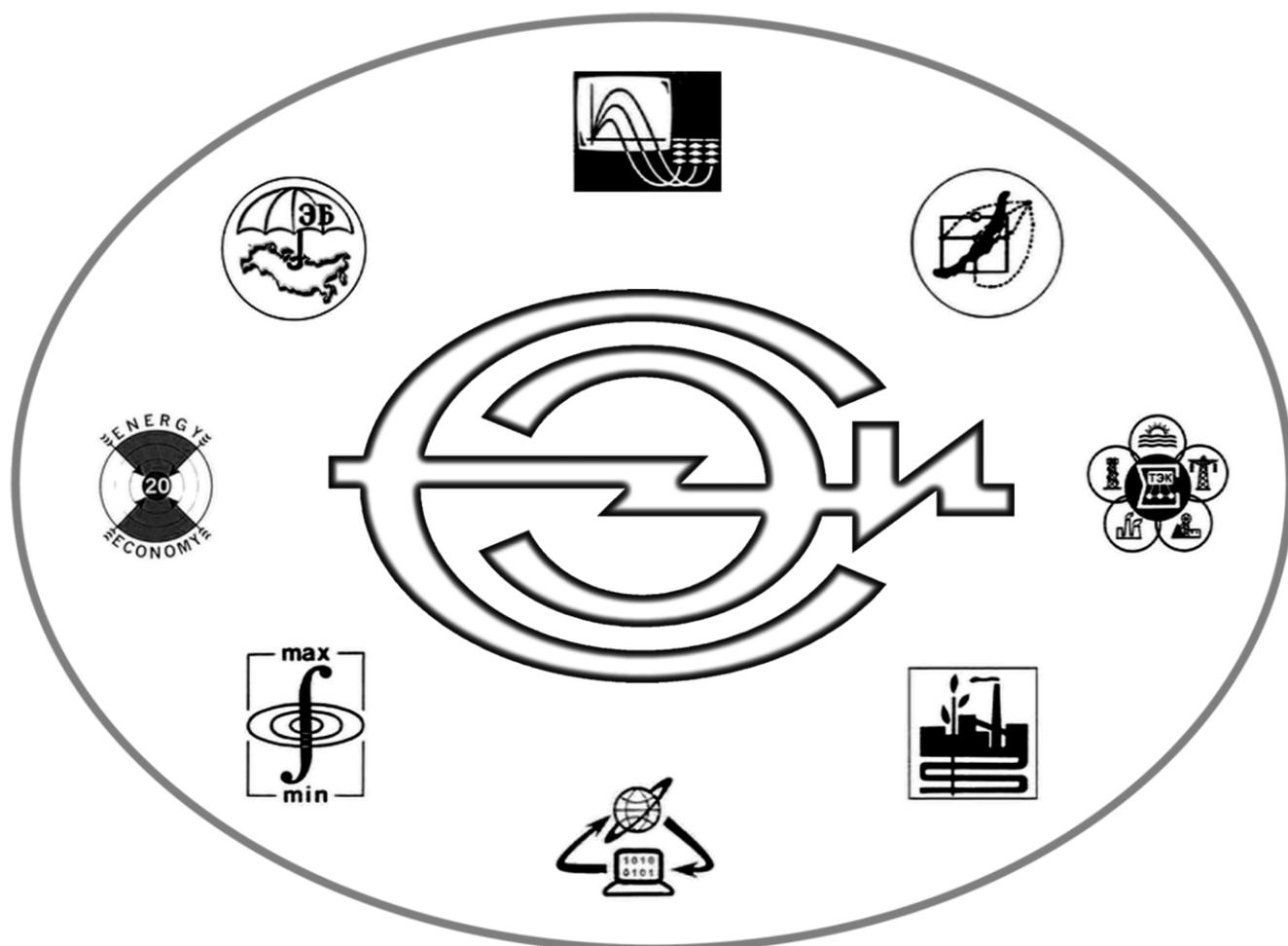

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ



СБОРНИК ТРУДОВ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ВЫПУСК 47

ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ
им. Л.А. Мелентьева СО РАН



СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН

Выпуск 47

Ответственный редактор
кандидат физико-математических наук С.М. Пержабинский

Иркутск
2017 г.

УДК 620.9.001.57

Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 47. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – 145 с.

ISBN 978-5-93908-160-3

Рассматриваются результаты исследований в области функционирования и развития систем энергетики, а также управления ими. Обсуждаются подходы к численному описанию процессов в энергетических установках, трубопроводных и электроэнергетических системах, а также затрагивающих топливно-энергетический комплекс. Исследуются возможности применения новых информационных технологий для решения задач энергетики.

Сборник адресован научным работникам и специалистам в области системных исследований в энергетике, может быть полезен студентам и аспирантам энергетических специальностей.

ISBN 978-5-93908-160-3

© Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

Работы, вошедшие в сборник, представлены на ежегодной конференции научной молодежи ИСЭМ СО РАН, которая проходила с 27 марта по 6 апреля 2017 г. На сорок седьмой конференции заслушано двадцать три доклада. Представленные работы посвящены результатам исследований в различных областях энергетики.

Конференция проходила в три этапа: подготовительный, отборочный и заключительный. На подготовительном этапе осуществлялся прием заявок и выпуск сборника тезисов докладов, а также рецензирование работ.

На отборочном этапе участники представляли свои работы на четырех секциях Ученого совета: специализированные системы энергетики; межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса; научно-технический прогресс в энергетике; прикладная математика и информатика.

Члены секций Ученого совета выполняли функции жюри данного этапа – оценивали доклады участников конференции по трем критериям (научная ценность, самостоятельность автора и качество выступления). По результатам голосования в каждой секции были выбраны лучшие доклады для представления в заключительном этапе.

Заключительный этап проводился на заседании Ученого совета. Члены Ученого совета путем рейтингового голосования определили победителей конкурса. 1 место со средним баллом 7.91 занял Луценко Александр Викторович, 2 место со средним балом 7.59 – Кузькина Яна Игоревна и 3 место разделили Колосницын Антон Васильевич со средним баллом 7.42 и Минарченко Илья Михайлович со средним балом 7.44.

Оргкомитет конференции выражает благодарность рецензентам докладов и научным редакторам.

*Оргкомитет XLVII конференции-конкурса
научной молодежи ИСЭМ СО РАН*

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие		3
Оглавление		4
Специализированные системы энергетики		6
Аксаева Е.С.	Методика оценивания максимально допустимого перетока активной мощности в режиме реального времени	7
Кузькина Я.И.	Контроль уровней напряжения в узлах низковольтной распределительной сети на базе SMART METER	15
Луценко А.В.	Применение метода динамического программирования при многоуровневой оптимизации гидравлических режимов теплоснабжающих систем	23
Сурнин Н.В.	Комплексное энергоснабжение жилой агломерации с применением методического подхода многоуровневого моделирования газоснабжающих систем	31
Шелехова В.Б.	Моделирование активного потребителя тепловой энергии	38
Научно-технический прогресс в энергетике		43
Алексеюк В.Э.	Усовершенствование методики идентификации математических моделей по результатам испытаний на примере конденсационной турбоустановки	44
Забуга Ф.В.	Использование математической модели паровой турбины К-160-130 для модернизации ее технологической схемы	56
Сафаров А.С.	Влияние условий взрывного вскипания на скорость распространения фронта испарения	62
Межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса		68
Максакова Д.В.	Эволюция механизмов ценообразования на природный газ в Китае	69
Смирнов К.С.	Комплексная оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона	75
Трофимов И.Л.	Поиск и обработка данных для исследования электроэнергетической интеграции стран северо-восточной Азии (на примере информации об электростанциях Китая)	86
Прикладная математика и информатика		93
Бояркин Д.А.	Модернизация метода статистических испытаний для повышения эффективности оценки надежности электроэнергетических систем	94
Гаськова Д.А.	Анализ нарушений кибербезопасности в энергетическом секторе	101
Колосницын А.В.	Применение метода симплексных погружений в декомпозиции Данцига-Вольфе	108
Кузьмин В.Р.	Возможности использования ситуационного исчисления при решении проблем ситуационного управления	112
Минарченко И.М.	Использование функции Никайдо-Исода для поиска	117

	равновесия в рыночной модели электроэнергетики	
Пестерев Д.В.	Автоматизация преобразований когнитивных моделей в базу знаний производственной экспертной системы	121
Тюрюмин В.О.	Интеграция семантических моделей ситуаций на основе системы онтологий	128
Чемезов А.А.	Схемно-структурная оптимизация тепловых сетей с использованием модифицированного алгоритма перебора деревьев и метода имитации отжига	135

Специализированные системы энергетики

МЕТОДИКА ОЦЕНИВАНИЯ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО ПЕРЕТОКА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Е.С. Аксаева

Введение

Единая энергетическая система (ЕЭС) России имеет сложную уникальную структуру. Особенность структуры ЕЭС России обусловливается широкой географической протяженностью и характеризуется концентрацией значительных мощностей на отдельных станциях, объединенных на параллельную работу линиями электропередач большой протяженности. Единоличное управление электрическими режимами работы объектов электроэнергетики осуществляет Системный Оператор (СО), обеспечивая надежную и эффективную работу ЕЭС.

Специалисты СО ежедневно выполняют расчеты установившихся режимов (УР), расчеты допустимых перетоков мощности, анализ статической устойчивости энергосистемы. Дежурные диспетчеры СО осуществляют оперативное управление режимами в реальном времени. Они непрерывно следят по данным телеметрии за соблюдением контролируемых параметров и оперативно реагируют на изменение в энергосистеме и отдают команды дежурному персоналу объектов электроэнергетики на загрузку и разгрузку оборудования, изменения конфигурации электрической сети.

Контроль устойчивости работы осуществляется на основе сравнения текущего перетока активной мощности в контролируемом сечении с величиной максимально допустимого перетока (МДП). Расчет МДП выполняется задолго до эксплуатационного режима и пересчитывается раз в год в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [1].

Для повышения эффективности управления режимами и степени использования ресурсов электрической сети необходим подход, позволяющий в реальном времени осуществлять мониторинг МДП и, при необходимости, соответствующим образом его корректировать. Такой подход позволит учитывать, что каждая линия электропередачи имеет определенный максимум пропускной способности, который во многом зависит от ограничений на параметры режима в рассматриваемый момент времени. Точное и соответствующее текущей режимной ситуации в энергосистеме определение МДП позволит максимально полно использовать пропускную способность существующих линий электропередачи при выполнении требований нормативной документации к надежности электроснабжения потребителей.

Существующие методы расчета МДП

В статье был выполнен обзор и анализ российских и зарубежных исследований в области определения МДП. В российской практике расчетов МДП обычно применяют метод последовательного утяжеления исходных устойчивых режимов с проверкой по критерию устойчивости. Метод последовательного утяжеления реализуется в большинстве современных алгоритмов, настроенных на работу в режиме реального времени, представленных в работах [2] - [4]. В работе [5] представлен метод

непрерывного утяжеления. В работе [6] представлен метод, основанный на использовании уравнений предельных режимов.

Большинство алгоритмов для вычисления предельного перетока (Total Transfer Capability (ТТС) – перевод с англ. Полная Пропускная Способность), описанных в зарубежной литературе, основаны на одном из четырех методов вычисления установившегося режима:

1. Метод анализа распределения потоков мощности.
2. Метод последовательного утяжеления.
3. Прогрессивный установившийся режим.
4. Оптимальный установившийся режим.

В методе анализа распределения потоков мощности, описанном в работах [7]- [10], вычисляется полная пропускная способность по результатам анализа коэффициентов распределения потоков мощности, используя модель постоянного (линейная модель) или переменного тока. Линейная модель дает быстрые и приблизительные результаты. В методе утяжеления [11] - [15] для вычисления полной пропускной способности выполняется постепенное утяжеление режима, например, постепенным увеличением нагрузки и загрузки генератора и вычисляется УР методом Ньютона. Этот процесс повторяется до тех пор, пока не нарушатся заданные ограничения. Третий метод – метод прогрессивного установившегося режима [16], [17] используется для определения точки бифуркации, т.е. точки коллапса напряжения при увеличении нагрузки в системе. При использовании четвертого оптимального метода [18]-[22] решается оптимизационная задача с критерием оптимальности: максимизировать передачу мощности по заданным линиям с учетом ограничений.

При выполнении расчетов предельного перетока по всем перечисленным методам в качестве исходной информации используются параметры установившегося режима, который является результатом решения задачи оценивания состояния (ОС), и на основе которого выполняется расчет МДП.

В условиях скоротечности событий и требуемой эффективности оперативного управления задача формирования путей перераспределения перетоков мощности и мониторинга соответствующей текущей схемно-режимной ситуации пропускной способности контролируемых линий является достаточно сложной. Вопрос поиска допустимых решений в условиях дефицита времени может быть успешно решен при применении быстросействующих алгоритмов расчета МДП.

Предлагаемая методика

В статье предлагается методика, позволяющая в режиме реального времени оценивать МДП активной мощности в контролируемых линиях, который соответствует текущим условиям работы ЭЭС. Под условиями работы ЭЭС понимаются: текущие характеристики режима работы ЭЭС (параметры режима); системные ограничения на параметры режима; текущая конфигурация схемы (нормальная, ремонтная или аварийная схема). Методика включает в себя метод оценивания МДП с использованием искусственных нейронных сетей [23]. При помощи разработанного метода вычисляется МДП активной мощности по контролируемой линии. Искусственные нейронные сети (ИНС) применяются для быстрой настройки параметров, необходимых для метода оценивания МДП в режиме реального времени.

Главными преимуществами методики являются следующие:

- расчет МДП выполняется параллельно с процедурой ОС по измерениям текущего режима;

- расчет возможен для нескольких сечений одновременно;
- при выполнении расчета возможно учесть интересы (коммерческие и технологические) собственников электрических сетей.

На рис.1 представлена блок-схема разработанной методики оценивания МДП в режиме реального времени.

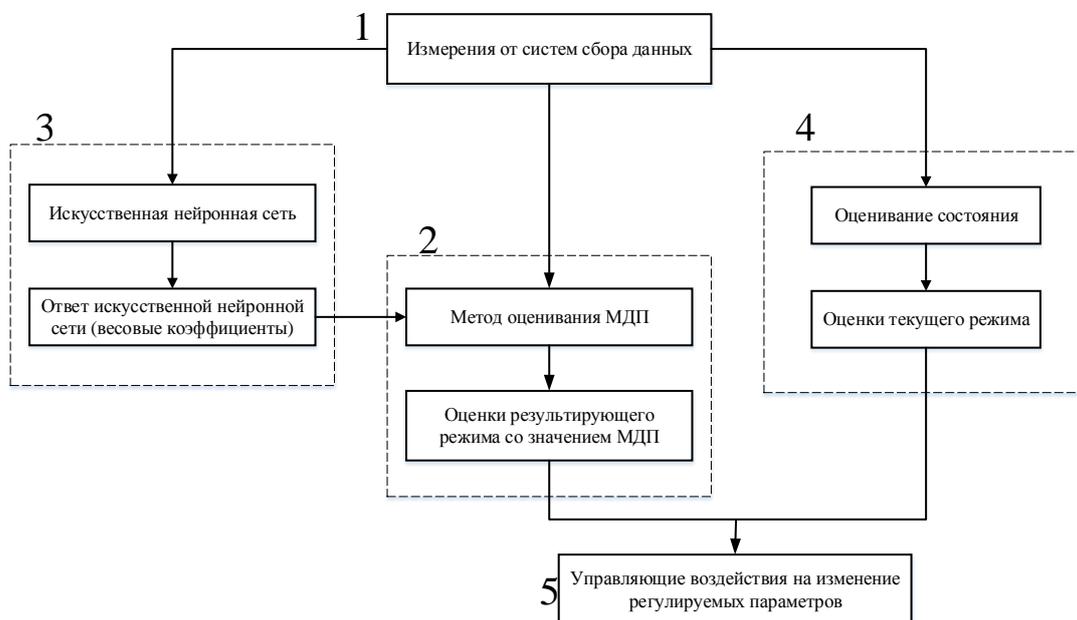


Рис.1 Блок-схема методики оценивания МДП.

Принцип работы методики следующий:

1. Измерения, поступающие от систем сбора данных, загружаются одновременно в три блока: блок оценивания МДП, блок ОС, блок ИНС.

Вектор измерений, используемый при ОС, получаемый от системы SCADA и PMU содержит следующие параметры режима:

$$\bar{y} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}), \quad (1)$$

где U_i - значения модулей напряжений в узлах; δ_i - фазы узловых напряжений; Q_i - значения инъекций реактивной мощности в узлах; P_i - значения инъекций активной мощности в узлах; Q_{ij} - значения перетоков реактивной мощности в линиях; P_{ij} - значения перетоков активной мощности в линиях.

В векторе измерений выделяются корректируемые \bar{y}^k и некорректируемые \bar{y}^n измерения. Корректируемые измерения – это измерения параметров режима, воздействием на которые достигается регулирование режима с целью достижения увеличения перетока в контролируемом сечении. Границы изменения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями (верхние и нижние допустимые значения напряжений, располагаемая активная мощность в балансирующем узле, располагаемая реактивная мощность в узлах с компенсирующими устройствами). Некорректируемые измерения не изменяются.

2. В блоке «Оценивание МДП» выполняется расчет УР с максимально допустимым перетоком в контролируемом сечении. В блоке «Оценивание МДП» так же хранится дополнительная информация, необходимая для расчета. *Дополнительная информация* – это данные, которые вычисляются для каждой схемы заранее. Различают постоянную и переменную части дополнительной информации.

Постоянная часть информации – значения псевдоизмерений максимально допустимого перетока (ПИ МДП) – остается неизменной во всех схемно-режимных ситуациях ЭЭС. Значения ПИ МДП рассчитываются один раз и принимаются постоянными для рассматриваемого сечения.

Переменная часть информации – весовые коэффициенты ПИ МДП – могут изменяться при изменении условий работы ЭЭС. Весовые коэффициенты ПИ МДП выбираются с учетом значений текущего режима, системных ограничений и конфигурации схемы. Задача выбора весовых коэффициентов решается заранее методом перебора с учетом системных ограничений и при соблюдении критерия оптимальности весовых коэффициентов [24]. Быстрая идентификация весовых коэффициентов ПИ МДП в режиме реального времени выполняется с помощью обученной ИНС.

Вектор измерения в блоке «Оценивание МДП» выглядит следующим образом:

$$\bar{y}^{PE3} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}, P_{lk}^{PII-MДП}), \quad (2)$$

где $P_{lk}^{PII-MДП}$ – псевдоизмерение МДП в линии $l-k$ (ПИ МДП).

