделирования теплогидравлики, гидродинамики, термомеханики, вероятностных анализов. Для расчетов теплогидравлических условий нагружения ТОТ ПГ в проекте PWR CE вместо кода SCDAP/RELAP5 использовался код MELCOR, в котором дополнительно имеются модели переноса и осаждения радиоактивных веществ.

В настоящее время результаты, апробированные для проектов PWR США, используются также и для других проектов PWR. Так, Институт атомной энергии Кореи (KAERI) выполняет независимую валидацию CFD-кодов ANSYS Fluent [17] ANSYS CFX [18] для последующей настройки моделей интегрального кода MELCOR [19] применительно к задаче оценки возможности и вероятности высокотемпературного разрыва ТОТ ПГ на РУ OPR-1000.

Столь масштабные и продолжительные исследования в США обусловлены особенностями проекта РУ PWR: для реакторных установок PWR конвекция в горячей нитке и ПГ играет важную роль, поскольку парогенераторы PWR имеют вертикальную компоновку теплообменных труб, и перепад высот между активной зоной и срединной линией ПГ достаточно большой. Для РУ ВВЭР, где используются горизонтальные парогенераторы, конвекция парогазовой смеси должна быть выражена слабее. Тем не менее этот эффект для ВВЭР до сих пор не проверялся.

Данная статья посвящена расчетному исследованию процесса смешанной конвекции в горячей нитке петли ГЦТ на РУ ВВЭР при тяжелой аварии, который может быть важным механизмом, определяющим температурный режим теплообменных труб и коллекторов ПГ и, в конечном итоге, их целостность и возможность байпасирования ЗО радиоактивными веществами. Для определенности в качестве объекта исследования рассматривается РУ ВВЭР-ТОИ.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Высокотемпературный разрыв теплообменных трубок ПГ ВВЭР в ходе тяжелой аварии может произойти вследствие снижения прочностных свойств сплава X18N10T при сохранении большого перепада давления на стенках трубок. В качестве критерия потери прочности трубок ПГ будем рассматривать превышение эффективным напряжением в трубках предела прочности стали 08X18N10T, который принимается равным пределу текучести $[\sigma_T]$ при текущей температуре:

$$\sigma_{эфф} \geq [\sigma_T].$$

Таким образом, на данном этапе в качестве первого приближения вкладом высокотемпературной ползучести пренебрегается. Вклад этого процесса в разрушение трубок будет в дальнейшем исследован дополнительно.

Механические свойства нержавеющей стали 08X18N10T в области высоких температур изучены плохо (известны только до 873 К), поэтому они были экстраполированы до 1089 К по данным для зарубежной стали-аналога AISI 321 в предположении, что при высоких температурах сплавы ведут себя примерно одинаково (рис. 1). Значение предела текучести при температуре 1366 К было определено по данным для временного сопротивления σ_B в предположении, что при этой температуре $\sigma_T \approx \sigma_B$.

На рис. 1 и в табл. 1 показана принятая в данной работе зависимость предела текучести от температуры.

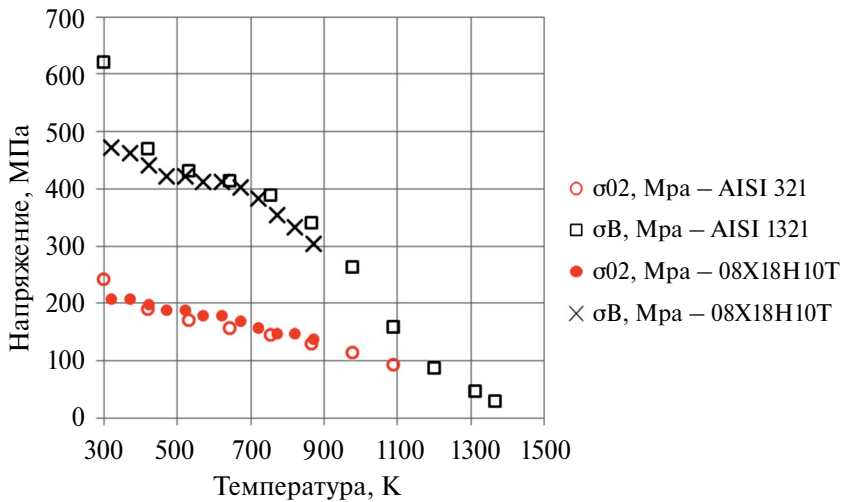


Рис. 1. Сопоставление предела текучести и временного сопротивления сталей AISI 321 [20] и 08X18H10T [21] в зависимости от температуры.

Будем рассматривать сценарий аварии, в котором сохраняется максимальный перепад давления на стенке теплообменной трубки ПГ: давление первого контура ~17.6 МПа, давление под ЗО и во втором контуре ПГ ~0.1 МПа. Для этого первый контур должен сохранять плотность (с точностью до циклического срабатывания ИПУ КД), а второй контур должен быть полностью осушен.

Для анализа возможности разрушения теплообменных трубок при анализе безопасности в случае запроектных аварий использовались критерии [22], основанные на инженерной оценке механических напряжений, обусловленных положительным перепадом давления на стенке.

Для расчета напряжений под действием внутреннего давления использовались следующие формулы Ламе для толстостенных цилиндров ($(r_{out}-r_{in})/r_{in} \geq 0.1$):

Для радиальных напряжений:

– на внутренней стенке трубопровода

$$\sigma_{r1} = -Pin ,$$

Таблица 1. Температурная зависимость предела текучести для сталей 08X18H10T, принятая в расчетах ТА

Т, К	σ _T , МПа
293	216
323	206
373	206
423	196
473	187
523	187

Т, К	σ _T , МПа
573	177
623	177
673	167
723	157
773	147
823	147

Т, К	σ _T , МПа
873	137
977	113
1089	92
1366	28

– на внешней стенке трубопровода

$$\sigma_{r2} = -P_{out} ,$$

где P_{in} – давление в первом контуре; P_{out} – давление во втором контуре ПГ.

Для окружных напряжений:

– на внутренней стенке трубопровода

$$\sigma_{\theta 1} = \frac{2 * P_{out} * r_{out}^2 + P_{in} * (r_{out}^2 + r_{in}^2)}{r_{out}^2 - r_{in}^2} ,$$

– на внешней стенке трубопровода

$$\sigma_{\theta 2} = \frac{2 * P_{in} * r_{in}^2 - P_{out} * (r_{out}^2 + r_{in}^2)}{r_{out}^2 - r_{in}^2} ,$$

где r_{out} , r_{in} – внешний и внутренний радиусы трубопровода соответственно [м].

Для осевых напряжений:

$$\sigma_z = \frac{2 * \mu * (P_{in} * r_{in}^2 - P_{out} * r_{out}^2)}{r_{out}^2 - r_{in}^2} ,$$

где $\mu = 0.3$ – коэффициент Пуассона.

Температурные напряжения в трубках не учитывались. Также не учитывались возможные эксплуатационные дефекты, включая трещины.