Задача расчета МДП заключается в поиске допустимых значений МДП максимально приближенных к заданному ПИ МДП и сводится к минимизации целевой функции наименьших взвешенных квадратов:

$$J(x) = (\bar{y} - y(\hat{x}))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(\hat{x})) + (P_{lk}^{PII-MДП} - P_{lk}(\hat{x}))^T R_p^{-1} \cdot (P_{lk}^{PII-MДП} - P_{lk}(\hat{x})), \quad (3)$$

где \bar{y} - измеренные параметры режима; \hat{x} - оценки вектора состояния; R_y^{-1} и R_p^{-1} весовые коэффициенты измерений и псевдоизмерений ($P_{lk}^{PII-MДП}$).

Результатом оценивания МДП являются оценки максимально возможных перетоков активной мощности для текущего режима в контролируемых линиях и оценки параметров текущего режима в остальной части ЭЭС (результатирующий режим).

3. В блоке «Нейронная сеть» ИНС распознает текущие условия работы ЭЭС и определяет параметры, необходимые для настройки программы оценивания МДП. Такими параметрами являются весовые коэффициенты псевдоизмерений МДП, соответствующие текущим условиям работы ЭЭС. Нейронная сеть помогает определить характеристики режима, по которым выбираются весовые коэффициенты ПИ МДП. Например, режимы с одинаковыми ограничениями и наиболее близкими текущими параметрами режима имеют одинаковые значения весовых коэффициентов ПИ МДП.

4. В блоке «Оценивание состояния» выполняется ОС текущего режима. Результатом расчета являются оценки параметров текущего режима.

5. В блоке 5 записываются результаты, полученные по предлагаемой методике. Результатами являются управляющие воздействия на регулируемые параметры, направленные на достижение требуемого значения МДП.

По полученным результатам дежурный диспетчер СО может судить об имеющемся запасе пропускной способности контролируемого сечения и принимать решения о дополнительной загрузке сечения в случае спроса на дополнительную мощность. Также полученные результаты помогут дежурному диспетчеру принять решение о перераспределении мощности между линиями входящими в состав контролируемого сечения в случае непредвиденных ситуаций (аварийное отключение одной из ЛЭП, входящей в состав контролируемого сечения, или потеря части генерирующей мощности на одной из электростанций, входящей в состав энергосистемы).

Тестовый пример

Методика была апробирована на примере 30ти узловой схемы IEEE, представленной на рис.2. Были выполнены расчеты МДП контролируемого сечения.

Результаты расчеты сравнивались с результатами расчета, представленными в работе [18], полученными оптимальным методом.

Описание схемы: Схема состоит из трех областей (ЭЭС 1, ЭЭС2, ЭЭС3), в каждой из области имеется по 2 генераторных узла. В ЭЭС 1 входят 1- 9, 11, 28 узлы. В ЭЭС 2 входят 12-20, 23 узлы. В ЭЭС 3 входят 10, 21, 22, 24-27, 29, 30 узлы. Контролируемое сечение между ЭЭС 1 и ЭЭС 2 состоит из линий 4-12, 6-10. Контролируемое сечение между ЭЭС 2 и ЭЭС 3 состоит из линий 10-17, 10-20, 23-24. Контролируемое сечение между ЭЭС 1 и ЭЭС 3 состоит из линий 10-9, 10-6, 28-17. Данная схема имеет две ступени напряжения. Балансирующим узлом является узел №1.

Описание исходных данных: известны параметры схемы замещения и измерения параметров режима.

Описание расчетной задачи: для данной схемы была рассмотрена задача расчета максимально допустимых перетоков по линиям 10-17, 10-20, 23-24 контролируемого сечения между ЭЭС 2 и ЭЭС 3 для проверки возможности максимального использования ресурсов энергосистемы в текущих схемно-режимных условиях.

Условие расчетов: допускается повышение напряжения в узлах с регулируемыми параметрами на 5%; изменение реактивной мощности в генераторных узлах допускается в диапазоне от -150 МВар до 150МВар. Выработка активной мощности в генераторных узлах не должна превышать 200 МВт.

Описание ИНС: В данной методике применяется сеть Кохонена [23]. Сеть Кохонена используется для классификации срезов измерений. ИНС состоит из двух слоев нейронов. Количество входных нейронов равно количеству входных параметров. Количество выходных нейронов равно количеству классов, на которые классифицируются рассматриваемые режимы. Количество классов зависит от заданной точности и подбирается опытным путем.

Для показанной задачи ИНС не используется, поскольку расчеты проводились по одному срезу измерений. Применение ИНС необходимо при расчете МДП в режиме реального времени.

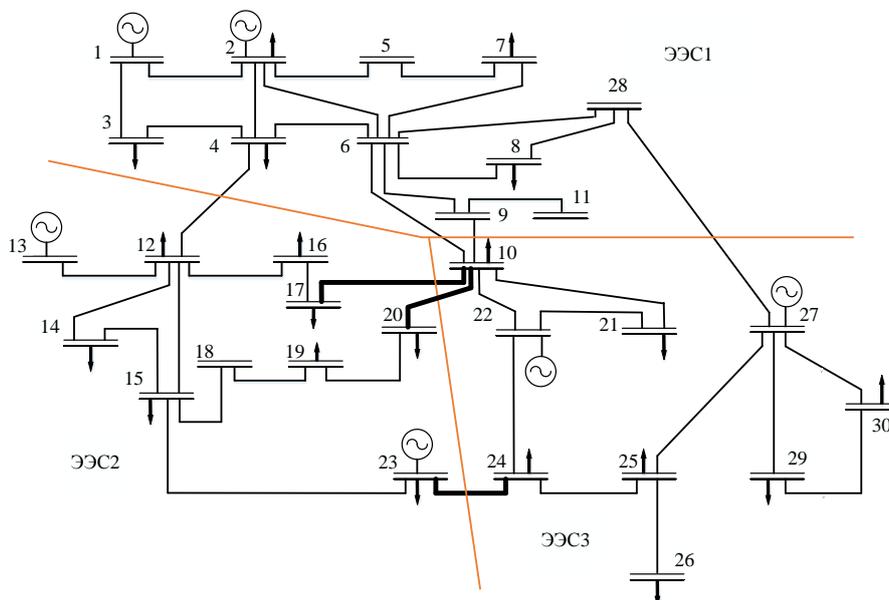


Рис. 2 Тестовая 30ти узловая IEEE схема

Результаты расчетов значений МДП, полученные предлагаемым и оптимальным методами приведены в таблице 1. Из таблицы видно, что значения МДП, вычисленные разными методами не отличаются друг от друга.

Результаты расчета МДП 30-ти узловой схемы*

Номер линии	Значения перетоков в текущем установившемся режиме, МВт	Значения МДП, МВт	
		Результаты, полученные оптимальным методом, МВт	Результаты, полученные предлагаемой методикой, МВт
10-17	3,02	76,00	75,95
10- 20	5,8	60,74	60,26
23- 24	7,23	58,17	58,25

*результаты показаны для одного среза измерений.

Заключение

В работе представлен краткий обзор российских и зарубежных методов определения максимально допустимых перетоков активной мощности.

Разработана методика оценивания МДП контролируемого сечения, основанная на использовании измерений, полученных в режиме реального времени. Определение МДП с заданной точностью достигается из любого исходного режима.

Выполнен сравнительный анализ результатов, полученных с помощью разработанной методики и по методу, представленному в литературе. Анализ результатов показал практически полное совпадение значений МДП. Это означает, что предложенная методика может быть применима для задач диспетчерского управления.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.-12с.
2. Жуков. А.В, Сацук Е.И., Лисицин А.А., Кац П.Я, Эдлин М.А., Тен Е. А, Фролов О.В. Автоматизированная система расчета максимально допустимых режимов энергосистемы по условиям статической и динамической устойчивости // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015, - №73. – С.6-13.
3. Поляков И.А., Чугунов Г.А., Хомутов С.О. Программа расчета области допустимых режимов работы в контролируемых сечениях энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9 – 13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015, – С. 175-181.
4. Е. В. Исаев, П. Я. Кац, А. А. Лисицын, А. В. Николаев, Е. А. Тен. Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013, - №68. – С.58-68.
5. Тарасов В.И. Применение способа непрерывного утяжеления для определения предельных по апериодической устойчивости режимов электрических систем. - В кн.: Вопросы применения математических методов при управлении режимами и развитием электрических систем. Иркутск, 1975.
6. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. - №3.- с.25-33.

7. Ghawghawe N.D., Thakre K.L. Application of power sensitivity analysis and PTDF for determination of ATC // Conference paper (January 2007, DOI: 10.1109/PEDES.2006.344304 Source: IEEE Xplore).
8. Kowshik Mushfiq-Ur-Rahman, Md. Saiduzzaman, Md. Naieem Mahmood, Md. Rokunuzzaman Khan. Calculation of Available Transfer Capability (ATC) of Bangladesh Power System Network//Department of Electrical and Electronic Engineering Ahsanullah University of Science and Technology. P. 1-5.
9. Xiaochen Zhang, Santiago Grijalva. Decentralized Total Transfer Capability Evaluation Using Domain Decomposition Methods // IEEE Transactions on Power Systems (Year: 2016 Volume: 31 Issue: 5). P. 3349–3357.
10. Xiaochen Zhang, James Jamal Thomas, Santiago Grijalva. Fast Evaluation of Probabilistic Total Transfer Capability Considering Multiple Wind Farms // 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) (Year: 2016). P. 1–5.
11. Mutlu Yilmaz, Bulent Bilir. Determination of Power Transfer Capability by Incremental Changes // 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC) 978-1-4799-0106-7/13/\$31.00 ©2013 IEEE.
12. Piyush Warhad Pande, A. K. Sinha. Total Transfer Capability Calculation Considering Variation of Ambient Temperature - A Case Study // 2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC) (Year: 2015). P.727-731.
13. AL-Masri A. N. , Ab. Kadir M. Z. A. , Hizam H. , Mariun N. and S. Yusof . Control Action based on Steady-State Security Assessment using an Artificial Neural Network // 2010 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon2010), (Nov 29 - Dec 1, 2010, Kuala Lumpur, Malaysia).P. 706-711.
14. Hiarth Buch, Kalpesh K Dudani, Dinesh P Pipalava. Prediction of Total Transfer Capability using ANN in Restructured Power System // 2015 5th Nirma University International Conference on Engineering (NUiCONE) (Year: 2015). P. 1–5.
15. Piyush Warhad Pande, Sachin Kumar, A. K. Sinha . Total Transfer Capability calculation using Modified Repeated Power Flow Method // 2015 Annual IEEE India Conference (INDICON) (Year: 2015). P. 1-6.
16. Liang Min, and Ali Abur. Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems // IEEE Transactions on power systems (vol. 21, no 3, august 2006). P. 1141-1147.
17. Chengshan Wang, Xinggang Wang, and Pei Zhang. Fast Calculation of Probabilistic TTC with Static Voltage Stability Constraint // Power Engineering Society General Meeting (2007. IEEE). P. 1-7.
18. R. Rajathy, R. Gnanadass, V. Vincy, Shalinee Esther Ambroise, Harish Kumar. Total Transfer Capability Enhancement using Differential Evolution // Control, Automation, Communication and Energy Conservation (2009. INCACEC 2009). P. 1-8.
19. Ms. Priti Kachore, Prof. Mrs. M. V. Palandurkar. TTC and CBM Calculation of IEEE-30 Bus System // Second International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET-09). P. 539-542.
20. Hamid Falaghi, Maryam Ramezani, Chanan Singh, Mahmood-Reza Haghifam, Senior. Probabilistic Assessment of TTC in Power Systems Including Wind Power Generation //IEEE SYSTEMS JOURNAL (vol. 6, no. 1 march 2012). P. 181-190.
21. Aghaebrahimi M. R. Kazemi R., Golkhandan, and Ahmadnia S. Probabilistic Calculation of Total Transfer Capability (TTC) for Power Systems with Wind Farms using Evolutionary Algorithms // 9th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia 63 Convention Center, Seoul, Korea (1 - 5, June 2015). P. 2135-2140.
22. Yunfei Chu, Zhinong Wei, Guoqiang Sun, Yichi Li. Fast calculation of available transfer capability incorporating uncertainty of wind generation // 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) (Year: 2015). P. 2486-2490.

23. Аксаева Е.С. Применение искусственных нейронных сетей при выработке управляющих воздействий для решения оперативно диспетчерских задач. //Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН.- 2015. - №45. - С.7-13.
24. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. //Электричество. - 2013. - №12.- С.21-29.

КОНТРОЛЬ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НИЗКОВОЛЬТНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА БАЗЕ SMART METER

Я.И. Кузькина

Smart Grid технологии являются наиболее обсуждаемой темой в области электроэнергетики. Переход к интеллектуальным распределительным сетям (РС) неразрывно связан с разработкой алгоритмов управления напряжением и реактивной мощностью возобновляемых источников энергии, управления нагрузкой, накопителями энергии и другими объектами. Необходимая для управления РС, в том числе, для контроля уровней узловых напряжений, информация может быть получена в результате обработки измерений алгоритмами оценивания состояния (ОС). Главным ограничением, препятствующим широкому использованию ОС в РС, является характерное для современных РС малое число измерений или даже их полное отсутствие. Поскольку невозможно с «завязанными глазами» управлять даже простым объектом, важнейшей проблемой для РС является расстановка измерений, которые обеспечат надежную и качественную информацию о состоянии РС. [1]

РС является последним пунктом, связывающим производство электроэнергии с ее передачей конечному потребителю. РС среднего напряжения (СН) получает питание от первичной распределительной подстанции (ПС), расположенной в центре электрических нагрузок. По сети СН осуществляется питание вторичных ПС, от которых, в свою очередь, по четырех-, пятипроводным фидерам РС низкого напряжения (НН) получают питание одно-, двух- и трехфазные потребители. Нормальный режим работы РС характеризуется радиальной конфигурацией, которая традиционно используется во всем мире, что связано с удобством координации защит и необходимо для снижения токов короткого замыкания.

Для контроля работы традиционной РС можно ориентироваться на измерения, осуществляемые только на первичной ПС, в начале каждого фидера СН. О состоянии вторичных ПС обычно ничего не известно. Тем не менее, разработаны методики, позволяющие, при отсутствии информации о нагрузках, проводить расчет потокораспределения и оценку потерь мощности в РС. Так, в методике [2] нагрузка сети СН задается в узлах НН вторичных ПС. Суммарная мощность распределяется пропорционально номинальной мощности трансформаторных пунктов вторичных ПС и корректируется с учетом потерь мощности в первичной сети и трансформаторах. Суммарная нагрузка каждого фидера распределяется либо равномерно между потребителями НН, либо по заявленной мощности потребителей.

Такая методика может использоваться для традиционных РС, в которых осуществляется питание только пассивных нагрузок, не использующих ни накопителей, ни дополнительных источников возобновляемой генерации. Перетоки мощности в традиционных РС направлены от источника питания к нагрузкам, потери напряжения увеличиваются по мере увеличения расстояния между нагрузками и источником питания. В качестве примера традиционной РС рассматривается четырехпроводная РС НН (0,4 кВ) с несимметричной нагрузкой фаз (А,В,С), рис. 1 [3]. С помощью программы расчета установившегося режима (УР) трехфазной четырехпроводной сети для нагрузок 1 часа суточного графика были определены продольные (U_a) и поперечные (U_r) составляющие напряжений во всех узлах каждой из фаз. Показанные на рис.1 (значения в сплош-

ных прямоугольниках) U_a , отнесенные к $U_{ф.ном} = 220$ В, подтверждают снижение напряжений в узлах фидера по мере удаления от источника питания. Таким образом, поведение напряжения в традиционных РС предсказуемо и мониторинг текущего режима не является обязательным.

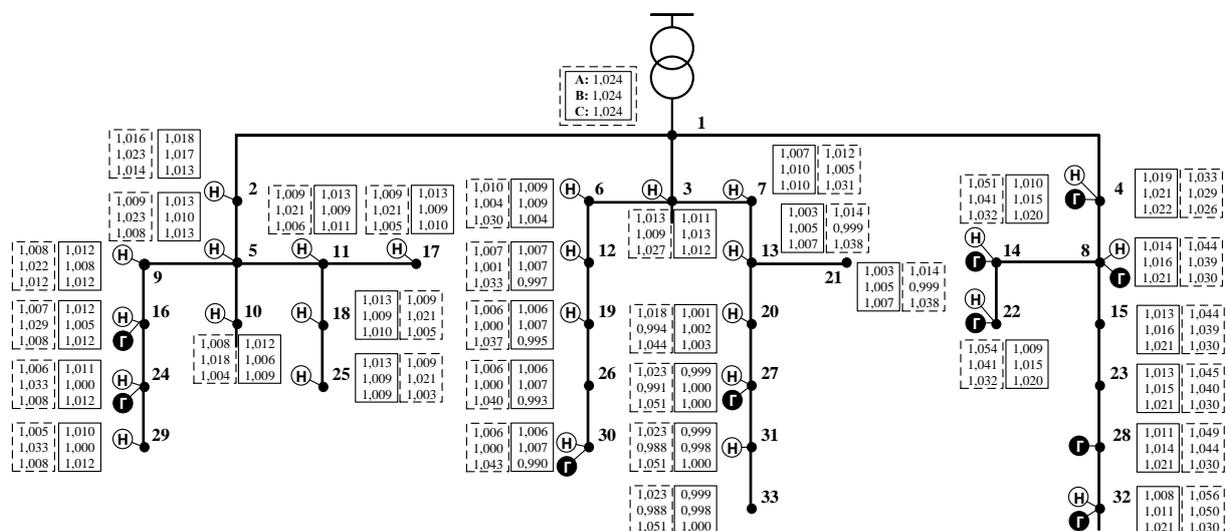


Рис. 1. Относительные значения продольных составляющих напряжений (U_a) в узлах каждой из фаз (A,B,C) традиционной РС НН с несимметричной нагрузкой фаз, значения в сплошных прямоугольниках – традиционная РС, значения в пунктирных прямоугольниках – активная РС с РГ
 (H) - пассивная нагрузка, (F) - фотовольтаики

В настоящее время осуществляется переход от пассивных к активным РС, связанный с внедрением новых устройств: источников распределенной генерации (РГ), накопителей, распределенных нагрузок [4]. В активной РС введение в нагрузочных узлах РГ, например, фотовольтаиков (ФВ)¹, может привести к тому, что нагрузочный узел станет генераторным, появятся разнонаправленные быстро изменяющиеся перетоки мощности, и напряжения, превышающие допустимые значения, равные 20 – 40 В [5], что показано на схеме рис.1 для 12 часа (значения в пунктирных прямоугольниках).

Причиной дополнительных перенапряжений может быть несимметрия фазных нагрузок четырехпроводной сети НН [6], приводящая к падению напряжения в нейтральном проводе, смещению нейтральной точки, дополнительным падениям фазных напряжений в более загруженных фазах или перенапряжениям в наименее загруженных фазах. Эксперименты для тестовой сети НН при введенной РГ, рис. 1, показали, что смещения нейтрали для нагрузок суточного графика практически равны нулю.

Выявление сенсорных узлов, напряжения в которых наиболее чувствительны к изменениям узловых мощностей, можно получить по прямым измерениям в них напряжения. Регулирование напряжения в таких узлах может производиться как изменением коэффициентов трансформации трансформаторов, регуляторами напряжения, так и выработкой реактивной мощности источниками РГ и установкой накопителей.

Оптимальное регулирование режима сети НН с активными нагрузками может быть обеспечено только при наличии полной информации о переменных режима РС в

¹ Фотовольтаики (англ. photovoltaics, PV) - это термин, подразумевающий технологии, основанные на преобразовании света в электричество с использованием полупроводниковых материалов, которые проявляют фотоэлектрический эффект. В работе под этим термином автор подразумевает солнечные панели.

реальном времени. Для управления такой РС требуется мониторинг, основой которого является ОС. Но при ОС РС необходимо учитывать такие особенности, как фазность и несимметрия нагрузки [7]. Из-за разветвленности и наличия в РС большого числа фидеров для обеспечения полной наблюдаемости РС требуется установка большого количества измерительных приборов. При этом число и состав измерений зависит от того, какая информация требуется для контроля и управления РС.

В качестве источников измерений параметров режима в РС используются интеллектуальные счетчики, называемые Smart Meter (SM), которые устанавливаются в нагрузочных узлах, осуществляют измерения, запись и хранение данных об энергопотреблении и передают эту информацию для дальнейшей обработки коммунальным службам [8,9]. Электрические SM ряда производителей могут также осуществлять измерения модулей и фаз напряжений, инъекций активной и реактивной мощности или активных и реактивных токовых инъекций по трем фазам электрической сети с погрешностью не более 0,5% [10]. Эти данные передаются диспетчеру и используются для ОС РС.

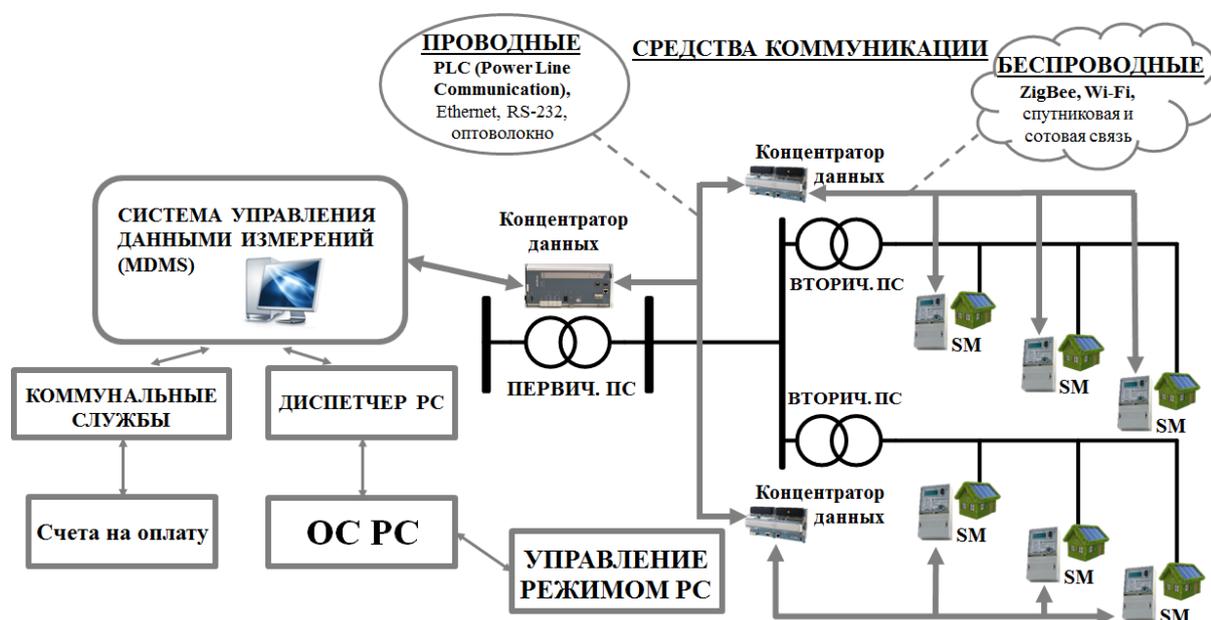


Рис.2. Структура АМІ

Для сбора, хранения, передачи и обработки измеренной информации в РС используется структура Advanced Metering Infrastructure (AMI), рис.2 [11]. АМІ собирает данные от SM о нагрузках каждого фидера НН, направляя их по каналам связи в концентраторы данных на вторичных ПС, от каждой из которых измеренная информация передается на первичные ПС в концентраторы верхнего уровня. Далее информация, после предварительной обработки системой управления, поступает коммунальным службам для формирования счетов и диспетчеру для обработки измерений алгоритмами ОС и управления режимом РС. АМІ обеспечивает двунаправленную связь за счет передачи измерений проводными и беспроводными средствами коммуникации (рис.2). Лидером среди проводных является технология PLC, связанная с высокоскоростной передачей информации по силовым линиям [13]. К наиболее распространённым беспроводным технологиям относится коммуникационная сеть ZigBee [14] и облачные технологии, основанные на Wi-Fi [15]. В интегрированных с АМІ активных РС НН по SM, осуществляющим измерения с меткой времени, привязкой к фидеру и фазе, уже производится контроль уровней узловых напряжений [16].

Для ОС РС необходимы синхронизированные SM. Однако на данный момент не существует определенного стандарта передачи данных синхронизированным образом именно от SM [9], а AMI позволяет передавать данные с интервалами 60, 30 и 15 минут [11]. Анализ последних исследований, посвященных проблеме синхронизации измерений в РС, показал, что не существует однозначного ответа на вопрос о возможности синхронизации измерений от SM. Тем не менее, исследования по усовершенствованию AMI и SM ведутся, а осуществление ОС в РС на основе таких измерений является актуальным направлением.

В предыдущих исследованиях [17,18] для различных условий функционирования электрической сети были разработаны алгоритмы выбора минимального числа синхронизированных векторных измерений (PMU) для обеспечения топологической наблюдаемости электрической сети с учётом ограничений на число доступных измерительных каналов. Основой алгоритмов, реализованных в MATLAB, является задача целочисленного линейного программирования. Для исключения установки более одного измерительного устройства в узле и запрета установки измерений в транзитных узлах с нулевыми токовыми инъекциями в алгоритмы были введены соответствующие ограничения взамен используемому в [18] взвешиванию элементов целевой функции. В работе [19] была показана возможность использования этих подходов для выбора числа и расположения SM в РС. Оптимальные составы SM, включающие измерения U_a и U_r и активных и реактивных токовых инъекций в узлах установки, обеспечивают наблюдаемость всех переменных режима РС. С учетом того, что существующие в настоящее время SM позволяют измерять только модули напряжений, показано, что замена измерений U_a и U_r за мерами модулей узловых напряжений в составах на примере трехфазной четырехпроводной РС НН с несимметричными нагрузками и РГ SM, выбранных этими алгоритмами, позволяет обеспечить наблюдаемость только U_a во всех узлах электрической сети, что особенно важно в РС с источниками РГ. Наблюдаемость всех переменных режима РС для SM, включающих измерения токовых инъекций и модулей напряжений, может быть обеспечена, только при установке SM во всех нагрузочных узлах и узлах с РГ.

Данные выводы иллюстрируются далее на примере трехфазной четырехпроводной РС НН [3], показанной на рис. 1. Каждая фаза (А,В,С) имеет свой состав нагрузок (Н) и генераций (Г), табл.1, значения которых в разные часы суток были определены суточными графиками нагрузок и генераций. Источниками генерации являлись ФВ. Узлом питания является узел 1. Для каждого из 24 часов суточных графиков по каждой фазе были проведены расчеты потокораспределения с помощью разработанной программы УР. Результаты использовались при моделировании SM модулей напряжений и токовых инъекций, такие режимы названы *тестовыми*.

Таблица 1

Состав нагрузок (Н) и генераций (Г) активной РС НН

№ узла	нагрузка (Н)	генерация (Г)	№ узла	нагрузка (Н)	генерация (Г)
2	ABC	-	17	С	-
3	ABC	-	18	BC	-
4	А	А	19	AB	-
5	А	-	20	В	-
6	ABC	-	22	А	А
7	AB	-	24	В	В
8	BC	BC	25	С	-
9	ABC	-	27	AC	А
10	ABC	-	28	-	AB
11	ABC	-	29	А	-
12	ABC	-	30	С	С
13	AB	-	31	В	-

14	BC	BC	32	AB	AB
16	B	B	Узлы 15, 21, 23, 26, 33 – транзитные по трем фазам		

С использованием разработанных программ выбора составов SM, обеспечивающих наблюдаемость в нормальных условиях функционирования (*минимальный состав SM*) и при выпадении отдельных SM, для каждой из фаз были выбраны оптимальные составы измерений, включающие размещение измерений в узлах, указанных в строках 2 и 3 табл.2. Строка 1 табл.2 содержит номера узлов, являющихся в различные часы суток нагрузками и/или генерациями, с установленными в них SM. Транзитные узлы с нулевыми токовыми инъекциями, в которых нецелесообразно устанавливать SM, приведены в строке 4 табл.2.

Таблица 2

Анализируемые составы SM и нулевые токовые инъекции

	Фаза	A	B	C
1	SM во всех нагрузочных (генераторных) узлах	2-7, 9-13, 19, 22, 27, 29, 32 (16шт.)	2, 3, 6-14, 16, 18-20, 24, 31, 32 (18шт.)	2, 3, 6, 8-12, 14, 17, 18, 25, 27, 30 (14шт.)
2	Минимальный состав SM	2, 4, 6, 10, 11, 13, 19, 27, 29, 32 (10шт.)	2, 6, 11, 13, 14, 18, 19, 24, 31, 32 (10шт.)	2, 10, 12, 14, 17, 25, 27, 30 (8шт.)
3	Состав при выпадении отдельных SM	2-6, 9-13, 19, 22, 27, 29, 32 (15шт.)	2, 3, 7-12, 14, 18-20, 24, 31, 32 (15шт.)	2, 3, 8-12, 14, 17, 18, 25, 27, 30 (13шт.)
4	Транзитные узлы	8, 14-18, 20, 21, 23-26, 28, 30, 31, 33 (16 шт.)	4, 5, 15, 17, 21-23, 25-28, 29, 30, 33 (14шт.)	4, 5, 7, 13, 15, 16, 19-24, 26, 28, 29, 31-33 (18шт.)

Выбранные составы SM, содержащих измерения U_a и U_r и токовых инъекций в узле, использовались для ОС РС. U_a при ОС принимались равными модулям узловых напряжений, взятым из расчета УР, а измерения U_r – равными нулю. Возможность пренебрежения U_r объяснена выше и доказана экспериментально.

ОС проводилось для каждого часа суток с помощью разработанного блока программ расчета УР и ОС. Алгоритм и программа ОС РС основаны на методе расширенной матрицы Nachtel [20]. Смысл данного алгоритма заключается в исключении измерений нулевых токовых инъекций из целевой функции.

В РС НН, рис. 1, для ночных часов, когда отсутствует генерируемая мощность от ФВ, распределение напряжений в узлах происходит по законам пассивной РС. Для дневных часов, когда часть узловых мощностей становятся генерациями, характерно возникновение перенапряжений, превышающих значение $1,05U_{ном}$, а для вечерних часов с большими нагрузками и отсутствием генерации от ФВ – провалы узловых напряжений ниже допустимого $0,95U_{ном}$. Оценки U_a , полученные с помощью разработанной программы ОС, для всех часов суток по всем составам (1-3 строки табл.2) и *тестовых режимов* совпали с минимальной погрешностью. Покажем только для *минимального состава SM* (строка 2 табл.2) для характерных часов суточного графика, что при приравнивании к нулю U_r полученные оценки и значения *тестовых режимов* совпали. Это позволяет использовать их для контроля уровней напряжений РС НН.

Результаты такого сравнения оценок и тестовых значений U_a для 1 часа (только пассивные нагрузки) и 12 часа (часть нагрузочных узлов становится генераторными за счет РГ) приведены на графиках рис.3 и демонстрируют возможность контроля напряжения РС по минимальному числу SM. Полученные оценки показывают существующие в сети перенапряжения: фаза А – в узлах 14, 22 и 32, фаза В – в узле 32, фаза С – в узлах 27, 31 и 33. Расчет *тестового* УР фазы С для 21 и 22 часов (вечерние часы с большими нагрузками и прекращением работы ФВ) выявил снижение напряжения ниже допустимого значения $0,95U_{ном}$ в узлах 26, 30 и 19, 26, 30 соответственно (рис.4). На диаграммах рис.4 приведены U_a , полученные при ОС для минимального состава.

Анализ результатов ОС показывает, что и в этой ситуации минимальный состав изменений позволяет контролировать узловые напряжения в РС.

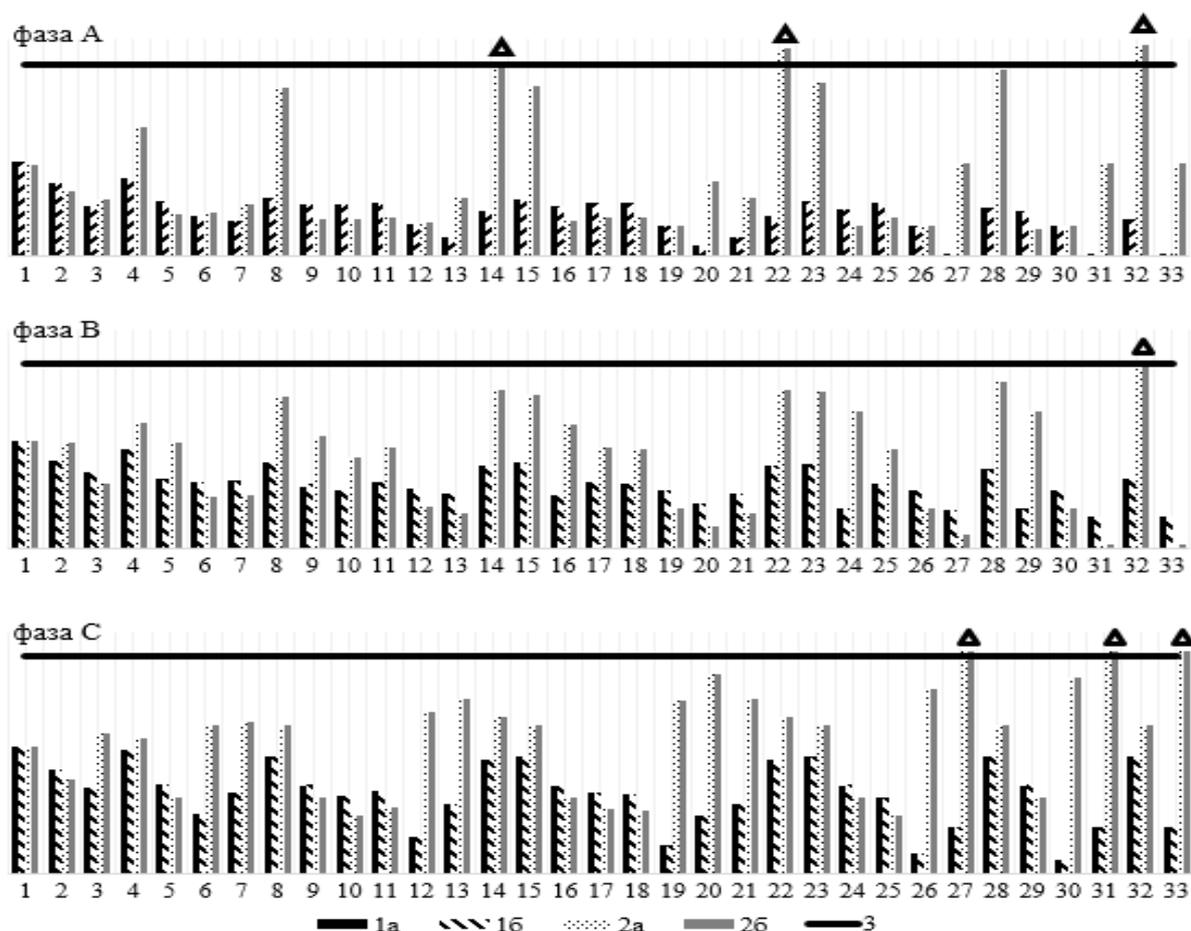


Рис. 3. Значения продольных составляющих напряжений в узлах РС НН, рис.3:
 1а – 1 час суточного графика нагрузок, тестовые значения; 2а – 12 час суточного графика нагрузок, тестовые значения; 1б и 2б – 1 и 12 час, полученные оценки по минимальному составу SM; 3 – верхняя допустимая граница напряжений; перенапряжения показаны символом ▲

Таким образом, минимальный состав SM, включающих измерения модулей напряжений и активных и реактивных токовых инъекций позволяют обеспечить контроль уровней напряжения в узлах РС НН, что является одной из основных задач при переходе от традиционной РС к активной РС. Напомним, что наблюдаемость всех переменных режима РС по SM, включающим измерения токовых инъекций и модулей напряжения в узлах, обеспечивается только при установке SM во всех нагрузочных и/или генераторных узлах с РГ.