Для расчета эффективных напряжений использовался критерий Треска–Сен-Венана.

$$\sigma_{\text{эф1}} = \text{MAX}(\sigma_{\theta 1}, \sigma_{r1}, \sigma_{z1}) - \text{MIN}(\sigma_{\theta 1}, \sigma_{r1}, \sigma_{z1}) ,$$

$$\sigma_{\text{эф2}} = \text{MAX}(\sigma_{\theta 2}, \sigma_{r2}, \sigma_{z2}) - \text{MIN}(\sigma_{\theta 2}, \sigma_{r2}, \sigma_{z2}) ,$$

$$\sigma_{\text{эф}} = \text{MAX}(\sigma_{\text{эф1}}, \sigma_{\text{эф2}}) .$$

Для геометрии теплообменных труб ВВЭР при рассматриваемом перепаде давления на стенке $\sigma_{\text{эфф}} \sim 106$ МПа.

Из табл. 1 следует, что предел текучести, равный или меньший этого напряжения, соответствует температуре ~ 1030 К. То есть для разрыва трубки ПГ необходим ее разогрев свыше 1030 К.

Разогрев трубок ПГ до высоких температур возможен при выполнении двух условий: 1) сохранение достаточно интенсивной циркуляции перегретой парогазовой смеси по трубкам и 2) существенное ухудшение теплоотвода ко второму контуру.

Второе условие разогрева трубок реализуется в случае осушения ПГ и связано с упоминавшимся выше низким давлением во втором контуре. Реализация же первого условия возможна в двух вариантах.

Как показывают результаты численного моделирования, теплообменные трубки нагреваются достаточно интенсивно и могут быть разрушены примерно в одно время с горячими патрубками или соединительным трубопроводом, если в первом контуре сохраняется циркуляция перегретой парогазовой смеси по петлям ГЦТ. Это возможно при очищении гидрозатвора на одной из холодных ниток.

Однако в этой работе нас интересует ситуация, когда такая циркуляция отсутствует, то есть, когда все гидрозатворы холодных ниток заполнены водой. В этом случае горячая среда из активной зоны не может интенсивно циркулировать по петле через ПГ. С другой стороны, поскольку коллекторы и пакеты теплообменных труб ПГ характеризуются большой металлоемкостью, они длительное время служат эффективным стоком тепла. А поскольку ось ПГ находится выше верхнего края а.з., в горячей нитке между а.з. и ПГ возможно образование конвективной петли. Так, что горячая среда поступает в ПГ по верхней части горячей нитки, охлажденная в ПГ среда возвращается в реактор по нижней части горячей нитки.

Одномерные интегральные коды не позволяют рассчитать циркуляцию перегретой смеси между а.з. и ПГ, поэтому для проверки возможности и интенсивности такого механизма нагрева трубок ПГ требуется многомерное моделирование циркуляции в горячей нитке ГЦТ.

Таким образом, конечная цель исследования — проверить возможность прогрева теплообменных трубок ПГ ВВЭР до температур, при которых возможно их массовое разрушение на стадии осушения активной зоны в ходе тяжелой аварии, при условии, что парогенераторы полностью осушены, гидрозатворы холодных ниток заполнены, а оператор не предпринимает действий по снижению давления в первом контуре.

Еще одним важным аспектом данной задачи является определение температуры парогазовой смеси вблизи горячего патрубка и в месте врезки соединительного трубопровода КД в горячую нитку. Это необходимо для последующей оценки возможности более раннего разрыва границ горячей нитки по сравнению с разрывом теплообменных труб ПГ. В случае, если разрыв в этих местах происходит раньше, чем разрыв труб ПГ, первый контур разгружается за счет истечения среды под защитную оболочку, перепад давления на трубках ПГ падает, и они сохраняют целостность. Все продукты деления, таким образом, поступают под ЗО, а не выходят в окружающую среду — во всяком случае, до разрушения самой ЗО.

Можно выделить несколько аварийных сценариев, в которых реализуются описанные выше условия.

СЦЕНАРИЙ РАЗВИТИЯ ТА С ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ КОНВЕКЦИЕЙ ПЕРЕГРЕТОЙ СРЕДЫ В ГОРЯЧЕЙ НИТКЕ ГЦТ

Осушение ПГ (потеря котловой воды во втором контуре ПГ) при сохранении герметичности первого контура может произойти в результате следующих сценариев аварии:

- гильотинный разрыв главного парового коллектора (ГПК) при дополнительном отказе (незакрытии) всей отсечной арматуры на паропроводах свежего пара всех парогенераторов;

- полное обесточивание энергоблока с незакрытием всех БРУ-А.

В обоих сценариях предполагается, что действия оператора по снижению давления в первом контуре по какой-то причине не предпринимаются. В этом случае все ПГ достаточно быстро выкипают за счет теплового потока от первого контура, в котором после срабатывания АЗ и останова ГЦНА на некоторое время, до осушения ПГ, устанавливается естественная циркуляции теплоносителя по петлям ГЦТ.

После осушения ПГ теряется основной механизм отвода остаточного тепловыделения в топливе, теплоноситель нагревается и расширяется, давление в первом контуре возрастает до уставки открытия контрольного ИПУ КД. Дальнейший отвод энергии от первого контура происходит за счет периодического сброса теплоносителя из КД, что приводит к постепенному снижению уровня воды в а.з. и к началу разогрева твэлов. Давление в первом контуре остается высоким в пределах уставок открытия и закрытия ИПУ КД, а.з. разогревается до ~ 2800 К, все ПГ по второму контуру осушены. Поэтому попадание на вход в трубный пучок перегретой парогазовой смеси из а.з. может вызвать массовое разрушение теплообменных труб ПГ.

Сценарий аварии с неизолируемым гильотинным разрывом ГПК был впервые рассмотрен в [23] применительно к РУ ВВЭР-1200/В-491. В этой работе на основе результатов численного моделирования аварии при помощи интегральной программы для ЭВМ (далее — “кода”) СОКРАТ было показано очищение гидрозатвора на одной из петель, восстановление циркуляции по петле, разогрев и массовое разрушение ТОТ ПГ и, в результате, байпасирование ЗО продуктами деления.

Сценарий полного обесточивания энергоблока с незакрытием БРУ-А рассматривается в рамках ВАБ-2 ВВЭР ТОИ и кратко описан в статье [24]. Несмотря на то, что в этом расчете, также выполненном при помощи СОКРАТ, гидрозатворы холодных ниток оставались заполнены водой, и поэтому происходил нагрев и разрыв соединительного трубопровода КД, альтернативный расчет с принудительным очищением гидрозатвора на одной из петель показал, что условия для разрыва теплообменных труб ПГ достигаются всего на 10 минут позже, чем условия для разрыва соединительного трубопровода. С учетом неизбежных неопределенностей расчета тяжелой аварии и малой разницы во времени разрыва ТОТ ПГ и соединительного трубопровода относительно абсолютного времени их разрыва (3,5 ч) полностью исключать возможность более раннего разрыва ТОТ ПГ нельзя.

В обеих упомянутых работах разогрев и разрушение ТОТ ПГ были связаны с очищением гидрозатвора в холодной нитке ГЦТ. Но остается нерешенным вопрос о возможности разогрева и разрыва ТОТ ПГ без очищения гидрозатвора.