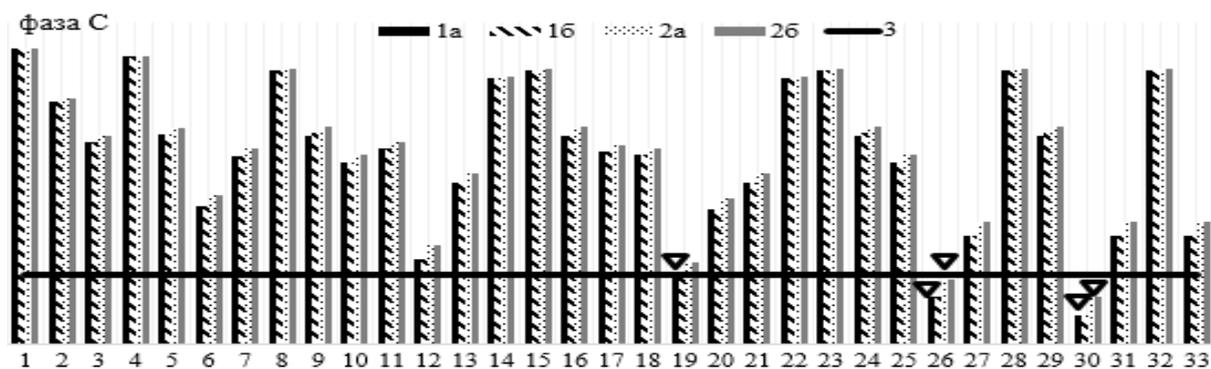


Рис. 4. Значения продольных составляющих напряжений в узлах РС НН, рис.3: 1а – 21 час суточного графика нагрузок, тестовые значения; 2а – 22 час суточного графика нагрузок, тестовые значения; 1б и 2б – 21 и 22 час, полученные оценки по минимальному составу SM; 3 – нижняя допустимая граница напряжения; провалы напряжения показаны символом ▼

Литература

1. Raposo A.A.M., Rodrigues A.B., Silva M. Optimal meter placement for state estimation in power distribution networks / *Electric power systems research*. – 2017. – V.147. – P. 22-30
2. Войтов О.Н., Голуб И.И., Семенова Л.В. Алгоритм определения потерь энергии в электрических сетях / *Электричество*. – 2010. – №9. – С.38-45
3. Olival P.C., Madureira A.G., Matos M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources / *Electric power systems research*. – 2017. – V.146. – P. 132-140
4. Bompard E., Bahmanyar A., Patti E. Emerging smart meters in electrical distribution systems: opportunities and challenges / *24 Iranian conf. ICEE, 2016*. – 2016. – P. 1082-1087
5. Abart A., Burnier D., Lugmaier A. Power snapshot analysis a new method for analyzing low voltage grids using a smart metering system / *21 Int. conf. on Electricity Distribution/* – 2011. – V.146. – P. 1-4
6. Баптиданов Л.Н. и др. *Электрические сети и системы*, Госэнергоиндат, 1963. 464 с.
7. Rade M. Ciric, Antonio Padilha Feltrin, Luis F.Ochoa. Power flow in four-wire distribution networks-general approach / *IEEE Trans. Power Syst.* – 2003. – V.18. – P. 1283-1289
8. Santos S., Llano A., Arzuaga A., Arzuaga T., Marron L., Zamalloa M. Smart meters enable synchrophasor applications in distribution grids // *CIGRE*. – 2012. – P.8.
9. Chen Q., Kaleshi D., Fan Zh. Inferring Low Voltage Transformer State Using Only Smart Metering Data / *IEEE* – 2013. – P.1-5
10. Wellssow W.H.; Waeresch D. Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage grids // *Power Systems Computation Conference (PSCC)*. – 2014. – P. 1-7
11. Queen E.E. Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective // *An EEI-AEIC-UTC White Paper*. – 2011. – P.35.
12. Mohassel R.R., Fung A., Mohammadi F., Raahemifar K. A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Grids // *Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2014 IEEE 27th Canadian Conference on*. – 2014. – P. 1-8
13. Sendin A., Berganza I., Arzuaga A., Osorio X., Urrutia I., Angueira P. Enhanced Operation of Electricity Distribution Grids through Smart Metering PLC Network Monitoring, analysis and grid conditioning / *Energies*. – 2013. – V.6. – P. 39-556

14. Luan S-W, Teng J-H, Chan S-Y, Hwang L-C. Development of a Smart Power Meter for AMI Based on ZigBee Communication / Power Electronics and Drive Systems, PEDS 2009. – 2009. – P.661-665
15. Billewicz K. The use of Cloud Computing in AMI System Architecture / Modern Electric Power Systems MEPS'15. – 2015. – P.6
16. Sioe T. Mak. Smart Meters serving as synchro-sensors for smart distribution grid applications / IEEE. – 2011. – P.1-3
17. Кузькина Я.И. Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 14-20
18. Кузькина Я.И. Алгоритмы выбора синхронизированных векторных измерений с ограниченным числом каналов // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.46. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – С. 21-27
19. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Выбор состава измерительных устройств для оценивания состояния распределительных электрических сетей // Труды XV Всеросс. научн. семин. «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем». Иркутск, 5-11 сентября 2016 г. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2016. – С. 182-192
20. Holten L., Gjelsvik A., Sverre A., Felix F.W., Wen-Hsiung E.L. Comparison of different methods for state estimation / IEEE Transactions on Power Systems, – 1988. – V.4. – P. 1798-1806

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ПРИ МНОГОУРОВНЕВОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

А.В. Луценко

Введение

Задачи обеспечения эффективности работы теплоснабжающих систем (ТСС), а также связанные с этим задачи оптимизации режимов их работы сохраняют свою актуальность на протяжении всей истории существования этих инженерных сооружений. В последнее время остро ставятся вопросы энергоэффективности. ТСС имеют большие резервы энергосбережения из-за неоптимальности режимов их работы. Появление нового оборудования, включая средства дистанционного и локального регулирования, ставит вопросы его эффективного применения. Также наблюдается тенденция старения ТСС из-за недостаточного вложения средств в их развитие, реконструкцию и наладку. Закрытие промышленных объектов, активное строительство новых жилых районов приводит к резким изменениям структуры нагрузок, что приводит к непроектным режимам работы ТСС, нарушениям технологических ограничений, возрастанию рисков аварий, сопровождающихся большими социально-экономическими ущербами. Всё это повышает актуальность разработки и применения самостоятельных методов, алгоритмов и программных комплексов для расчета допустимых, оптимальных и послеаварийных гидравлических режимов (ГР) ТСС.

В публикациях различных авторов рассматриваются оптимизационные задачи, имеющие отношение к проектированию ТСС [1–5, и др.] и диспетчерскому управлению [6–8]. В то же время практически отсутствуют работы по планированию оптимальных режимов при наладке ТСС.

Настоящая статья посвящена задачам, возникающим на этапе планирования гидравлических режимов (ГР) ТСС, при подготовке к отопительному сезону (краткосрочного управления). На практике эта задача решается путем многовариантных гидравлических расчетов [9–11]. При этом выбор способов организации режимов целиком возлагается на инженера, а качество и оптимальность принимаемых решений зависит как от его опыта и квалификации, так и от масштабов и сложности ТСС, что не гарантирует не только оптимальности, но в некоторых случаях даже допустимости получаемых режимов. Автоматизации решения этих задач препятствует ряд факторов сложности таких, как: большая размерность привлекаемых моделей потокораспределения; их нелинейность; дискретность части переменных, наличие нескольких критериев оптимальности, и т.д. По этим причинам на данный момент отсутствуют пригодные для практического применения методики и программные комплексы для оптимизации режимов ТСС.

Этим определяется актуальность разработки и применения самостоятельных методов расчета допустимых и оптимальных режимов.

В ИСЭМ СО РАН разработан многоуровневый подход к оптимизации режимов ТСС [12], который сводится к выполнению следующих этапов: 1) декомпозиция гидравлически связанной ТСС на магистральные (МТС) и распределительные (РТС) тепловые сети; 2) поиск допустимых пределов изменения параметров режима в точках

декомпозиции, гарантирующих существование допустимых режимов РТС; 3) оптимизация режима МТС с учетом этих ограничений; 4) оптимизация режимов РТС при значениях граничных условий на входе РТС, полученных в п.3. На уровень МТС выносятся закольцованная (в однолинейном изображении) часть тепловых сетей, содержащая все источники тепла и насосные станции, а на уровень РТС – пассивные (без насосных станций), разветвленные сети до конечных потребителей.

В данной статье рассматривается задача, относящаяся к пункту 4 данного подхода и адаптация метода динамического программирования (ДП) к ее решению.

На данный момент существует множество реализаций метода ДП, применяемых для решения задач оптимизации режимов и параметров ТПС древовидной структуры [1, 2, 13, 14 и др.]. Для случая древовидных ТПС соблюдаются условия применимости ДП: аддитивность целевой функции и принцип оптимальности Беллмана [15], так как потокораспределение в них не зависит от фазовых переменных (давлений).

Применительно к многоконтурным ТПС, принцип оптимальности Беллмана не соблюдается, так как потокораспределение зависит от принимаемых решений на отдельных этапах оптимизации методом ДП. Сумароковым С.В. [16–19] для общего случая многоконтурных сетей с заранее неизвестным потокораспределением был предложен метод МКО, предполагающий выполнение итерационного процесса. Основная проблема применения ДП к многоконтурным ТПС с заданным потокораспределением связана не с соблюдением принципа Беллмана, а с необходимостью соблюдения второго закона Кирхгофа по контурам. Для такого случая предложена модификация метода МКО [20], также предполагающая выполнение итерационного процесса, на каждой итерации которого производится расчет давлений методом ДП на приведенной к древовидному виду расчетной схеме ТПС с последующей коррекцией ограничений на давления. К недостаткам данного подхода можно отнести то, что он является итеративным и, вообще говоря, эмпирическим [20].

Содержательная постановка задачи

Основные требования, предъявляемые к режимам РТС, связаны с их допустимостью и минимальной трудоемкостью на ее обеспечение. Последнее можно свести к требованию минимизации мест приложения управлений. Также целесообразно снизить общий уровень давления в сети с целью минимизации потерь теплоносителя и рисков возникновения аварийных ситуаций. Таким образом, задача оптимизации ГР РТС является двухкритериальной и состоит в определении минимально необходимого числа управлений (дросселирующих устройств) на сети, а также их значений (на сети и у потребителей), обеспечивающих допустимость режима и снижение общего уровня давления в РТС.

Математическая постановка задачи

Установившийся в РТС под воздействием параметров внешней среды и целенаправленных управлений режим должен удовлетворять системе уравнений - аналогов законов Кирхгофа и соотношений, отражающих законы течения среды (воды) по отдельным элементам сети. Такая система выступает в роли основных ограничений – равенств [1, 4]:

$$U(X) = \begin{pmatrix} U_1(x, Q) \\ U_2(P, y) \\ U_3(x, y, z) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Ax - Q \\ A^T P - y \\ y - f(x, z) \end{pmatrix} = 0 \quad (1)$$

где: A – $m \times n$ -матрица инцидентий связного ориентированного графа (без петель)

расчетной схемы ТСС; n, m – число ветвей и узлов расчетной схемы; Q – m -мерный вектор узловых расходов; P – m -мерный вектор узловых давлений; x, y – n -мерные векторы расходов и перепадов давления на ветвях ГЦ; $f(x, z)$ – n -мерная вектор-функция с элементами $f_i(x_i, z_i)$, $i = \overline{1, n}$, отражающими гидравлические зависимости падения давления от расхода; z – вектор управлений; $X = \{R, z\}$ – вектор вещественных переменных; $R = \{P, x, y, Q\}$ – вектор параметров режима.

Основные элементы РТС – трубопроводные участки и потребители. Обозначим I_{PL} и I_C – множества индексов ветвей, моделирующих элементы первого и второго типов так, чтобы $I_{PL} \cap I_C = \emptyset$ и $I_{PL} \cup I_C = I$ – множество индексов всех ветвей РТС, $\|I\| = n$. Для РТС допустимо принять [1] $f_i(x_i, z_i) = z_i s_i x_i |x_i|$, $i \in I$, где s_i – номинальное гидравлическое сопротивление. Таким образом, $z_i \geq 1, i \in I$.

Часть параметров режима (R), зависящих от проявлений внешней среды, назовем граничными условиями (вектор G). Тогда $R = \{G, Y\}$, где Y – вектор неизвестных параметров режима. Традиционно, граничные условия задаются в виде $G = (Q_1^*, \dots, Q_{j-1}^*, P_j^*, \dots, P_m^*)^T$, где должно присутствовать хотя бы одно давление. В роли граничных условий для РТС задаются давления в узлах сочленения РТС и МТС (в подающем и обратном трубопроводах) и расходы во всех остальных узлах. Узлы РТС всегда можно перенумеровать так, чтобы узлы сочленения РТС и МТС (в подающем и обратном трубопроводах) имели первый и последний номера соответственно.

Основные технические и технологические требования к допустимости и реализуемости режима сводятся к необходимости обеспечения условий $\underline{R} \leq R \leq \bar{R}$, где \underline{R} и \bar{R} – векторы нижних и верхних границ изменения параметров режима. Кроме того, требуется соблюдение технологически допустимых пределов изменения управляющих воздействий. Таким образом, к системе ограничений – равенств (1) добавляется система ограничений-неравенств $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$. В общем случае $\underline{X} \leq \bar{X}$, причем компоненты векторов \underline{X}, \bar{X} могут принимать и бесконечные значения для моделирования односторонних неравенств или их отсутствия, а случай $\underline{X} = \bar{X}$ означает фиксированное значение соответствующей компоненты X .

Введем в рассмотрение вектор булевых переменных δ , компоненты которого отвечают за наличие управления на i -й ветви расчетной схемы ($i \in I_{PL}$), а также неравенство $\underline{z}_i \leq z_i \leq \bar{z}_i + \delta_i (\bar{z}_i - \underline{z}_i)$. Тогда система ограничений-равенств примет вид

$$\underline{X} \leq X \leq \bar{X}(\delta). \quad (2)$$

В качестве критерия оптимальности по числу мест приложения управлений будет рассматриваться выражение $F_z = \sum_{i \in I_{PL}} \delta_i$. Будем использовать $F_p = \sum_{j \in J} P_j / m$ в роли показателя общего уровня давления в сети [12]. Таким образом, критерий F_z – дискретный, а F_p – непрерывный.

Исходя из практических соображений, наиболее целесообразной будет двухкритериальная задача оптимизации с дискретным главным критерием. При формулировке этой задачи применим принцип лексикографического упорядочивания критериев. Тогда задача двухкритериальной оптимизации примет вид

$$\min F_p \text{ при ограничениях (1), (2) и } F_z \leq F_z^*. \quad (3)$$

Здесь F_z^* – наименьшее количество управлений на пассивных ветвях, необходимое для

достижения допустимого гидравлического режима. Заданы: топология расчетной схемы (матрица A), граничные условия (вектор G), коэффициенты гидравлических характеристик ветвей (s_i), пределы допустимого изменения непрерывных неизвестных (\underline{X}, \bar{X}).

Основные положения модифицированного метода ДП

Особенностями РТС являются: 1) древовидность в однолинейном представлении и многоконтурность в двухлинейном; 2) подающий и обратный трубопроводы соединены через потребителей и симметричны друг другу; 3) расходы теплоносителя у потребителей фиксированы, что вместе с фиксированными узловыми расходами (кроме точки декомпозиции) дает фиксированное потокораспределение.

Благодаря особенностям 1 и 2 расчетная схема РТС может быть «стянута» к одной ветви за счет приемов эквивалентирования ветвей, соединенных последовательно и параллельно. Фиксированное потокораспределение позволяет проводить оптимизацию ГР РТС только в пространстве давлений.

Ранее предпринимались попытки применения ДП к задачам оптимизации параметров РТС за счет разрезания расчетной схемы на подающий и обратный трубопроводы [2, 21]. Основной сложностью применения такого подхода для оптимизации ГР РТС является то, что параметры режимов подающего и обратного трубопроводов связаны через потребителей, а на эти связи налагаются ограничения, которые сложно учесть при раздельной оптимизации. Из-за этого оптимальность режима каждого фрагмента РТС не гарантирует не только оптимальность, но и допустимость режима всей сети.

Если же применять классические реализации ДП к РТС без разрезания расчетной схемы, необходимо вводить специальную процедуру отслеживания соблюдения второго закона Кирхгофа по контурам. Такая процедура зависит от топологии сети и сложна в реализации.

Основная идея предлагаемого подхода заключается в рассмотрении РТС целиком. Для облегчения отслеживания соблюдения второго закона Кирхгофа по контурам предлагается «стягивать» контуры до параллельного соединения двух ветвей. Для сохранения возможности применять ДП на «стянутых» контурах ниже предлагаются приемы эквивалентирования пьезометрических графиков последовательного и параллельного соединения ветвей.

Введем множество ветвей I и узлов J расчетной схемы. Интервалы допустимого изменения давления в узлах будем делить на лузы (P_j^r), $j \in J$, r – номер лузы. Для определенности будем считать, что ветвь (i) направлена по потоку. Обозначим начальный узел ветви как $f_i \in J$, конечный – $l_i \in J$. Каждой ветви (i) сопоставим множество возможных отрезков пьезометрических графиков на ней $L_i = \cup \{g_i^k\}$, начинающихся в начальном узле ветви, и заканчивающихся в конечном. Сопоставим каждому отрезку g_i^k значение приращения критерия оптимальности ΔF_i^k . Обозначим начальную и конечную лузы отрезка пьезометрического графика, g_i^k , как ϕ_i^k и φ_i^k .

Такое представление ветвей РТС позволяет рассматривать фрагмент, состоящий из нескольких последовательно соединенных ветвей как одну ветвь. Также можно рассматривать как ветвь фрагмент РТС, состоящий из нескольких параллельно соединенных ветвей.

Алгоритмизация модифицированного метода ДП

Прямой ход предлагаемого подхода заключается в стягивании пьезометрических графиков на расчетной схеме РТС за счет приемов эквивалентирования с отбраковкой как недопустимых, так и неоптимальных вариантов.

Для эквивалентирования параллельных ветвей предлагается сделать следующее. Если на двух ветвях, соединенных параллельно ($i1, i2$), есть пара отрезков пьезометрических графиков (по одному на ветви), у которых совпадают начальные и конечные лузы соответственно ($\phi_{i1}^{k1} = \phi_{i2}^{k2}$ и $\phi_{i1}^{k1} = \phi_{i2}^{k2}$), то такая пара на эквивалентирующей ветви становится отрезком пьезометрического графика, начинающимся и заканчивающимся в соответствующих лузах. При этом значения приращений критерия оптимальности суммируются. На рис. 1 приведен пример эквивалентирования двух параллельно соединенных ветвей одной. На данном шаге производится отбраковка недопустимых вариантов пьезометрических графиков.

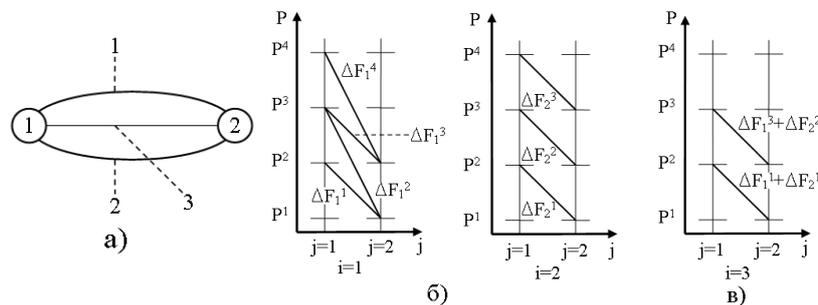


Рис. 1 Пример эквивалентирования параллельного соединения;
 а – схема параллельного соединения; б – отрезки пьезометрических графиков на каждой ветви; в – отрезки пьезометрических графиков на результирующей ветви.
 Ветви 1, 2 существующие, 3 – эквивалентная.