Расчетная зависимость расхода на входе в горячую нитку от времени на стадии разрушения а.з., полученная в результате моделирования тяжелой аварии при помощи кода СОКРАТ, изображена на рис. 2. Изменение давления в горячей нитке во времени изображено на рис. 3. Максимумы расхода соответствуют открытию ИПУ КД и, соответственно, снижению давления в первом контуре. На стадии открытых ИПУ КД перегретый пар в ПГ не поступает, поскольку он направляется через соединительный трубопровод в КД и далее к ИПУ КД.

После очередного закрытия ИПУ КД из-за возникшего разрежения в КД относительно давления в а.з. происходит “подсасывание” пара из а.з. в горячую нитку петли с КД. Как видно из результатов расчета, интервал времени между последовательным закрытием и открытием ИПУ КД составляет 300–400 с. Именно на этой стадии возможно образование конвективного переноса между а.з. и ПГ, приводящее к нагреву ТОТ ПГ.

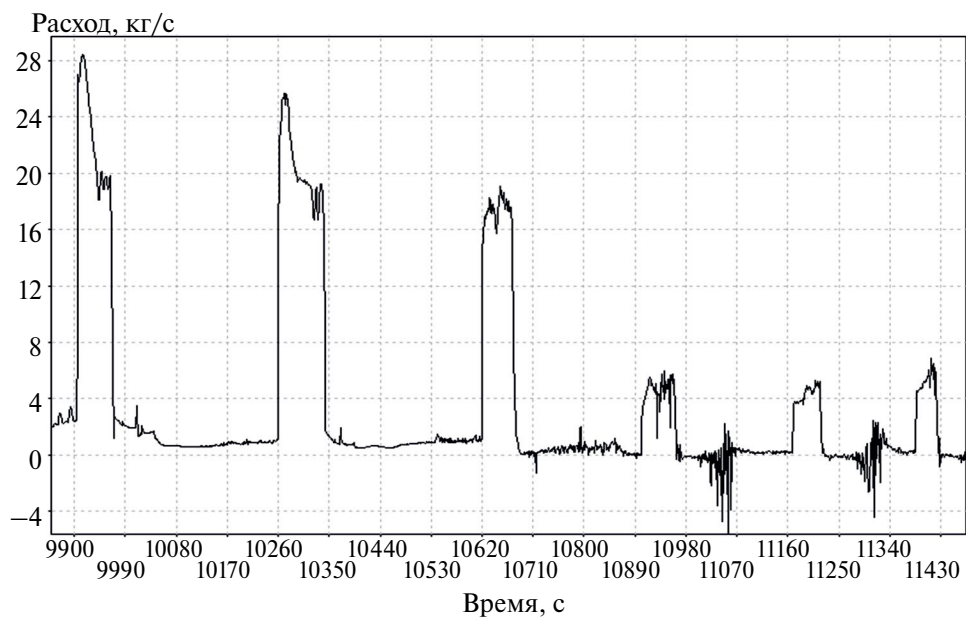


Рис. 2. Зависимость расхода на входе в горячую нитку от времени.

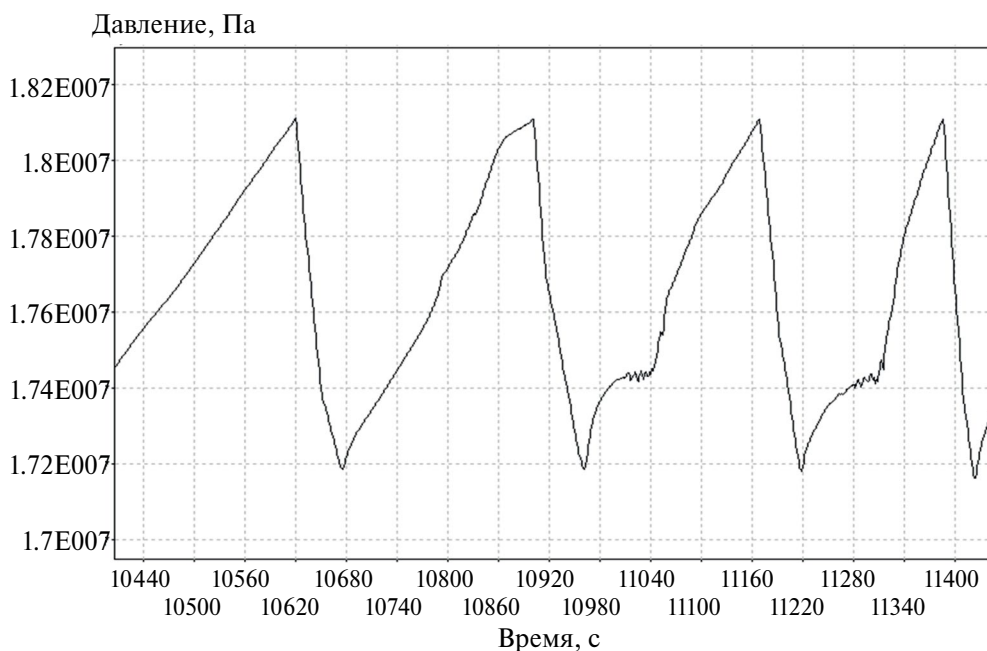


Рис. 3. Зависимость давления в горячей нитке от времени.

Поэтому в данной работе моделируется движение перегретого пара в горячей нитке в промежуток времени между закрытием ИПУ КД и его последующим открытием.

Учитывая, что толщина теплообменных трубок составляет всего 1.5 мм, а теплоотвод от них почти отсутствует, косвенным критерием разрушения трубок можно рассматривать температуру смеси, поступающей из горячего коллектора в трубки. Если теплообменные трубки ПГ в расчете по CFD коду явно не моделируются, свидетельством возможности их нагрева до потери прочности является превышение предельного значения температурой среды в горячем коллекторе. Поступление среды из горячего коллектора в трубки может происходить в результате колебаний расхода пара, которые возникают в коллекторных системах, или в результате локальных конвективных потоков по трубкам (возможность таких потоков может быть проверена также при помощи CFD моделирования).

В данной работе для расчетов конвекции между а.з. и ПГ использованы два CFD кода: OpenFOAM и STAR CCM+. Граничные условия для задания в CFD расчетах были получены из расчетов тяжелой аварии при помощи интегрального кода СОКРАТ/ВЗ.

3. РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПОМОЩИ CFD-КОДОВ

3.1 Расчетная модель для расчетов по коду OpenFOAM

В качестве первой итерации был выполнен расчет конвекции в горячей нитке при помощи кода OpenFOAM с введением ряда упрощений. Цель расчета при помощи этой модели для OpenFOAM заключалась в проверке гипотезы об установлении устойчивой смешанной конвекции в горячей нитке, прилегающем соединительном трубопроводе и горячем коллекторе в течение периодов времени, когда клапан компенсатора давления закрыт, а гидрозатвор холодной нитки заполнен водой.

Геометрическая модель включает проточную часть горячей нитки ГЦТ, относящейся к петле с КД, и соединительного трубопровода КД (рис. 4). Внутренний диаметр главного циркуляционного трубопровода составляет 850 мм, внутренний

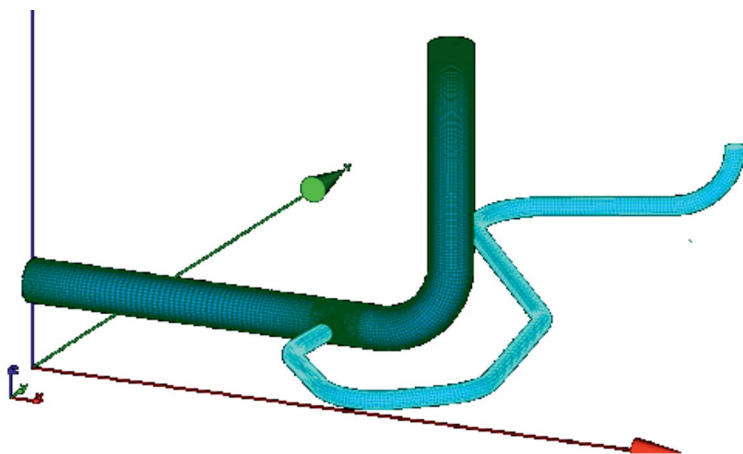


Рис. 4. Геометрия с наложенной расчетной сеткой.

диаметр соединительного трубопровода компенсатора давления – 346 мм. Длина трубопровода от выходного патрубка реактора до коллектора ПГ ~10 м, длина трубопровода от выходного патрубка реактора до врезки соединительного трубопровода ~7 м.

Стенки трубопроводов не моделируются. На внешней поверхности модели трубопроводов были заданы адиабатические условия теплообмена.

Корпус и гидравлический объем КД в модели также не учитываются и заменены граничным условием по давлению на срезе соединительного трубопровода. Гидравлическая часть соединительного трубопровода КД моделируется в явном виде, поскольку для оценки целостности соединительного трубопровода важно знать степень его разогрева в случае затекания в него парогазовой смеси.

Пакет теплообменных труб и холодный коллектор ПГ в данной модели явно не описываются. Проточная часть ПГ ограничена моделью горячего коллектора, которая упрощенно представлена вертикальным цилиндром с сечением, равным сечению горячей нитки.

Граничные условия на входе в горячую нитку (температура, состав и расход среды) и на выходе из соединительного трубопровода (давление) определены по результатам численного моделирования аварии при помощи кода СОКРАТ и соответствуют состоянию РУ через несколько минут после начала интенсивного окисления а.з. На входе в горячую нитку задан поток перегретого пара с расходом 1 кг/с при температуре 1400 К. Начальная температура пара в расчетной области задана равной 630 К. На поверхности области коллектора задано условие постоянной температуры 630 К. Давление в системе составляет 17.6 МПа.

Для моделирования турбулентности используется модель k-Omega SST и нестационарный решатель для турбулентного течения сжимаемой жидкости BuoyantPimpleFoam, относящийся к классу решателей, моделирующих теплоперенос.

При построении сетки соблюдено ограничение на размер элементов в пристеночной области: $y^+ < 10$ при заданном расходе 1 кг/с. Из условия $y^+ < 10$ получаем:

- в горячей нитке $y_{\text{гн}} < 4.4 \cdot 10^{-3}$ м;
- в соединительном трубопроводе $y_{\text{ст}} < 10^{-3}$ м.

Поэтому в построенной расчетной сетке расстояние от поверхности до первого расчетного узла составляет 1 мм. В пристенной области использованы гексаэдрические элементы, в остальной области – призматические и тетраэдрические элементы. Отношение размеров соседних ячеек не превышает 1.5.

Также были оценены значения числа Рейнольдса в моделируемых трубопроводах: в горячей нитке $Re_{\text{гн}} \approx 4 \cdot 10^4$; в соединительном трубопроводе $Re_{\text{ст}} \approx 8.8 \cdot 10^4$.

Общее количество элементов в расчетной сетке составило 292170, из них число элементов-гексаэдров – 150930, элементов-призм – 127901, элементов-тетраэдров – 13339.

3.2 Результаты расчетов по упрощенной модели при помощи кода OpenFOAM

С использованием упрощенной модели при помощи OpenFOAM был выполнен базовый расчет с расходом перегретого пара на входе в модель 1 кг/с и дополнительный расчет с расходом 2 кг/с. В результате была получена квазистационарная картина конвективного течения в горячей нитке и коллекторе ПГ, качественно

соответствующая результатам для аналогичной области РУ PWR (рис. 5). Согласно полученным результатам, перегретая среда из а.з. поступает в горячий коллектор ПГ по верхней части горячей нитки, частично охлаждается и по нижней части горячей нитки возвращается к выходному патрубку реактора, где подмешивается к поступающей перегретой среде. В окрестности соединительного трубопровода наблюдается перемешивание прямого и обратного токов среды.

Согласно результатам расчетов, квазистационарное поле скоростей и температур установилось через 300–450 с.

На рис. 6 показаны зависимости температуры среды от времени в точке, расположенной в центре горячего коллектора. В расчете с расходом подачи 1 кг/с стационарное значение температуры составило 929 К, а при расходе 2 кг/с температура выросла до 1010 К.

Таким образом, предварительные расчеты при помощи OpenFOAM показали:

- в ТА с плотным первым контуром в горячей нитке петли с КД устанавливается циркуляция перегретого пара, способная переносить тепло из а.з. в ПГ;
- время установления квазистационарного состояния составляет 300–450 с и сопоставимо с интервалом времени, в течение которого ИПУ КД закрыт;
- температура среды внутри горячего коллектора (и потенциально на входе в ТОТ ПГ) достигает 930–1010 К, что при попадании среды в ТОТ ПГ может вызвать их разрыв и байпасирование ЗО.

Для уточнения полученных результатов на следующем этапе работ были выполнены расчеты по коду STAR CCM+ с использованием более реалистичной расчетной модели.

3.3 Расчетная модель для расчетов по коду STAR CCM+

С целью проверки и уточнения полученных результатов была разработана модель исследуемой области для кода STAR CCM+ (рис. 7). По сравнению с моделью для

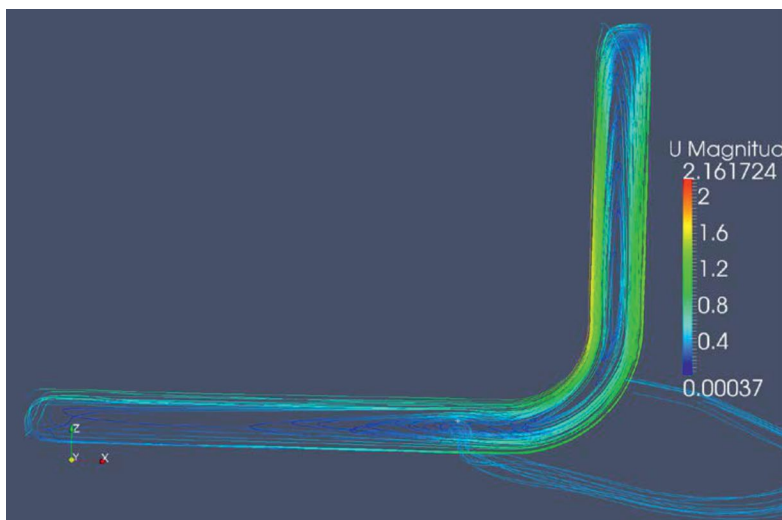


Рис. 5. Линии тока в стационарном режиме.