Эквивалентирование последовательных ветвей. При эквивалентировании фрагмента РТС, состоящего из двух ветвей ($i1, i2$), соединенных последовательно (для определенности, $f_{i2} = l_{i1}$), одной ветвью, предлагается сделать следующее. Найти все такие пары отрезков пьезометрических графиков на этих ветвях (g_{i1}^{k1}, g_{i2}^{k2}), что в узле f_{i2} эти отрезки имеют общую лужу ($\phi_{i1}^{k1} = \phi_{i2}^{k2}$). Если находятся две пары отрезков, соединяющие одни и те же лузы, пара, имеющая худшее значение критерия оптимальности, отбраковывается. В случае решения многокритериальной задачи с лексикографическим упорядочиванием критериев, например (3), если после отбраковки по основному критерию оптимальности остались несколько пар, предлагается произвести отбраковку по второстепенным критериям. Каждая из найденных пар отрезков пьезометрических графиков на эквивалентируемом фрагменте РТС превращается в отрезок пьезометрического графика на эквивалентирующей ветви с соответствующими начальной и конечной лузами. Значение приращения критерия оптимальности для него равно сумме приращений критерия оптимальности отрезков эквивалентируемой пары. На данном шаге производится отбраковка как недопустимых, так и неоптимальных вариантов пьезометрических графиков. На рис. 2 приведен пример эквивалентирования последовательно соединенных ветвей одной.

Обратный ход. При оптимизации ГР РТС в точке соединения МТС и РТС задаются два давления, по одному для подающего и обратного трубопроводов. Соответственно, после сворачивания пьезометрических графиков с отбраковкой с помощью предложенных приемов до пьезометрических графиков на одной ветви, останется один отрезок пьезометрического графика, эквивалентный оптимальному пьезометрическому графику РТС. Остается его развернуть на всю РТС.

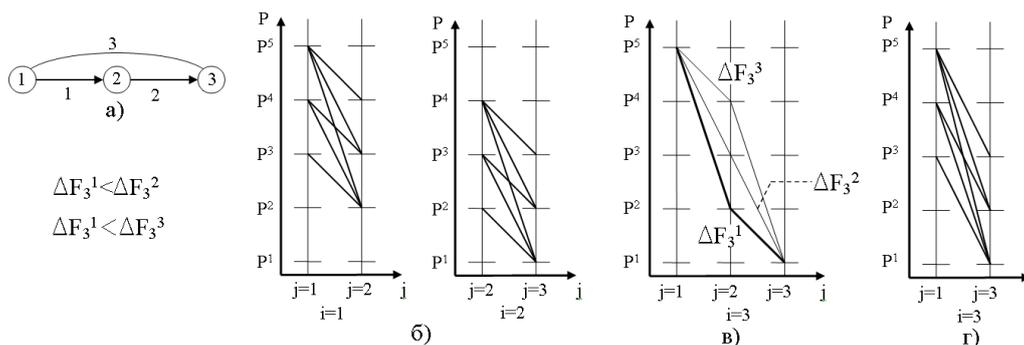


Рис. 2. Пример эквивалентирования последовательного соединения; а) – схема соединения; б) – отрезки пьезометрических графиков на каждой ветви; в) – механизм формирования отрезка пьезометрического графика на эквивалентной ветви между лузой 5 узла 1 и лузой 1 узла 3; г) – отрезки пьезометрических графиков на эквивалентной ветви; ветви 1, 2 – реальные, 3 – эквивалентная.

Алгоритм оптимизации предлагаемым методом состоит из следующих шагов.

1. Вычислить для всех ветвей РТС все разрешенные (укладывающиеся в ограничения на допустимость режима) отрезки пьезометрических графиков и их значения приращений критерия оптимальности.

2. Найти все фрагменты РТС, состоящие из последовательно соединенных ветвей. Эквивалентировать каждый из них одной ветвью при помощи (6).

3. Найти все фрагменты РТС, состоящие из параллельно соединенных ветвей. Эквивалентировать каждый из них одной ветвью при помощи (5).

4. Если РТС сведена к одной ветви, на пункт 5, иначе на пункт 2.

5. На оставшейся ветви останется только один отрезок пьезометрического графика, эквивалентный оптимальному пьезометрическому графику. Восстановить его.

В отличие от метода МКО, предлагаемый метод не подразумевает выполнения итерационных процессов. Преимуществом предлагаемого метода перед методами, основанными на методе внутренних точек [22], является линейный по размерности РТС рост необходимых вычислительных затрат.

Предлагаемый в докладе метод также можно использовать для поиска допустимых пределов изменения параметров режима в точках декомпозиции. При решении этой задачи в точке соединения МТС и РТС задаются интервалы изменения давлений, обусловленные технологическими ограничениями. Соответственно, после сворачивания пьезометрических графиков при помощи предложенных приемов, на эквивалентной ветви останется множество отрезков пьезометрических графиков. Для решения задачи предлагается произвести по этому множеству поиск минимальных и максимальных значений исследуемых параметров.

Вычислительные эксперименты

Работоспособность предлагаемого метода была проверена на условной РТС, схема которой в однолинейном изображении приведена на рис. 3-а. На рис. 3-б приведена ее расчетная схема. Ветви 8 – 11 – потребители. Расходы теплоносителя на них фиксированы и равны $x_8=100$, $x_9=50$, $x_{10}=100$, $x_{11}=150$. Минимальный располагаемый напор на этих ветвях равен 15. Расходы в узлах 2 – 15 равны нулю. Вектор сопротивлений равен (0.00003125, 0.0005, 0.00011111, 0.0005, 0.0004, 0.0003, 0.0002222, 0.0001, 0.0001, 0.0001, 0.0001, 0.0005, 0.0004, 0.0003, 0.0002222, 0.0005, 0.00011111, 0.00003125). Работоспособность метода проверялась для двух вариантов ограничения изменения давлений в узлах. В первом случае во всех узлах ниже

ограничение на давление равно 20 м вод. ст., верхнее – 120. Во втором случае $\bar{P}_6 = 60$, $\underline{P}_9 = 70$ м. вод. ст.

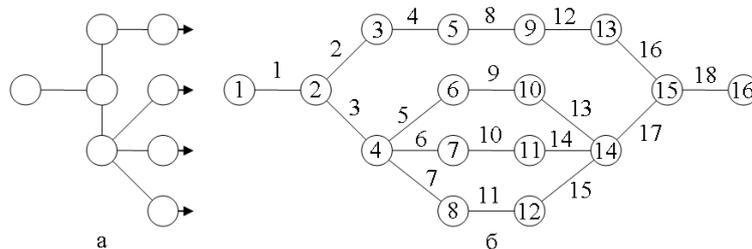


Рис. 3. Схема условной РТС.

Для обоих случаев решалась задача (3) при $P_1=100$ м вод. ст. и $P_{16}=30$ м вод. ст. В случае с одинаковыми ограничениями был найден допустимый гидравлический режим без управлений на пассивных ветвях. Найденный вектор давлений равен (100, 95, 90, 85, 85, 84, 82, 80, 45, 45.9, 47.9, 49.9, 40, 44.9, 35, 30) м. вод. ст. Для разных ограничений на давления для достижения допустимости режима потребовалось установить дросселирующие устройства на ветвях 5 и 12. Найденный вектор давлений равен (100, 95, 90, 85, 85, 60, 82, 80, 70, 45, 47, 79, 40, 44, 35, 30) м. вод. ст.

Проверка результатов решения задачи (3) проводилась методом мажорирующей последовательности [22]. Проверка показала корректность результатов работы предложенного метода.

На вычислительных экспериментах показана работоспособность и сравнительная вычислительная эффективность предлагаемого метода.

Выводы

1. Для решения задачи оптимизации гидравлических режимов РТС предложена оригинальная модификация метода динамического программирования.
2. Предложенный метод реализован в виде исследовательской программы.
3. На вычислительных экспериментах показана работоспособность и сравнительная вычислительная эффективность предлагаемого метода.

Литература

1. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 278 с.
2. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, 1987. – 219с.
3. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения – Киев: Техника, 1988 – 135 с.
4. Naikarainen C., Pettersson F., Saxen H. An MILP Model for Distributed Energy System Optimization CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS VOL. 35, 2013.
5. Ortiga J., и др. Review of optimization models for the design of polygeneration systems in district heating and cooling networks. 17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE17 , V. Plesu and P.S. Agachi (Editors) , Elsevier B.V. , 2007.
6. Jiang X.S. и др. Modelling and operation optimization of an integrated energy based direct district water-heating system Energy 64 (2014) 375e388
7. Михайленко И.М. Оптимальное управление системами центрального теплоснабжения. – Санкт-Петербург: Стройиздат, 2003. – 240с.

8. Вороновский Г.К. Усовершенствование практики оперативного управления крупными теплофикационными системами в новых экономических условиях – Харьков: Харьков, 2002. – 239с.
9. Boysen H., Thorsen J.E. Hydraulic balance in a district heating system. Published in EuroHeat & Power IV/2007 (www.vwew.de)
10. Токарев В.В. и др. Информационно-вычислительный комплекс для расчета и анализа режимов теплоснабжающих систем// Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения. Е.В. Сеннова, Н.Н. Новицкий, Б.М.Каганович и др. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН. -2000. -С. 138-154.
11. Токарев В.В., Шалагинова З.И. Разработка методики многоуровневого наладочного теплогидравлического расчета систем теплоснабжения и ее реализация в составе ИВК "АНГАРА-ТС" // Трубопроводные системы энергетики. Методические и прикладные проблемы математического моделирования. Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г. и др. – Новосибирск: Наука, 2015.С. 110-127.
12. Луценко А.В., Новицкий Н.Н. Математические модели и алгоритмы оптимизации режимов тепловых сетей / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014 – С. 396-405.
13. Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова, М.Г. Сухарев и др. Гидравлические цепи развитие теории и приложения. -Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, - 2000. -273 с.
14. А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте-и газоснабжения. Новосибирск: ВО «Наука», Сиб. издат. фирма, 1992.-407 с.
15. Беллман Р. Динамическое программирование. -М.: Изд-во иностр. лит., 1960. -400 с.
16. Сумароков С.В. Методы решения экстремальной сетевой задачи// Экономика и мат. методы. – 1976. –Т.12, №5, – с. 1016 — 1018.
17. Оптимальный синтез многоконтурных систем с нагруженным резервированием / А.П. Меренков, Т.Б. Ощепкова, С.В. Сумароков, В.Я. Хасилев, А.В. Храмов. - В кн.: Системы энергетики - тенденции развития и методы управления. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, т. 1, с. 180-192.
18. Ощепкова Т.Е., Сумароков С.В. Метод многоконтурной оптимизации и его приложения. - В кн.: Методы и программы решения оптимизационных задач на графах и сетях: Тез. докл. Всеююз. совещ. Новосибирск: ВЦ СО АН СССР, 1980, с. 68-70.
19. Сумароков С.В., Храмов А.В. Об одном методе решения многоэкстремальной задачи оптимизации многоконтурных гидравлических сетей. - В кн.: Методы оптимизации и исследования операций (прикладная математика). Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976, с. 157-167.
20. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения / А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская издательская фирма, 1992. – 407с.
21. В.А. Стенников, Е.А. Барахренко, Д.В. Соколов. Метод многоконтурной оптимизации систем теплоснабжения и его программная реализация на основе современных информационных технологий //Комунальне господарство міст. -2011. - № 101. -С. 421-428.
22. Луценко А.В., Новицкий Н.Н. Исследование задач и методов многокритериальной оптимизации гидравлических режимов распределительных тепловых сетей // Научный вестник НГТУ №3(64). Новосибирск: НГТУ, 2016 –С. 131-146

КОМПЛЕКСНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОЙ АГЛОМЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА МНОГОУРОВНЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Н. В. Сурнин

В настоящее время в ИСЭМ СО РАН ведется разработка методического подхода многоуровневого моделирования газоснабжающих систем (ГСС) субъектов РФ, этапы которого ранее были изложены в статье [1]. ГСС увязываются между собой соответствующими каждому из 3-х уровней математическими моделями, описанными в [2, 3].

Представленный подход позволит рационализировать существующую структуру топливно-энергетического хозяйства субъекта РФ, детализировать параметры объектов газоснабжения в районах и агломерациях и оптимизировать параметры газораспределительных трубопроводов высокого, среднего и низкого давления, обеспечивающих питание газом устройств энергетики, коммунально-бытового сектора и населения. Это так же позволит нам рассматривать газоснабжающие и газораспределительные системы в рамках современной концепции интеллектуальных интегрированных систем энергетики.

В данной работе в качестве узла-субъекта РФ рассматривается агрегированная схема ГСС Челябинской области (Рис. 1).

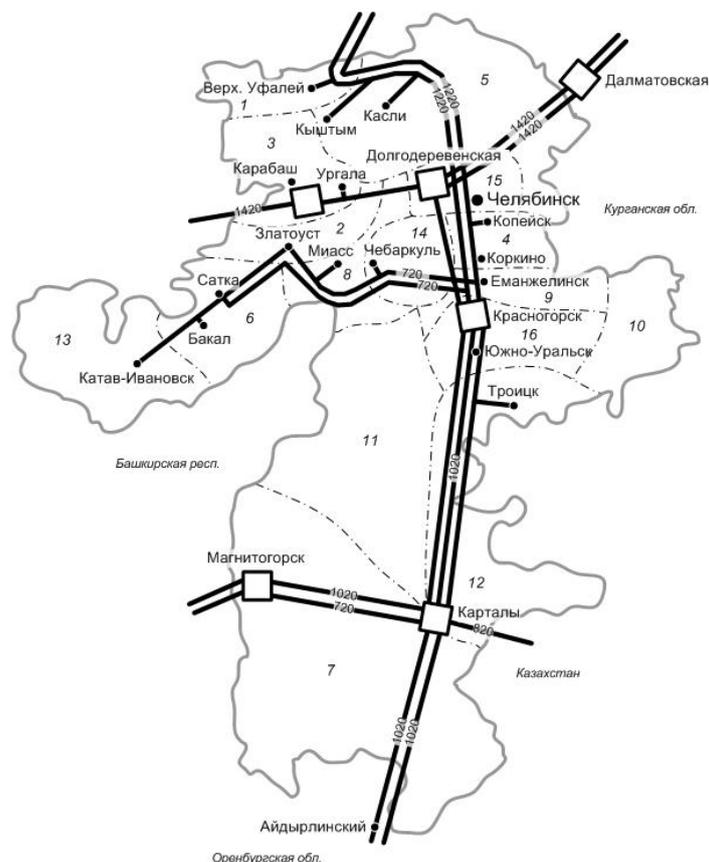


Рис. 1. Расчетная схема газоснабжающей системы Челябинской области

Челябинская область состоит из 16 городских округов и 27 муниципальных районов с населением порядка 3,5 млн человек, включает существующие и строящиеся агломерации, энергоустановки, представленные 9 ТЭЦ, 4 ГРЭС (КЭС) и различными котельными, крупнейшие предприятия металлургии: Магнитогорский металлургический комбинат, Челябинский металлургический комбинат и др., а так же машиностроительные заводы и химкомбинаты.

Газоснабжающая система субъекта включает магистральные газопроводы длиной более 3 тыс. км, а так же 5 компрессорных станций. Согласно прогнозу динамики потребления природного газа субъектами Уральского федерального округа на период до 2030 г. [2], объем потребления газа в Челябинской области будет иметь положительную динамику и к 2020 г. достигнет 16,3–16,6 млрд м³, из них на электроэнергетику придется 4,1–4,2 млрд м³, на промышленность, химическую, строительную отрасль и др. — 11,2–11,3 млрд м³, потребность частного сектора составит 1–1,1 млрд м³. В рамках данной работы используются данные за 2015 год, которые в большей степени совпадают с прогнозными значениями и составили порядка 16 млрд м³, в том числе для электроэнергетики объем потребляемого газа составил 4 млрд м³, промышленности и др. отраслей — 11,1 млрд м³, населения — 0,9 млрд м³.

Согласно [4] газораспределительные системы субъекта включают 11,8 тыс. км газопроводов, в том числе 1 104 км газопроводов высокого давления 1-й категории, 2 532 км 2-й категории, 710 км среднего давления и 7 456 км низкого давления. Система питает 563 087 квартир, 2 381 коммунально-бытовых и жилищно-коммунальных объектов, 707 промышленных объектов, 652 котельных и 106 сельскохозяйственных объектов.

Определены объемы потребления природного газа для каждого района и городского округа субъекта. Выделены крупнейшие районы потребления (Табл. 1): Челябинский, Магнитогорский, Златоустовский, Миасский, Копейский, характеризующиеся значительным числом активных потребителей: промышленных предприятий, установок энергетики и активно застраиваемых агломераций.

Таблица 1

Объемы потребления газа по районам Челябинской области в 2015 г.

Городские округа	V, млрд м ³	В т. ч. по секторам, млрд м ³		
		Энергетика	Пром.	Население
Челябинский	5,45	1,36	3,78	0,31
Магнитогорский	1,91	0,48	1,32	0,11
Златоустовский	0,78	0,19	0,54	0,04
Миасский	0,76	0,19	0,53	0,04
Копейский	0,68	0,17	0,47	0,04

На следующем уровне детализации рассматривается Челябинский городской округ и его газораспределительная система. Согласно [5] она включает 1 969 км распределительных газопроводов различного назначения и давления, в том числе: 113 км высокого 1-й категории, 116 км 2-й категории, 263 км среднего и 1 477 км газопроводов низкого давления. Система питает 279 291 квартир, 17 коммунально-бытовых и жилищно-коммунальных объектов, 718 промышленных объектов и 1 сельскохозяйственный объект.

Как видно из табл. 1, объем потребления природного газа в Челябинском округе в 2015 году составил 5,45 млрд м³, из них на энергетику пришлось 1,36 м³, на производственную, коммунально-бытовую и др. отрасли — 3,78 млрд м³, на нужды населения — 0,31 млрд м³. В будущем планируется некоторый прирост потребления

газа, в основном за счет строительства новых жилых районов и расширения агломераций.

В качестве одной из агломераций рассматривается поселок Северный, расположенный недалеко от Челябинска. Поселок состоит из 130 строений преимущественно усадебной застройки, население составляет 502 человека (2013 год). Помимо газораспределительных сетей, здесь проведены электрические и водоснабжающие сети.

В ближайшее время, согласно генеральному плану, предполагается значительное увеличение жилого фонда поселка, а вместе с тем развитие и реконструкция существующих инженерных коммуникаций: организация централизованного отопления, ввод новых электрических мощностей, строительство дополнительной газораспределительной инфраструктуры. В связи с этим появляется задача оптимального энергоснабжения данной агломерации. Такая задача может решаться в рамках предлагаемого методического подхода на нижнем уровне детализации:

- на выбранный период времени (год) определяется общее количество энергии, электрической и тепловой, которое необходимо подать потребителям агломерации;
- задается некоторое число вариантов подачи этой энергии, каждый вариант формируется из допустимого множества комбинаций источников традиционной и распределенной генерации (РГ) и разных способов подачи природного газа;
- выбирается вариант с оптимальными техническими и экономическими параметрами согласно критерию

$$Z_j = f(\mathcal{E}_j, \Omega_j, E_j) \rightarrow \min,$$

$$\mathcal{E}_j = (\mathcal{E}_{э/э} + \mathcal{E}_{\text{тепл}}), j = \overline{1, J},$$

где Z_j – дисконтированные издержки в разные способы обеспечения энергией потребителей агломерации; \mathcal{E}_j – необходимое количество энергии (электрической и тепловой); Ω_j – технико-технологические параметры генерирующего оборудования, тепловых, электрических и газовых сетей; E_j – экономические параметры оборудования (удельные издержки).

Рассмотрим каждый из этапов более подробно. Электроснабжение поселка осуществляется от электросетей филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» через подстанцию (ПС) «Бутаки» (110/10 кВ, 2×6,3 МВА).

Годовая электрическая нагрузка агломерации (Табл. 2) рассчитана с учетом требований СП 31-110-2003 «Свод правил по проектированию и строительству», «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» и РД 34-20-185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». Удельная расчетная нагрузка для усадебной застройки принята равной 22 кВт на дом, расчётные нагрузки учреждений культурно-бытового обслуживания взяты по удельной мощности.

Таблица 2

Расчетная электрическая нагрузка на 2014 год			
Тип застройки	Жилой фонд		Нагрузка, кВт
	S, тыс. м ²	Число стр.	
Усадебная	13,0	130	458
Соцкультбыт			89
		Всего	547

В поселке организовано децентрализованное теплоснабжение, тепловая энергия генерируется индивидуальными отопительными аппаратами и расходуется на нужды отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий.

Расчет годового объема потребления тепловой энергии выполнен из условия текущей численности населения 502 человека при жилом фонде 13 тыс. м². Тепловые нагрузки жилых домов рассчитаны по удельным тепловым характеристикам зданий в соответствии со СП 41-104-2000 «Проектирование автономных источников теплоснабжения». Климатическая характеристика агломерации приравнена к параметрам г. Челябинск согласно СП 131-13330-2012 «Строительная климатология»: средняя температура наиболее холодной пятидневки равна -34 С; средняя температура наружного воздуха за отопительный период -6,5 С; продолжительность отопительного периода — 218 дней. Используются данные типовых проектов общественных и культурно-бытовых зданий. Годовая потребность агломерации в тепловой энергии составила 3,916 Гкал/час или около 4 МВт (Табл. 3).

Таблица 3

Тип застройки	Объем потребления тепловой энергии на 2014 год					
	S, тыс. м ²	Население, тыс. чел.	Расход тепла, Гкал/час			Всего, Гкал/ч
			Отопл.	Вент.	ГВС	
Индивидуальная	13,0	0,5	2,915	0	0,204	3,119
Соцкультбыт			0,122	0,207	0,112	0,441
			3,037	0,207	0,316	3,560
			Всего			3,916

Источником газоснабжения пос. Северный является система газопроводов «Бухара – Урал». Газоснабжение осуществляется от газораспределительной станции (ГРС) совхоза «Митрофановский» с проектным давлением газа на выходе 1,2 МПа, фактическим – 0,6 МПа. Диаметр распределительного газопровода – 150 мм.

Объем потребления природного газа определяется в соответствии со СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб». Для определения объемов потребляемого газа были приняты следующие параметры: теплотворная способность природного газа – 34 МДж/м³ (8000 ккал/м³); КПД отопительных котельных – 0,85; КПД систем местных водоподогревателей – 0,9 (тепловые нагрузки центрального теплоснабжения определены ранее). Охват централизованным газоснабжением принят за 100 %. Годовой объем потребления природного газа составил порядка 3 млн м³ (Табл. 4), без учета расходования газа на выработку электроэнергии.

Таблица 4

Категории	Объемы потребления природного газа на 2014 год	
	Расход газа м ³ /ч	тыс. м ³ /год
Индивидуально-бытовые нужды населения	83	150
Отопление жилой застройки	445	2330
Источники тепла (Соцкультбыт)	67	353
Всего, включая 5 % сумм. расхода на неучтенных потребителей	625	2975

Общий объем газа, необходимый для покрытия годовой потребности в тепловой и электрической энергии, составит 3,35–3,5 млн м³. С учетом этого формируются варианты снабжения энергией. Рассмотрим некоторые из них более подробно.

1-й вариант предполагает размещение на территории поселка установок РГ, вырабатывающих тепловую и электрическую энергию (Рис. 2). Их мощность, кроме заданной, должна покрывать так же и новые потребности в энергии.

На территории агломерации условно выделены три участка. На каждом из участков предполагается размещение одного газораспределительного пункта (ГРП). К каждому пункту должны быть подведены газопроводы высокого давления (1,2 МПа), идущие от районной ГРС. Далее, от ГРП прокладываются газопроводы среднего давления (0,3 МПа) до пункта редуцирования газа (ПРГ), от которого природный газ по газопроводам низкого давления будет подаваться непосредственно к установкам РГ.

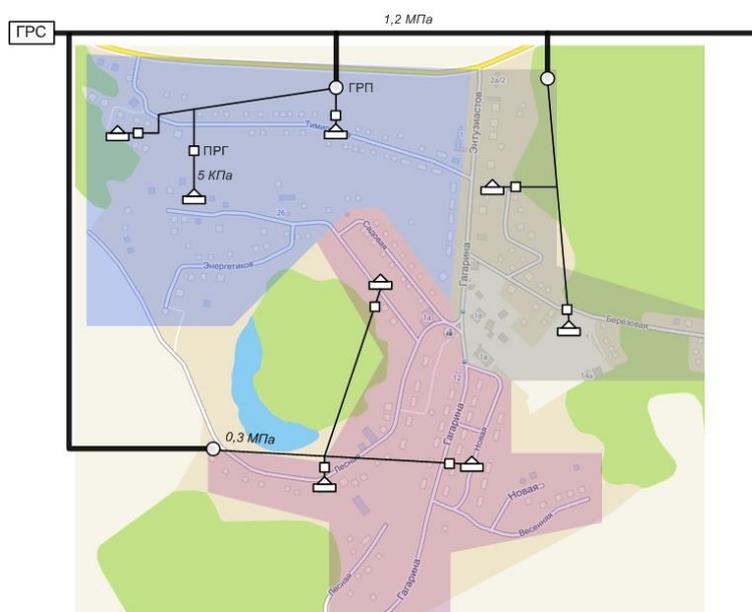


Рис. 2. Схема распределенной подачи энергии

В табл. 5 и 6 приведены технические параметры установок РГ двух типов – газотурбинных и газопоршневых (ГТУ и ГПУ). Выбор представленных установок обусловлен в первую очередь их популярностью и надежностью.

Таблица 5

Технические параметры газотурбинных установок

Модель	Производитель	Вид энергии	Р, кВт	Н, кВт	Топливо	Q, м ³ /ч	КПД
GT8C2	Alstom	Эл-во, тепло	56 300	10 635	Пр. газ	–	0,34
GE 10-2	General Electric	Эл-во	11 982	–	Пр. газ	–	0,33
GE 10-1	General Electric	Эл-во	11 250	–	Пр. газ	–	0,31
GPB70D	Kawasaki	Эл-во, тепло	6 530	9 418	Пр. газ, ПНГ, ДТ	2 483	0,30
GPB80D	Kawasaki	Эл-во, тепло	7 670	9 883	Пр. газ, ПНГ, ДТ	2 610	0,34
KG2-3G	Dresser Rand	Эл-во, тепло	1 920	4 500	Пр. газ, ПНГ	856	0,26
MT333	Flex Energy	Эл-во, тепло	333	373	Пр. газ, ПНГ	122	0,32
MT250	Flex Energy	Эл-во, тепло	250	350	Пр. газ, ПНГ	91	0,30

Таблица 6

Технические параметры газопоршневых установок

Модель	Производитель	Вид энергии	Р, кВт	Н, кВт	Топливо	Q, м ³ /ч	КПД
20V35/44G	MAN B&W	Эл-во, тепло	10 600	?	Пр. газ	–	0,48
G3516B	Caterpillar	Эл-во	1 500	–	Пр. газ	–	0,35
Jenbacher 420	General Electric	Эл-во, тепло	1 487	1 639	Пр./биогаз, ПНГ	–	0,42
CG170-12	Caterpillar	Эл-во	1 200	–	Пр./уг./биогаз	–	0,44
Jenbacher 312	General Electric	Эл-во, тепло	1 067	1 289	Пр./биогаз, ПНГ	–	0,41
G3516A	Caterpillar	Эл-во	1 000	–	Пр./уг./биогаз	–	0,36
Jenbacher 208	General Electric	Эл-во, тепло	330	410	Пр./биогаз, ПНГ	–	0,38

В рамках данного варианта было подобрано несколько ГПУ с когенерацией тепловой и электрической энергии. Их суммарная мощность в достаточной степени покрывает как заданные, так и новые потребности в энергии.

2-й вариант подразумевает электроснабжение поселка по традиционной схеме – через существующую ПС 110/10 кВ, 2×6,3 мВА, но с учетом замены силовых трансформаторов на более мощные – 16 мВА (Рис. 3). Необходимо провести реконструкцию существующих ЛЭП 110 кВ, а так же сетей 0,4 кВ, включающую замену деревянных опор на железобетонные и проводов на самонесущие изолированные. Работы по теплоснабжению агломерации включают прокладку теплосетей от ближайшей ТЭЦ (Котельной) до потребителей, а так же увеличение мощности станций. Для этого потребуются установка новых энергоблоков.



Рис. 3. Схема традиционной подачи энергии

В настоящее время проводятся расчеты по определению экономических параметров сформированных вариантов. Обоснование и представление результатов предполагается в последующих материалах.

Литература

1. Сурнин Н. В. Моделирование энергопотребления от источников централизованной и распределенной генерации для потребителей узлов расчетной схемы // Системные исследования в энергетике. Сборник трудов молодых ученых ИСЭМ СО РАН к 55-летию института. Отв. ред. к. т. н. А. С. Медников. Иркутск, 2015, вып. 45. – С. 29–33.
2. Воропай Н. И., Санеев Б. Г., Сендеров С. М., Стенников В. А., Новицкий Н. Н., Илькевич Н. И., Клер А. М. Энергетика будущего: комплексные проблемы инновационного развития и управления // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление. Сборник статей всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1–3 сентября 2015 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 591 с.
3. Илькевич Н. И. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. – Новосибирск: Наука, 2014. – 217с.

4. <http://www.gazcom74.ru/upload/iblock/32a/Годовой%20отчет%20за%202015%20год%20на%20раскрытие.pdf>. Отчет АО «Газпром газораспределение Челябинск» за 2015 г.
5. <http://chelgaz.ru/upload/iblock/5b8/5b85b60aeb8fd574b8f0426f1eeaf29d.pdf>. Отчет АО «Челябинскгоргаз» за 2015 г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В.Б. Шелехова

Введение

В настоящее время системы энергетики претерпевают трансформацию в интеллектуальные энергетические системы из-за повсеместного внедрения информационных технологий. Благодаря интеллектуализации энергетического оборудования была повышена управляемость энергетических систем.

С помощью современных систем учета и связи стал возможным эффективный обмен данными между централизованной системой и системами активного энергопотребления в режиме реального времени. В процессе этого обмена из централизованной энергосистемы поступают ценовые сигналы, а интеллектуальная система активного потребителя выбирает режим работы оборудования, и информирует энергосистему о количестве поставляемой в сеть или из сети энергии и количестве потребляемых первичных энергоносителей и др. Обладая информацией о состоянии всех элементов энергосистемы, системный оператор сможет эффективнее управлять режимами централизованной системы энергоснабжения и влиять на объем потребляемой энергии при помощи изменения тарифов (ценовые сигналы).

Традиционно развитие и эксплуатация различных видов систем энергоснабжения рассматривались по отдельности, несмотря на наличие взаимозависимостей. При совместном рассмотрении функционирования систем электро-, тепло-, газо- и хладоснабжения энергетическая система становится интегрированной[1]. Задача управления такими системами становится все более сложной по мере увеличения количества систем и их масштабности. С увеличением количества установок ВИЭ возникнет дополнительная сложность из-за стохастичности генерации.

Применение многотопливных установок предоставляет возможность выбора между различными первичными энергоресурсами для выработки энергии, что повышает надежность энергоснабжения.

Активный потребитель – один из основных элементов в процессе реализации интегрированной интеллектуальной энергетической системы. При моделировании активного потребителя возникает ряд вопросов, связанных с организацией рационального поведения потребителей, согласованием режимов централизованной системы и установок собственной генерации, платой за экологическое загрязнение окружающей среды, повышением надежности энергоснабжения.

Основной преградой для распространения установок собственной генерации является их высокая стоимость. Однако следует принимать во внимание, что за счет оптимизации энергоснабжения возможно значительно сократить срок окупаемости установок собственной генерации.

В этой работе были рассмотрены различные варианты исходных условий и их влияние на оптимальный способ энергоснабжения потребителя. Для решения вышеуказанной задачи были привлечены методы смешанно-целочисленного линейного программирования.

Моделирование графиков потребления энергии

Во многих работах по оптимизации энергоснабжения спрос на энергию принимают детерминированной величиной. Однако в действительности спрос на энергию характеризуется стохастичностью и зависит от множества различных факторов. Некоторые исследователи с помощью нормального распределения моделируют тарифы на природный газ, другие – выбор способа регулирования спроса на энергию.

Используя данные типовых графиков потребления электроэнергии и тепловой энергии, можно получить более реалистичные графики потребления энергии для исследования оптимального энергоснабжения активного потребителя. Значение спроса вычисляется отдельно для каждого рассматриваемого временного интервала. Для моделирования спроса на энергию используется статистические данные для каждого дня и нормальное распределение:

$$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

Типовой график потребления электроэнергии представлен на рис. 1.

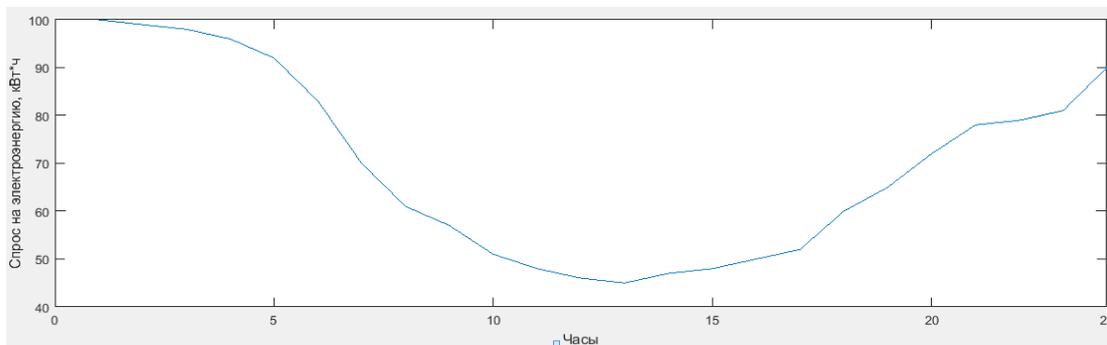


Рис. 1. Типовой график потребления электроэнергии в течение суток.

Модель тепло- и электропотребления

Заданными величинами являются: энергетического оборудования, статистические данные спроса потребителя, тарифы на энергию и стоимость первичных энергоресурсов.

Переменными являются: количество выработанной тепловой h и электрической энергии e , объемы поставок тепловой h_s и электрической энергии e_s из централизованной системы.

В результате решения задачи для полученных значений спроса на тепловую D_t^h и электрическую энергию D_t^e на протяжении рассматриваемого периода T необходимо определить количество выработанной тепловой h и электрической энергии e , объемы поставок тепловой h_s и электрической энергии e_s из централизованной системы.

Введем функцию затрат на энергоснабжение активного потребителя:

$$f(h, e, h_s, e_s) = \left(\sum_{t=1}^T b \eta_{уст} Q_H^p + Z c_{ст} + e_{s,t} c_{цс ээ} + h_{s,t} c_{цс тэ} - (e_t - D_t^e) c_{цс ээ} + (h_t - D_t^h) c_{цс тэ} \right),$$

где b – расход топлива в момент времени t , $\eta_{уст}$ – КПД установки собственной генерации, Q_H^p – низшая теплотворная способность топлива, Z – количество пусков установки, $c_{ст}$ – стоимость пуска установки, $c_{цс ээ}$ – стоимость покупки электроэнергии из системы централизованного электроснабжения, $c_{цс тэ}$ – стоимость покупки тепловой энергии из системы централизованного теплоснабжения.

Требуется минимизировать функцию затрат на энергоснабжение активного потребителя:

$$f(h, e, h_s, e_s) \rightarrow \min$$

При ограничениях:

- На соответствие произведенной и поставленной энергии спросу в момент времени t

$$e_t + e_{s,t} \geq D_t^e,$$

где D_t^e – спрос на электроэнергию в момент времени t .

$$h_t + h_{s,t} \geq D_t^h,$$

где D_t^h – спрос на тепловую энергию в момент времени t .

- На генерацию тепловой и электрической энергии

$$e_{\min} \leq e \leq e_{\max},$$

$$h_{\min} \leq h \leq h_{\max},$$

- На соответствие допустимых количеств тепловой и электрической энергии

$$\varepsilon_{\min} \leq \frac{h}{e} \leq \varepsilon_{\max}.$$

Доходы от продажи энергии в централизованную систему энергоснабжения:

$$R_{\text{пост},t} = (e_t - D_t^e)c_{\text{ЦСЭЭ}} + (h_t - D_t^h)c_{\text{ЦСТЭ}}.$$

Для решения представленной выше задачи используется смешанно-целочисленное линейное программирование, позволяющее использовать целочисленные переменные, необходимые для обозначения стартовых затрат.