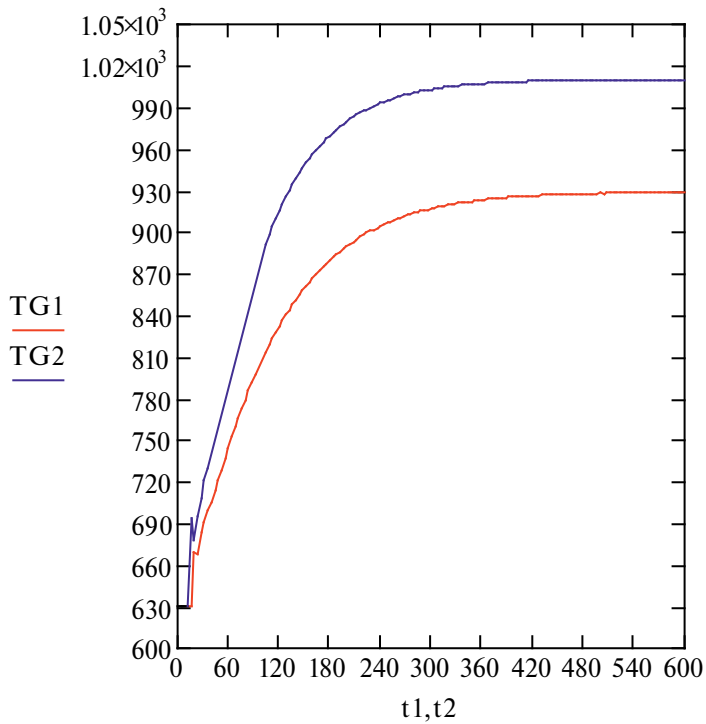


Рис. 6. Изменение температуры пара в центре коллектора при расходах на входе в горячую нитку 1 и 2 кг/с.

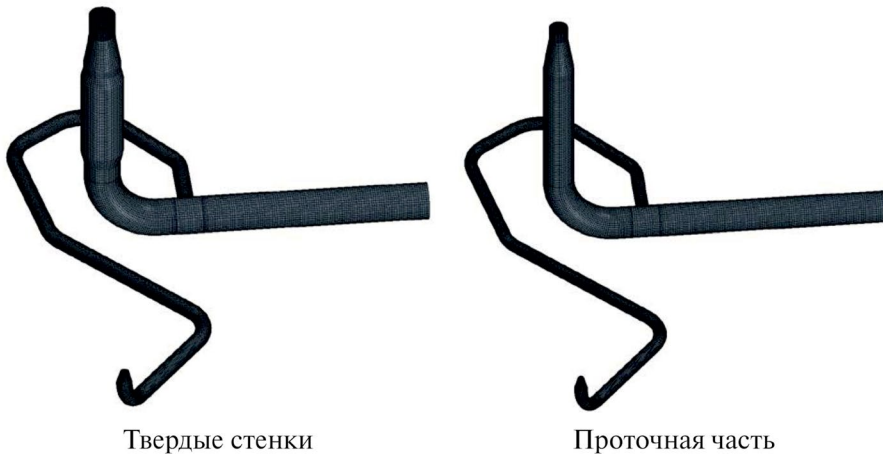


Рис. 7. Расчетная сетка области для кода STAR CCM+.

OpenFOAM расчетная область для STAR CCM+ была усовершенствована следующим образом:

- учтена проектная геометрия проточной части горячего коллектора ПГ;
- включен металл трубопроводов и коллекторов.

Для адекватного моделирования пограничных слоев со стороны газообразной среды, а также разогрева поверхностных слоев металла при нестационарном процессе в расчетной сетке предусмотрено сгущение по направлению к границе раздела между жидкостью и стенкой. Расчетная сетка состоит из 1 128 064 гексаэдрических ячеек. Из них 751 576 приходится на проточную часть, а 376 488 — на твердые тела.

Как и в расчете по OpenFOAM, в качестве граничных условий на входе в горячую нитку задан расход перегретого пара 1 кг/с с температурой 1400 К. На наружных стенках заданы адиабатические условия теплообмена. Давление на срезе соединительного трубопровода составляет 17.6 МПа. В начальный момент времени среда в системе неподвижна и имеет температуру 630 К. Начальная температура трубопроводов также задана равной 630 К.

Свойства перегретого пара получены из базы данных NIST для диапазона температур от 630 К до 2000 К. Принято, что плотность, динамическая вязкость, теплопроводность и теплоемкость перегретого пара зависят от температуры и не зависят от давления.

Свойства металла трубопроводов и коллекторов приняты постоянными и не зависящими от температуры:

- плотность 7920 кг/м³;
- теплоемкость 538 Дж/(кг·К);
- теплопроводность 21 Вт/(м·К).

В разработанной модели течение сжимаемого газа описывается уравнениями движения (уравнения Навье-Стокса, осредненные по Рейнольдсу), уравнением неразрывности и уравнением энергии. Используется kw-SST модель турбулентности. Для металла коллекторов решается уравнение теплопроводности.

С использованием модели был выполнен нестационарный расчет в течение 2500 с реального времени с шагом 0.05 с.

3.4 Результаты расчетов по коду STAR CCM+

На рис. 8 показано распределение температуры в сечении расчетной области по состоянию на 2500 с. Как видно из рис. 9, картина течения качественно подобна результатам, полученным по коду OpenFOAM.

На рис. 8 обозначены две линии “а” и “б”, соответственно вблизи горячего патрубка и в центре коллектора. Вдоль этих линий на рис. 10 и 11 показано распределение температуры. Из этих результатов следует, что максимальная установившаяся температура пара в центре коллектора в пристенной области составляет 920–940 К, а максимальная температура пара по всей этой области не превышает 980 К. В основном этот результат подтверждает результаты, полученные по OpenFOAM.