Последовательность проведения вычислительного эксперимента:

1. Этап подготовки исходной информации. На данном этапе моделируются значения спроса на тепловую D_t^h и электрическую энергию D_t^e , составляются суточные и годовые графики энергопотребления, вводятся данные о тарифах на энергию, стоимость первичных энергоресурсов, ограничения на производство энергии собственными источниками и ограничения на поставки энергии из централизованной системы энергоснабжения.
2. Этап вычисления.
3. Анализ полученных результатов при помощи графиков и таблиц.

Управление генерацией активного потребителя тепловой и электрической энергии

В данном вычислительном эксперименте исследуется управление генерацией активного потребителя тепловой и электрической энергии на примере микротурбины С 1000 в комплектации с утилизационным теплообменником. Задача рассматривается на протяжении года, причем значение спроса на тепловую и электрическую энергию моделировалось для каждого часа на основе статистических данных для каждого дня. За временной интервал был принят 1 час.

Источники тепловой энергии:

-МикроГТУ, централизованная система теплоснабжения.

Источники электроэнергии:

-МикроГТУ, централизованная система электроснабжения.

Для решения данной задачи учитываются различные режимы данного оборудования – возможность увеличивать отпуск одного вида энергии и сокращать отпуск другого, уменьшение КПД при снижении нагрузки, принимается во внимание время выхода на номинальную мощность микроГТУ.

Полученный спрос на электроэнергию в течение года приведен на рис. 2. Тарифы на природный газ, принятые в данном расчете, приведены в табл. 1.

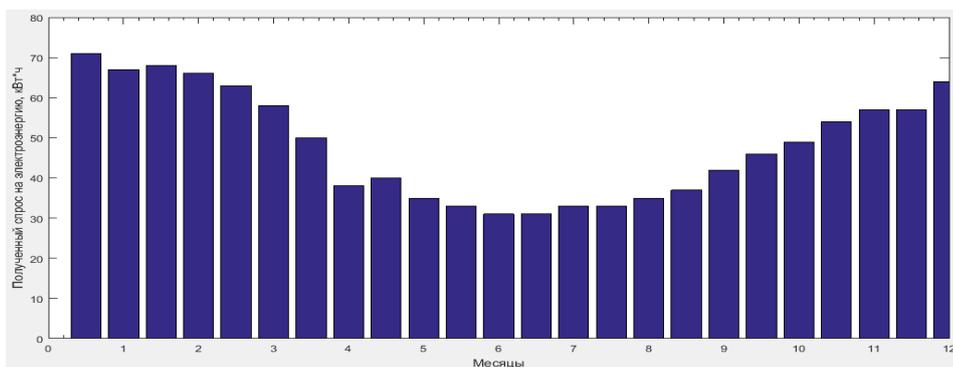


Рис. 2. Полученный спрос на электроэнергию в течение года.

Таблица 1

Тарифы на природный газ в течение года

Тариф на природный газ в период с января по май и с сентября по , руб./м ³	Тариф на природный газ в период с мая по сентябрь, руб./м ³
7,5	3

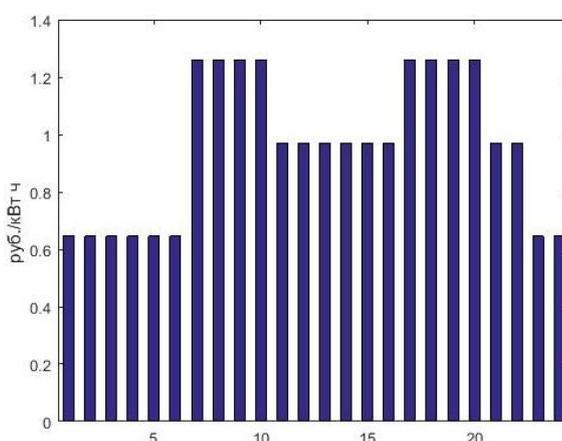


Рис.3. Тарифы на электроэнергию в течение суток.

Тарифы на электроэнергию, дифференцированные в течение суток, действующие в Иркутской области, приведены на рис. 3.

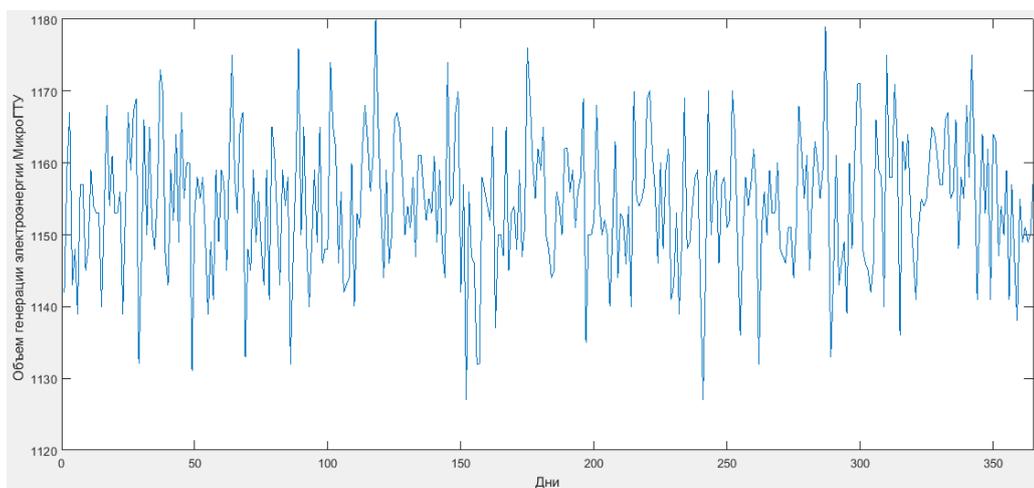


Рис.4. Объем генерации электроэнергии микроГТУ

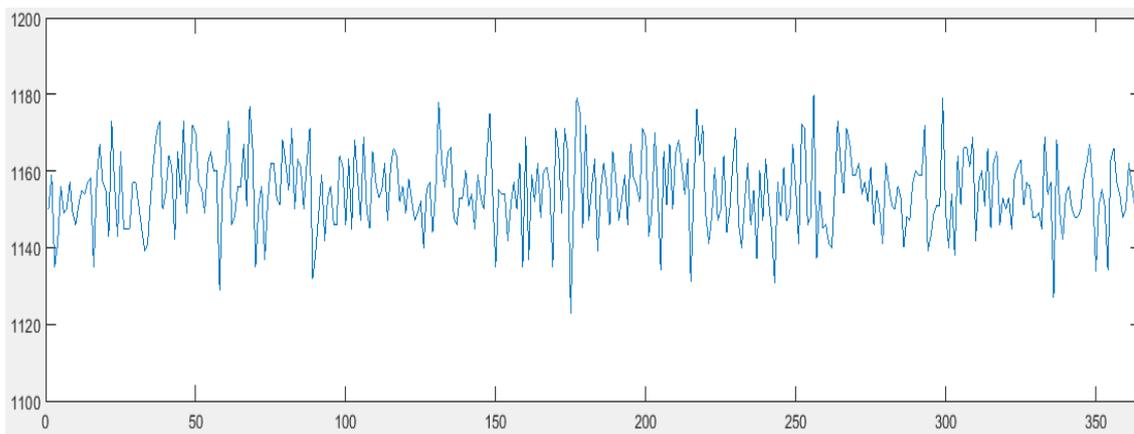


Рис.5. Объем генерации тепловой энергии микроГТУ

Результаты расчета по управлению генерацией активного потребителя представлены на рис. 4 и рис. 5. Из рис. 4 следует, что летом происходит некоторое снижение объемов генерации микроГТУ по сравнению с зимними месяцами, что связано с повышением тарифов. На рис. 5 показан объем генерации тепловой энергии микроГТУ, в зимние месяцы недостающее количество тепла поставлялось из централизованной сети.

Таким образом, происходит из-за дифференцированного по времени суток тарифа на электроэнергию, в пиковые часы осуществляется покрытие нагрузки полностью за счет собственной генерации, в ночные часы целесообразнее потреблять электроэнергию из централизованной системы.

Заключение

Была решена задача управления генерацией активного потребителя тепловой и электрической энергии при условии покрытия собственной нагрузки с наименьшими затратами. При этом использовались графики потребления энергии, полученные с помощью стохастического моделирования.

Для решения данной задачи учитывались различные режимы данного оборудования – возможность микроГТУ увеличивать отпуск одного вида энергии и сокращать отпуск другого, уменьшение КПД при снижении нагрузки, а также при выборе временного интервала было принято во внимание время выхода на номинальную мощность микроГТУ.

В дальнейшем планируется углубить данное исследование, и принять во внимание нелинейные характеристики оборудования, рассмотреть различные типы установок собственной генерации, согласовывать режимы систем активного потребления энергии и централизованной системы энергоснабжения.

Литература

1. Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. и др. интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего // Сб. статей всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1-3 сентября 2015г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 47-55.
2. A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning. Aldo Bischi, Leonardo Taccari, Emanuele Martelli, Edoardo Amaldi, Giampaolo Manzolini, Paolo Silva, Stefano Campanari, Ennio Macchi. Energy.

Научно-технический прогресс в энергетике

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ НА ПРИМЕРЕ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ТУРБОУСТАНОВКИ

В.Э. Алексеюк

Проблема повышения эффективности и надежности работы ТЭС в настоящее время носит актуальный характер и существенно зависит от режимов эксплуатации и оперативного управления теплоэнергетическим оборудованием. Для повышения эффективности управления основным оборудованием электростанции оперативному персоналу нужно иметь «обратную связь», т.е. отслеживать, как изменяются параметры оборудования и его показатели, которые трудно или невозможно измерить (расход твердого топлива, к.п.д. котельного агрегата, удельный расход топлива) при изменении управляющих воздействий. Причем такая информация должна поступать к оперативному персоналу достаточно быстро, в режиме близком к режиму реального времени.

Кроме того, следует отметить, что фактическое состояние теплоэнергетического оборудования ТЭС меняется в ходе эксплуатации. Таким образом, при оперативном управлении режимами работы станции важной является задача оценивания состояния основного теплоэнергетического оборудования. Причем, оценка и обоснованный выбор режимов работы может осуществляться при помощи методов и программных средств математического моделирования и оптимизации [1].

Для решения вышеуказанных задач необходимо иметь адекватную математическую модель исследуемого теплоэнергетического оборудования, хорошо описывающую реальные режимы работы и учитывающую его фактическое состояние. Для получения такой математической модели, после ее построения, нужно сформировать и решить задачу идентификации модели.

В ИСЭМ СО РАН разработан программно-вычислительный комплекс (ПВК), позволяющий оперативно проводить оптимизационные расчеты режимов работы ТЭС или основного теплоэнергетического оборудования [2,3]. ПВК базируется на методах и программных средствах математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок [4]. В составе ПВК разработана и реализована методика идентификации математических моделей основного энергетического оборудования по результатам замеров параметров (расходов, температур, давлений и др.) в различных точках технологических схем паровых котлов и турбин, выполненных во время испытаний исследуемого оборудования в нескольких режимах работы. Эта методика позволяет настроить коэффициенты математической модели, таким образом, чтобы результаты, получаемые с помощью математической модели, как можно более точно соответствовали фактическому состоянию оборудования, что обеспечивает обоснованность оптимизационных решений.

Данная работа является продолжением работ ИСЭМ СО РАН по идентификации математических моделей основного теплоэнергетического оборудования ТЭС. Ранее были сформулированы задачи оптимизации и проведены расчеты ряда котло- и турбоагрегатов [1–5].

Подобные задачи решаются и для электроэнергетического оборудования. В [6] приводятся статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем, а [7] описывает алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач оценивания состояния электроэнергетической системы. Среди современных зарубежных работ можно выделить статьи [8,9]. В [8] описывается построение математической модели паровой турбоустановки как рабочего инструмента для согласования данных во время оперативного управления оборудованием и для уменьшения неопределенности измерений. В [9] описывается методика калибровки математических моделей, построенных по генетическому алгоритму. Следует отметить, что в [9] не приводится описание используемой математической модели, а в [8] рассматривается упрощенная модель турбоустановки, содержащая небольшое количество элементов.

В данной работе, в качестве исследуемой была выбрана паровая турбоустановка К-225-12,8-3Р. Турбина входит в состав 3-го энергоблока Харанорской ГРЭС. Турбоустановка К-225-12,8-3Р с промежуточным перегревом пара мощностью 225 МВт состоит из трех цилиндров: высокого, среднего и низкого давления. Регенеративная установка включает в себя конденсатор пара уплотнений (КПУ), три подогревателя низкого давления (ПНД), деаэратор и три подогревателя высокого давления (ПВД). ПНД-2 является подогревателем смешивающего типа. После ПНД-2 основной конденсат подается конденсатными насосами второй ступени в водяной экономайзер низкого давления, расположенный в конвективной шахте котельного агрегата энергоблока и возвращается на вход ПНД-3 турбоустановки.

Расчетная схема установки представлена на рисунке 1. На данной схеме указаны точки и обозначения контролируемых параметров (замеров). Каждому элементу расчетной схемы турбоустановки присвоена соответствующая математическая модель, состоящая из ряда уравнений, описывающих происходящие в них процессы. Также на рисунке 1 указаны потоки и направления движения воды и пара.

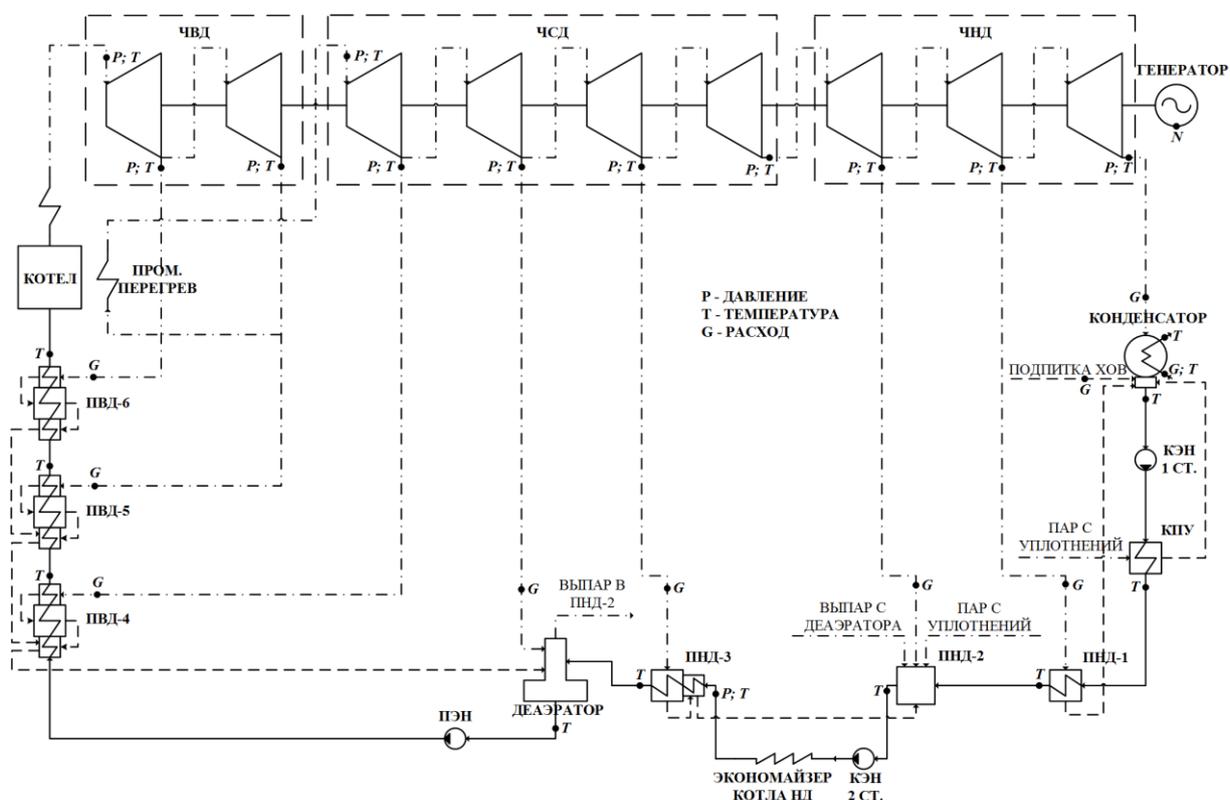


Рис. 1. Расчетная схема турбоустановки К-225-12,8-3Р

Для математического моделирования турбоустановки использовался разработанный в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительный комплекс «Системы машинного построения программ» [4]. Расчетная схема установки состоит из 42 элементов и 68 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 341 информационно-входных, 442 информационно-выходных параметров, из которых 19 параметров являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

Математическая модель расчета рассматриваемой турбоустановки, построенная из математических моделей входящих в ее состав элементов, представляет собой большое количество уравнений, решаемых по определенной последовательности. Ниже приведены основные уравнения таких элементов математической модели турбины как отсек турбины, регенеративный подогреватель, насос, электрогенератор, деаэратор и конденсатор.

1. Отсек турбины. Представляет собой группу ступеней между отборами пара. Основными расчетными параметрами для отсека являются: давление пара на входе P_1 , энтальпия пара на выходе H_2 и вырабатываемая отсеком механическая мощность N_M .

Давление P_1 определяется по известной формуле Стодоль-Флюгеля:

$$P_1 = \sqrt{\frac{G^2 \cdot P_1 \cdot V_1 \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{\bar{G}^2 \cdot \bar{P}_1 \cdot \bar{V}_1}} + P_2^2, \quad (1)$$

где P – давление пара; G – расход пара через отсек; V – удельный объем пара.

В данной формуле индекс 1 указывает на значения параметров на входе в отсек, а индекс 2 – на выходе. Параметры пара в номинальном (или в каком-либо характерном) режиме обозначаются чертой над ними.

Энтальпия H_2 определяется через идеальный теплоперепад с учетом внутреннего относительного к.п.д. цилиндра турбины. В отсеках турбины, в которых образуется влажный пар, также учитывается влияние степени влажности пара на снижение эффективности отсека.

$$H_2 = H_1 - (H_1 - H_2^*) \cdot \eta_i, \quad (2)$$

где H_1 – энтальпия пара перед отсеком; H_2^* – энтальпия пара в конце идеального расширения до давления P_2 ; η_i – внутренний относительный к.п.д.

$$N_M = G \cdot (H_1 - H_2) \cdot \eta_m,$$

где η_m – механический к.п.д. отсека.