Однако следует учесть, что время установления стационарного состояния в расчетах по STAR CCM+ (2500 с) оказалось много больше, чем в расчетах по OpenFOAM (300–450 с). Это объясняется учетом теплообмена с металлом трубопроводов. На рис. 12 изображены зависимости от времени для температуры пара в точке, расположенной в центре коллектора ПГ, полученные при различных допущениях. Расчет, воспроизводящий условия в расчете OpenFOAM (неучет теплообмена с трубопроводами и допущение идеального газа), достаточно близко описывает результаты,

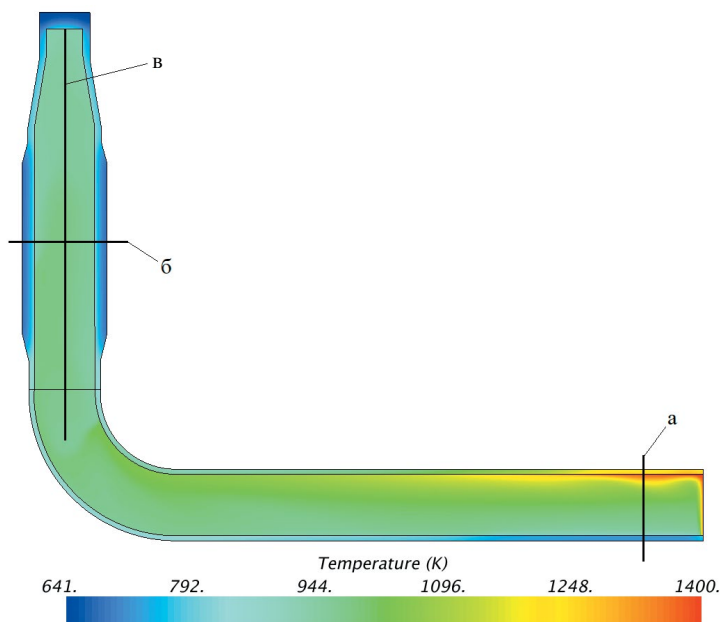


Рис. 8. Температура в сечении расчетной области (2500 с расчета).

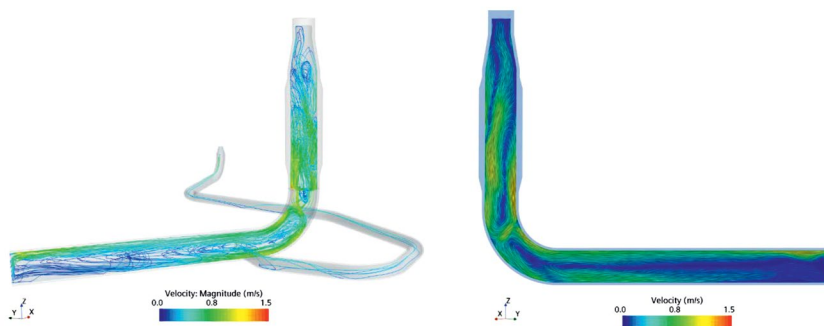


Рис. 9. Линии тока и вектора скорости (2500 с расчета).

полученные при помощи OpenFOAM. Однако внедрение в модель свойств пара из базы данных NIST и учет металла трубопроводов существенно увеличивает время выхода на стационар. При этом на первых 200 секундах расчета основной вклад в замедление скорости разогрева среды в центре коллектора вносит использование реальных свойств пара, а теплообмен с металлом начинает сказываться позже.

Зависимость средней температуры металла коллектора ПГ от времени показана на рис. 13. Видно, что прогрев стенки коллектора ПГ происходит очень медленно.

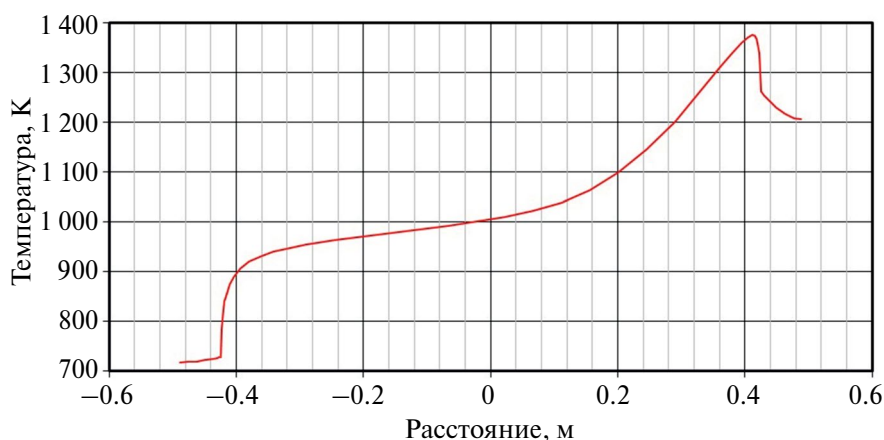


Рис. 10. Профиль температуры вдоль линии “а” (2500 с расчета).

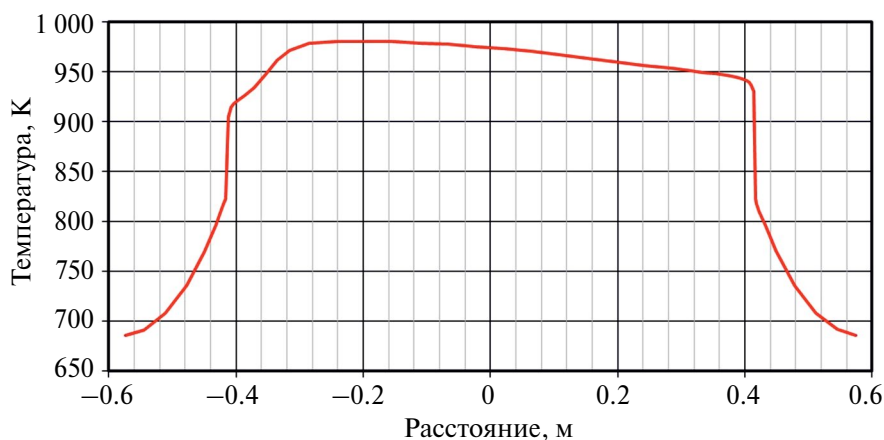


Рис. 11. Профиль температуры вдоль линии “б” (2500 с расчета).

Таким образом, в результате проведенных расчетов показано, что с учетом времени между закрытием и открытием ИПУ КД 300–400 с описание перегретого пара как идеального газа в данной задаче недопустимо, а учет теплообмена со стенками снижает максимальную температуру пара в горячем коллекторе на 50–100 К. На фазе закрытого ИПУ КД стационарная конвекция между а.з. и горячим коллектором установиться не успевает, а максимальная температура пара в центре коллектора с учетом осцилляций не превышает 1000 К (рис. 14).

ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Полученные результаты следует рассматривать как предварительные. Расчеты выполнены с рядом существенных допущений и требуют подтверждения дополнительными исследованиями.

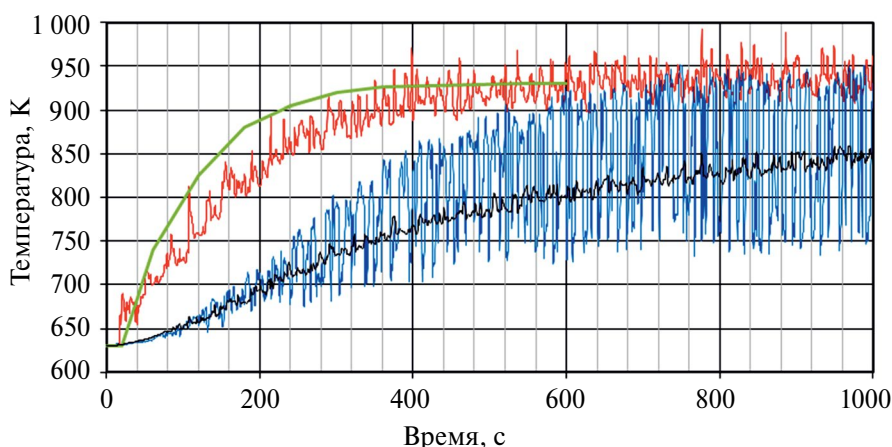


Рис. 12. Изменение температуры пара в центре коллектора ПГ в расчете по STAR CCM+. зеленая линия — расчеты по OpenFoam, красная линия — расчеты по STAR CCM+ в допущении идеального газа, синяя линия — расчеты по STAR CCM+ с использованием свойств NIST, черная линия — с использованием свойств NIST и с учетом металла коллекторов.

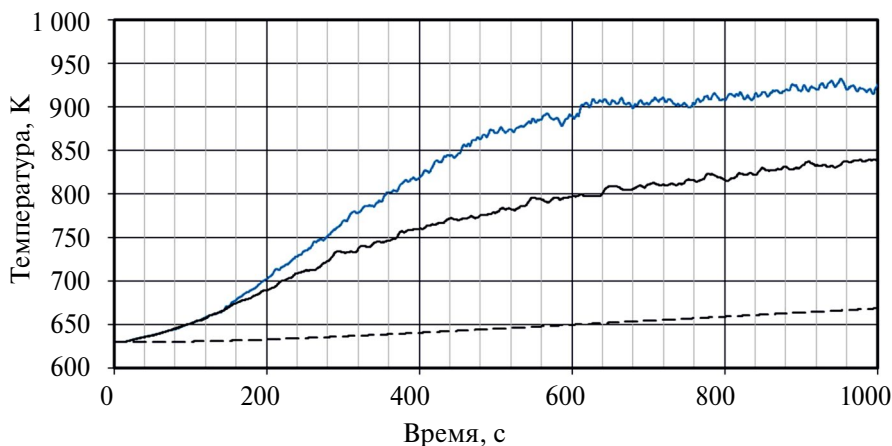


Рис. 13. Изменение температуры пара в центре коллектора ПГ и температуры металла коллектора ПГ в расчете по STAR CCM+. синяя линия — температура пара, свойства NIST, черная линия — температура пара, свойства NIST с учетом металла коллекторов, пунктирная линия — температура металла коллектора.

В частности, необходимо дополнить расчетную модель областью сборной камеры реактора с тем, чтобы учесть перемешивание прямого горячего потока из а.з. и возвратного охлажденного потока из ПГ не в области горячего патрубка, а в области между шахтой и стенкой корпуса реактора.

Также следует добавить в модель пучок теплообменных труб ПГ и холодный коллектор, чтобы оценить возможность и интенсивность циркуляции перегретого пара



Рис. 14. Профиль температуры вдоль линии “в” — оси коллектора (2500 с расчета).

между коллекторами по трубкам. Это позволит более реалистично оценить скорость нагрева теплообменных труб ПГ.

В исследованиях конвективного переноса в горячей нитке РУ PWR отмечалась существенная роль теплообмена излучением между перегретым паром и стенками трубопроводов. В представленной работе для ВВЭР этот механизм теплообмена не рассматривался, поэтому его учет в будущих расчетах также необходим.

Как показывают результаты расчетов по СОКРАТ/ВЗ, на рассматриваемой стадии аварии происходит окисление материалов активной зоны, поэтому в составе среды на входе в горячую нитку должен присутствовать водород. Поскольку водород обладает большей теплоемкостью по сравнению с паром, его учет может повлиять на развитие конвекции в горячей нитке и поэтому необходим в дальнейших расчетах.

В данной работе были использованы инженерные оценки прочности. В частности, не учитывался процесс высокотемпературной ползучести, который может привести к разрыву трубок ПГ при более низких температурах, чем разрыв вследствие превышения предела текучести.

Наконец, в выполненных расчетах основное внимание было уделено возможности разрыва теплообменных трубок ПГ. Однако, как показывают полученные результаты, циркуляция горячей среды по горячей нитке приводит также и к существенному нагреву зоны горячего патрубка, а затекание, хоть и незначительное, горячей среды в соединительный трубопровод КД может вызвать нагрев области врезки этого трубопровода в горячую нику. Исследование возможности разрыва границ первого контура до ПГ также важно, поскольку такой разрыв исключает возможность байпасирования защитной оболочки, а тяжелая авария идет совсем по другому сценарию (все радиоактивные вещества поступают под защитную оболочку).

Поскольку расчеты тяжелой аварии при помощи СОКРАТ/ВЗ сопряжены с неопределенностями, граничные условия, используемые для CFD моделей, также характеризуются неопределенностью. С целью анализа чувствительности температуры теплообменных трубок ПГ к граничным условиям необходима оценка неопределенности результатов расчетов по СОКРАТ/ВЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе развития тяжелых аварий с плотным первым контуром и осушенными парогенераторами может произойти массовый высокотемпературный разрыв теплообменных труб ПГ. Образующаяся течь из первого контура во второй приводит к байпасированию защитной оболочки реакторной установки радиоактивными веществами и формированию раннего большого радиоактивного выброса в окружающую среду через паросбросные устройства. Одним из механизмов, определяющих разогрев теплообменных труб ПГ до температур, при которых материал труб катастрофически теряет прочность, является конвективный перенос тепла из активной зоны в ПГ.

В случае заполненных гидрозатворов на холодных нитках ГЦТ конвекция парогазовой смеси по петле невозможна, но возможно образование конвекции по горячей нитке между сборной камерой реактора и коллекторами ПГ. Возможность установления такой конвекции широко исследовалась с конца 1980-х годов в США, что обусловлено особенностями конструкции РУ PWR проектов Вестингауз и Дженорал электрик. Вертикальная компоновка теплообменных труб ПГ создает большой перепад высот между источником (сборная камера реактора) и стоком (ПГ) тепла. В РУ ВВЭР этот перепад высот меньше из-за использования горизонтальных парогенераторов, поэтому ожидаемая интенсивность конвекции ниже. То есть скорость разогрева теплообменных труб ПГ до высоких температур должна быть меньше, как и опасность их разрыва. Тем не менее для ВВЭР это предположение численно ранее не проверялось.

Для оценки возможности и времени установления конвекции между активной зоной и ПГ в горячей нитке РУ ВВЭР в данной работе была выполнена серия расчетов при помощи CFD кодов. Начальные и граничные условия для расчетов были определены по результатам численного моделирования представительной тяжелой аварии при помощи интегрального кода СОКРАТ/ВЗ.

Результаты расчетов показали, что время установления квазистационарной циркуляции перегретого пара в горячей нитке (2500 с) значительно превышает интервал времени между закрытием и открытием ИПУ КД (300–450 с). То есть стационарная конвекция горячей среды из а.з. не успевает установиться на фазе закрытых ИПУ КД и разрушается после очередного открытия ИПУ КД. Открытие ИПУ КД и сброс среды из первого контура приводит к поступлению в трубки ПГ холодного насыщенного пара из гидрозатворов холодных ниток.

Тем не менее на фазе закрытых ИПУ КД наблюдается выраженный конвективный перенос тепла из реактора в горячий коллектор, который приводит к повышению температуры в центре коллектора с 630 К до максимального значения 830 К.

В предположении, что разрыв теплообменных труб ПГ происходит в результате превышения предела текучести стали 08X18H10T, показано, что даже в случае мгновенного разогрева теплообменных трубок ПГ до максимальной температуры перегретого пара в горячем коллекторе (830 К) условие разрыва трубок не достигается.

Таким образом, выполненные расчетные исследования показали недостаточную интенсивность конвективного переноса тепла из активной зоны в ПГ при заполненных гидрозатворах холодных ниток и, следовательно, отсутствие риска разрыва теплообменных труб ПГ и байпасирования защитной оболочки РУ радиоактивными веществами.

Следует отметить, что данные выводы являются предварительными и требуют подтверждения дополнительными исследованиями, поскольку расчеты были выполнены с рядом существенных допущений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Bayless P.D.* Analysis of natural circulation during a Surry station blackout using SCDAP/RELAP5, NUREG/CR-5214 (EGG-2547), EC&G Idaho Inc., September 1988.
2. *Domanus H.M. and Sha W.T.* Analysis of Natural-Convection Phenomena in a 3-Loop PWR During a TMLB' Transient using the COMMIX code, NUREG/CR-5070, ANL-87-54, Argonne National Laboratory, January 1988.
3. *Di Marzo M., Salehi M.A., Almenas K.* Primary system transient heating in a severe accident scenario, Scientia Iranica, Vol.2, No.1, Sharif University of Technology, March 1995.
4. *Stewart W.A. et al.* Natural Circulation Experiments for PWR Degraded Core Accidents, EPRI Report NP-6324-D, Westinghouse Electric Corporation, 1989.
5. *Stewart W.A. et al.*, Natural Circulation Experiments for PWR High Pressure Accidents, EPRI Project No. RP2177-5 Final Report, Westinghouse Electric Corporation, July 1992.
6. *Martinez G.M., et. al.* Independent review of SCDAP/RELAP5 Natural Circulation Calculations, SAND91-2089, Sandia National Laboratories, Jan. 1994.
7. *Park Jae Hong et al.* PWR Hot Leg Natural Circulation Modeling with MELCOR Code, Proc. of the Korean Nuclear Society Autumn Meet., Taegu, Korea, October 1997.
8. *Knudson D.L., Ghan L.S., and Dobbe C.A.* SCDAP/RELAP5 Evaluation Of The Potential For Steam Generator Tube Ruptures As A Result Of Severe Accidents In Operating Pressurized Water Reactors, INEEL/EXT-98-00286, Revision 1, INEEL, September 1998
9. *Bayless R.D., et al.* Severe Accident Natural Circulation Studies at the INEL, NUREG/CR-6285 INEL-94/0016, Idaho National Engineering Laboratory, 1995.
10. Risk Assessment of Severe Accident-Induced Steam Generator Tube Rupture, SGTR Severe Accident Working Group, NUREG-1570, U.S. NRC, March 1998.
11. *Boyd C.F., Hardesty K.* CFD Analysis of 1/7th Scale Steam Generator Inlet Plenum Mixing During a PWR Severe Accident, NUREG-1781, U.S. NRC, 2003.
12. *Boyd C.F., Helton D.M., et Hardesty K.* CFD Analysis of Full-Scale Steam Generator Inlet Plenum Mixing During a PWR Severe Accident, NUREG-1788, U.S. NRC, 2004.
13. *Boyd C.F. and Armstrong K.W.* Computational Fluid Dynamics Analysis of Natural Circulation Flows in a Pressurized-Water Reactor Loop under Severe Accident Conditions, NUREG-1922, U.S. NRC, March 2010.
14. *Boyd C.* CFD Prediction of Severe Accident Natural Circulation Flows in a Combustion Engineering Pressurized-Water Reactor Loop, ADAMS Accession No. ML16068A170, International Topical Meeting on Advances in Thermal Hydraulics 2016, New Orleans, LA, June 2016.
15. Steam Generator Tube Integrity Risk Assessment, Volume 1: General Methodology, Revision 1 to TR-107623-V1, Final Report, EPRI, Palo Alto, March 2002.
16. *Sancaktar S., et al.* Consequential SGTR Analysis for Westinghouse and Combustion Engineering Plants with Thermally Treated Alloy 600 and 690 Steam Generator Tubes, NUREG-2195, U.S. NRC, May 2018.

17. *Choi Dae Kyung, et al.* Numerical Study of Natural Circulation Flow in Reactor Coolant System during a Severe Accident, Science and Technology of Nuclear Installations, Volume 2022, Article ID 4531040, <https://doi.org/10.1155/2022/4531040>.
18. *Kang Hyung Seok, et al.* CFD Analysis for a Westinghouse Natural Circulation Experiment during Severe Accidents, Transactions of the Korean Nuclear Society Virtual Spring Meeting, July 9–10, 2020.
19. *Kim Sung Il, et al.* Analysis of steam generator tube rupture accident for OPR 1000 nuclear power plant, Nuclear Engineering and Design, Volume 382, 2021, 111403, <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2021.111403>.
20. High-temperature characteristics of stainless steels, American Iron and Steel Institute, Designer's Handbook series No. 9004, 2020.
21. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-86, М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
22. *Окопный Ю.А., Радин В.П., Чирков В.П.* Механика материалов и конструкций. М: Машиностроение, 2001.
23. *Долганов К.С., Томащук Д.Ю., Киселев А.Е., Капустин А.В.* Анализ возможности массового разрушения теплообменных труб ПГ при тяжелых авариях на РУ ВВЭР-1200/491, ИБРАЭ РАН, Москва.
24. *Morozov V.B., Kiselev A.E., Kiselev A.A., Dolganov K.S., Tomashchik D.Yu., and Krasnoperov S.N.* Issues of Safety Assessment of New Russian NPP Projects in View of Current Requirements for the Probability of a Large Release, Nuclear Technology, 207:2, 204–216, 2021 DOI:

Numerical Study of Convective Heat Transfer Between Core and Steam Generator in Severe Accident with Loss of Heat Removal to Secondary Side of VVER Reactors

K. S. Dolganov^{a,*}, A. A. Krutikov^b, A. V. Nikolaeva^b

^a*Nuclear Safety Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

^b*OKB "Gidropress", Podolsk, Russia*

^{*}*e-mail: dolganov@ibrae.ac.ru*

The article discusses the possibility of overheating and failure of heat exchanging tubes in VVER steam generators in the course of severe accidents. The importance of this phenomenon is due to the risk of bypassing the containment by radioactive substances. Natural convection of superheated steam in the hot leg of the main circulation loop is considered as the major mechanism for heat transfer from the core to steam generators. To model convective flows and steam temperature distribution in a system, three-dimensional CFD codes are used. The simulation results demonstrate that the intensity of convective heat transfer from reactor to hot collector of steam generator is insufficient for significant heating and catastrophic degradation of strength of the heat exchange tubes material.

Keywords: convection, simulation, severe accident, steam generator, CFD, VVER, SOCRAT