2. Регенеративный подогреватель. При его расчете определяются: давление воды на выходе P_{B2} , температура воды на выходе T_{B2} и расход греющего пара G_{Π} .

$$P_{B2} = P_{B1} - R_B \cdot \left(\frac{G_B}{G_{\Pi}} \right)^2, \quad (3)$$

где P_{B1} – давление воды на входе в подогреватель; G_B – расход воды через подогреватель (с верхней чертой – в номинальном режиме); R_B – гидравлическое сопротивление подогревателя по воде.

$$\begin{aligned} T_{B2} &= T_H - (T_H - T_{B1}) \cdot e^{\Delta}; \\ \Delta &= \bar{G}_B \cdot \log \left(\frac{\bar{T}_{\Pi} - \bar{T}_{B1}}{\bar{T}_{\Pi} - \bar{T}_{B2}} \right); \\ P_K &= P_{\Pi} \cdot k_D - R_{\Pi}, \end{aligned} \quad (4)$$

где T_H – температура насыщения при давлении конденсата подогревателя P_K ; T_{Π} – температура греющего пара; P_{Π} – давление греющего пара в отборе турбины; k_D – коэффициент дросселирования греющего пара; R_{Π} – гидравлическое сопротивление по пару.

$$G_{\Pi} = \frac{G_B \cdot (H_{B2} - H_{B1})}{\eta_m} - \frac{G_D \cdot (H_D - H_{B2})}{(H_{\Pi} - H_{B2})},$$

где H_B – энтальпия воды, определяемая по давлению и температуре (на входе и выходе из подогревателя); G_D – расход дренажа других подогревателей, сливаемых в рассчитываемый подогреватель; H_D – энтальпия дренажа других подогревателей; H_{Π} – энтальпия греющего пара; η_m – коэффициент использования тепла.

3. Насос. Его расчетными параметрами являются: давление на выходе P_2 , энтальпия на выходе H_2 и потребляемая мощность N .

$$P_2 = P_1 + \Delta P,$$

где P_1 – давление на входе; ΔP – напор насоса.

$$H_2 = H_1 + K;$$

$$N = \frac{G \cdot K}{\eta_i};$$

$$K = \frac{v \cdot \Delta P \cdot 98,1}{\eta_m},$$

где H_1 – энтальпия воды на входе; G – расход воды; v – удельный объем воды; η_i – внутренний относительный к.п.д. насоса; η_m – механический к.п.д. насоса.

4. Электрогенератор. Определяется электрическая мощность на клеммах $N_{\mathcal{E}}$.

$$N_{\mathcal{E}} = N_M \cdot \eta_{\phi};$$

$$\eta_{\phi} = \eta_n \cdot \left(\frac{N_M}{N_H} \right)^A,$$

где N_M – суммарная механическая мощность отсеков турбины; η_{ϕ} – фактический электрический к.п.д. генератора; η_n – номинальный электрический к.п.д. генератора; N_H – номинальная механическая мощность турбины; $A = 0,01376$.

5. Деаэратор. Расчетными величинами являются: давление воды на выходе P_{B2} , расход воды на выходе G_{B2} и расход греющего пара G_{Π} . Энтальпия воды на выходе H_{B2} определяется как энтальпия насыщения при давлении в деаэраторе P_{B2} .

$$P_{B2} = P_{\Pi} \cdot k_D, \quad (5)$$

где P_{Π} – давление греющего пара в отборе; k_D – коэффициент дросселирования пара.

$$G_{B2} = G_{B1} + G_D + G_{\Pi};$$

$$G_{\Pi} = \frac{G_D \cdot (H_{B2} - H_D) + (G_{B2} - G_D) \cdot (H_{B2} - H_{B1})}{(H_{\Pi} - H_{B1}) \cdot k_{DE}},$$

где G_B – расход воды; H_B – энтальпия воды (на входе и выходе из деаэратора); G_D – расход дренажа ПВД, сливаемых в деаэратор; H_D – энтальпия дренажа ПВД; H_{Π} – энтальпия греющего пара; k_{DE} – коэффициент деаэрации.

6. Конденсатор. Расчет производится по упрощенной методике, разработанной ВТИ. Определяются: энтальпия конденсата на выходе H_K ; давление конденсата на выходе P_K ; энтальпия охлаждающей воды на выходе H_{B2} .

$$H_K = \frac{E_{MB} \cdot H_{B1} - G_{\Pi} \cdot H_{B2} - G_D \cdot H_D}{E_{MB} - G_{\Pi} - G_D};$$

$$E_{MB} = G_B \cdot e^{\frac{Q_K \cdot S}{G_B}};$$

$$Q_K = k_{\mathcal{E}} \cdot k_K \cdot F_B \cdot F_X \cdot F_T \cdot F_D; \quad (6)$$

$$F_B = \left(\frac{k_K \cdot G_B}{FS_B \cdot D_{BH}^{0,25}} \right)^{(0,12+0,018 \cdot H_{B1}) \cdot k_{\varepsilon}}; \quad (7)$$

$$F_X = 1 - 0,1 \cdot (35 - H_{B1}) \cdot (Z_X - 2);$$

$$F_T = 1 - \frac{(35 - H_{B1})^2 \cdot \sqrt{k_{\varepsilon}}}{2000}, \quad (8)$$

где H_{B1} – энтальпия охлаждающей воды на входе; G_B – расход охлаждающей воды; G_{Π} – расход отработавшего пара; H_{Π} – энтальпия пара; $G_{\text{Д}}$ – расход дренажей подогревателей НД, сливаемых в конденсатор; $H_{\text{Д}}$ – энтальпия дренажей; S – площадь поверхности теплообмена; k_{ε} – коэффициент эффективности; $k_K = 0,97229$; $F_{\text{Д}} = 1$; D_{BH} – внутренний диаметр труб; FS_B – проходное сечение конденсатора по воде; Z_X – число ходов воды.

$$H_{B2} = H_{B1} + \frac{G_{\Pi} \cdot (H_{\Pi} - H_K) + G_{\text{Д}} \cdot (H_{\text{Д}} - H_K)}{G_B};$$

$$P_K = \frac{P_K^*}{0,0981},$$

где давление насыщения P_K^* определяется в зависимости от энтальпии H_K .

Методика идентификации. Состав параметров математической модели задачи идентификации можно условно разделить следующим образом: параметры, замеряемые на установке и являющиеся информационно-входными для математической модели x_{ε} ; замеряемые параметры, являющиеся информационно-выходными для математической модели y_{ε} и параметры, которые не замеряются на реальной установке, но являются информационно-входными для модели x_n .

Состав настраиваемых коэффициентов θ математической модели подбирается индивидуально для каждой математической модели. Они необходимы для влияния на физические процессы, происходящие в элементах математической модели. В качестве уточняемых коэффициентов математической модели исследуемой турбоустановки К-225-12,8-3Р были выбраны номинальные расходы пара \bar{G} (1) и внутренние относительные к.п.д. отсеков турбины η_i (2), номинальные расходы питательной воды через регенеративные подогреватели \bar{G}_B (3,4), коэффициент дросселирования пара в деаэраторе $k_{\text{Д}}$ (5) и коэффициент эффективности теплообмена в конденсаторе k_{ε} (6–8). Всего массив настраиваемых коэффициентов включал в себя 25 элементов.

Задача идентификации состоит в том, чтобы найти значения коэффициентов математической модели и замеряемых параметров, определяемые с учетом точности замеров и выполнения ограничений на работу оборудования. Математическая формулировка этой задачи имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^i, x_3^i, \theta} f(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta), \quad (9)$$

при условиях

$$H(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) = 0; \quad (10)$$

$$G(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) \geq 0; \quad (11)$$

$$x_{3j}^i - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2} \leq \bar{x}_{3j}^i \leq x_{3j}^i + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2}; \quad (12)$$

$$y_{3k}^i - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \leq \bar{y}_{3k}^i \leq y_{3k}^i + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2}; \quad (13)$$

$$f = \sum_{i=1}^R \left[\sum_{j=1}^N \frac{(x_{3j}^i - \bar{x}_{3j}^i)^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{(y_{3k}^i - \bar{y}_{3k}^i)^2}{\sigma_{yk}^2} \right], \quad (14)$$

где H – функция ограничений равенств, включающая в себя уравнения математической модели; G – функция ограничений неравенств, учитывающая физические ограничения на работу реального оборудования; f – целевая функция, учитывающая отклонения параметров рассчитываемых с помощью математической модели (с верхней чертой) от замеров, полученных на реальном оборудовании (без черты) с учетом точности средств измерения, используемых во время испытаний исследуемого оборудования; ψ – коэффициент, равный модулю максимального относительного отклонения параметров; σ_x^2 , σ_y^2 – дисперсия погрешности замера соответственно вектора x_3 и вектора y_3 ; R – количество рассчитываемых режимов; N – размерность векторов x_3 ; M – размерность векторов y_3 .

Указанные выше дисперсии погрешностей замеров определяются в соответствии с изложенным в [6] подходом из выражения:

$$\sigma^2 = \left(\frac{XB \cdot \alpha}{3 \cdot 100} \right)^2,$$

где XB – верхний предел измерения прибора; α – класс точности прибора (в %).

При использовании этой методики были обнаружены присущие ей недостатки, которые не позволили успешно решить задачу идентификации исследуемого оборудования.

Во-первых, задача идентификации (9), заключающаяся в минимизации целевой функции (14), решается, когда известно, что среди замеренных параметров отсутствуют грубые ошибки измерения. Ошибочными являются значения тех измеренных параметров, которые находятся за пределами заявленной точности средств измерений, использованных во время испытаний. Но, если среди замеров присутствуют «плохие» замеры с грубыми ошибками измерения в каком-либо из рассматриваемых режимов работы, то данные ошибки перераспределяются между различными замеряемыми параметрами в одном режиме работы и, что важнее, между различными режимами. Такое перераспределение не позволяет однозначно определить ошибочный замер и приводит к неверным решениям.

Во-вторых, вышеизложенная методика не учитывает погрешность непосредственно самой математической модели исследуемого оборудования. Модели основного теплоэнергетического оборудования ТЭС основаны на нормативных методах расчета и не всегда описывают реальные процессы с достаточной точностью. Это вносит дополнительные погрешности, которые должны быть учтены при решении задачи идентификации.

В целях преодоления вышеизложенных проблем в настоящей работе предлагается усовершенствовать существующую методику идентификации. Нужно разбить задачу на 3 характерных этапа, которые решаются строго последовательно.

1-й этап. Для выявления ошибочных замеров предлагается решать задачу минимизации коэффициента ψ , для каждого из рассматриваемых режимов работы оборудования по-отдельности. Задача минимизации имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^i, x_3^i, \theta, \psi} \psi, \quad (15)$$

при условиях

$$H(y, x_H, x_3, \theta) = 0; \quad (16)$$

$$G(y, x_H, x_3, \theta) \geq 0; \quad (17)$$

$$x_{3j} - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2} \leq \bar{x}_{3j} \leq x_{3j} + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2}; \quad (18)$$

$$y_{3k} - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \leq \bar{y}_{3k} \leq y_{3k} + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \quad (19)$$

Если значение целевой функции задачи в точке решения выше определенного порогового значения, то среди замеров имеются ошибочные. Для их определения необхо-

димо найти активные ограничения на отклонение значения измеряемого параметра от вычисляемого. Значение замера, входящего в это ограничение, помечается как ошибочное и исключается из дальнейшего рассмотрения. Решение данной задачи, поиск и исключение «плохих» замеров, повторяется до достижения требуемого значения целевой функции. Как показали исследования, такой подход позволяет более эффективно находить ошибки измерения и минимизирует перераспределение ошибочных измерений между параметрами в различных режимах. Только после исключения всех неточных измерений решается задача минимизации целевой функции на 2-м этапе.

2-й этап. На данном этапе решения задачи идентификации оборудования проверяется математическая модель на предмет ошибок моделирования. Постановка оптимизационной задачи подобна задаче, выполняемой на 1-м этапе, за исключением того, что она решается для всех рассматриваемых режимов совместно. Как выяснилось, это позволяет выявить некорректное описание математической моделью процессов, протекающих в энергоустановке. Постановка задачи имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^i, x_3^i, \theta, \psi} \psi, \quad (20)$$

при условиях

$$H(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) = 0; \quad (21)$$

$$G(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) \geq 0; \quad (22)$$

$$x_{3j}^i - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2} \leq \bar{x}_{3j}^i \leq x_{3j}^i + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2}; \quad (23)$$

$$y_{3k}^i - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \leq \bar{y}_{3k}^i \leq y_{3k}^i + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \quad (24)$$

Если в результате решения этой задачи имеются параметры, отклонение которых от измеряемых в разных режимах значительно отличается, то это говорит об отсутствии необходимого коэффициента в списке настраиваемых или свидетельствует о неточности самой математической модели. Возможно, потребуется учесть незначительные потоки теплоносителей, которыми пренебрегли на этапе построения математической модели исследуемого оборудования. После внесения необходимых изменений в расчетную схему математической модели исследуемого оборудования или добавлению оптимизируемых коэффициентов можно переходить к заключительному этапу идентификации.

3-й этап. На данном этапе решается рассмотренная выше оптимизационная задача (9–14). Следует отметить, что на 1-м и 2-м этапах предлагаемой методики идентификации минимизируется коэффициент ψ , который связан только с наибольшей относительной невязкой контролируемых параметров. Чтобы добиться максимально возможного сближения работы реального оборудования и математической модели, необходимо минимизировать целевую функцию (14), которая представляет собой сумму квадратов относительных невязок параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования.

Необходимые для идентификации математической модели значения измеряемых параметров в контрольных точках схемы, а также точности использованных средств измерения были взяты из Отчета по гарантийным испытаниям фактической турбоустановки. Класс точности использованных датчиков в среднем составляет: для приборов, измеряющих давление – 0,5%, температуру – 1%, расход – 0,5%. Из имеющегося набора режимов работы были отобраны 6 режимов, характеризующих работу оборудования в допустимом диапазоне нагрузок. Каждый режим содержит 45 замеренных значений параметров в различных точках технологической схемы. Из них 8 параметров являются информационно-входными для математической модели турбоустановки, а 37 – информационно-выходными.

На первом этапе для каждого из 6-ти рассматриваемых режимов работы турбины была сформирована оптимизационная задача для определения «плохих» замеров. Количество оптимизируемых параметров каждой задачи составило 34, а суммарное количество ограничений-неравенств – 146. Минимизируемый коэффициент ψ значительно превышал пороговое значение, равное трем. Анализ выполненных оптимизационных вычислений показал, что значения температур пара на выходе из отсеков 4, 6, 8 во всех режимах выходили за пределы заданных точностей установленных датчиков температур. Убедиться в этом помогло построения процесса расширения пара в h,s -диаграмме, в котором значения температур и давлений были взяты из Отчета по гарантийным испытаниям турбины. Процесс расширения для одного из режимов представлен на рис. 2. Цифры на графике указывают на номер отсека, на выходе из которого замерялась температура. Оказалось, что в некоторых отсеках внутренний относительный к.п.д. составлял больше единицы (наклон в сторону уменьшения энтропии), что термодинамически невозможно. Поэтому было принято решение исключить данные замеры как ошибочные.

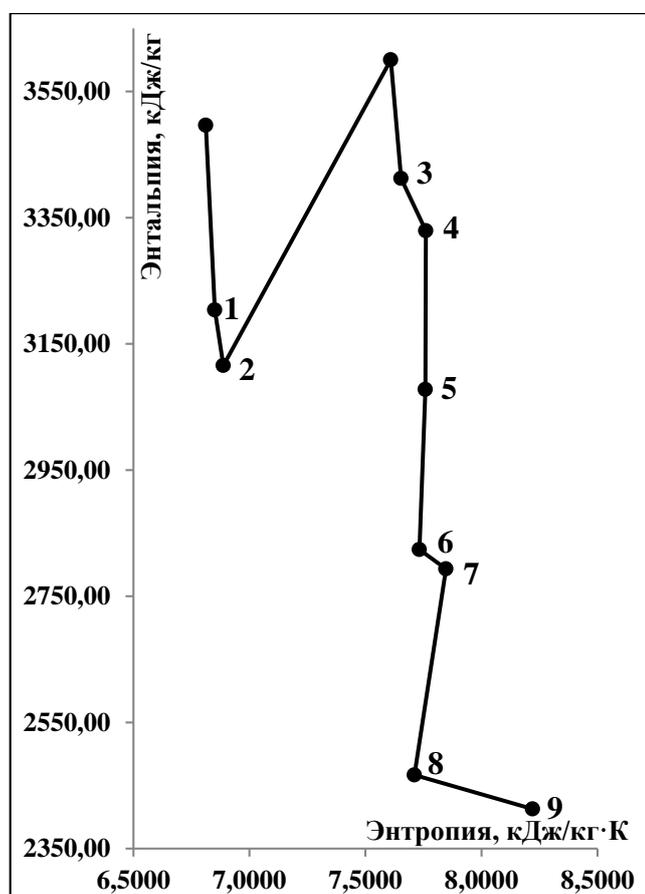


Рис. 2. Процесс расширения пара в h,s -диаграмме, построенный по замерам

На 2-м этапе, была сформирована оптимизационная задача для определения ошибок непосредственно математической модели турбоустановки, так как коэффициент ψ все еще превышал пороговое значение. Количество оптимизируемых параметров такой задачи составило 73, а суммарное количество ограничений-неравенств – 868. Результаты расчета показали, что параметры в деаэраторе и в конденсаторе существенно отклонялись от замеров, причем это происходило не во всех режимах. Для выявления проблемы, были проанализированы значения коэффициентов дросселирования пара в деаэраторе k_d и эффективности теплообмена в конденсаторе $k_{\text{э}}$ при решении задачи (15–

19) для каждого режима в отдельности, выполненный на 1-м этапе. Такой анализ показал, что значения этих коэффициентов существенно меняются от режима к режиму.

Анализ зависимости этих коэффициентов от расхода острого пара на турбину выявил линейную зависимость между ними. Поэтому в математические модели соответствующих элементов были добавлены выражения, которые определяли значения этих коэффициентов по линейной зависимости вида $y = ax + b$, где переменной x соответствует расход острого пара на входе в турбину. При решении задачи (20–24) для всех режимов одновременно коэффициенты a и b вышеприведенного линейного уравнения были включены в состав массива уточняемых коэффициентов. Графическое представление вышеизложенных зависимостей изображено на рисунках 3 и 4. На графиках точками обозначены значения, полученные при оптимизационных расчетах для каждого режима по-отдельности, выполненный на 1-м этапе идентификации, а линия представляет полученную на 2-м этапе линейную зависимость коэффициентов от расхода острого пара на входе в турбину.

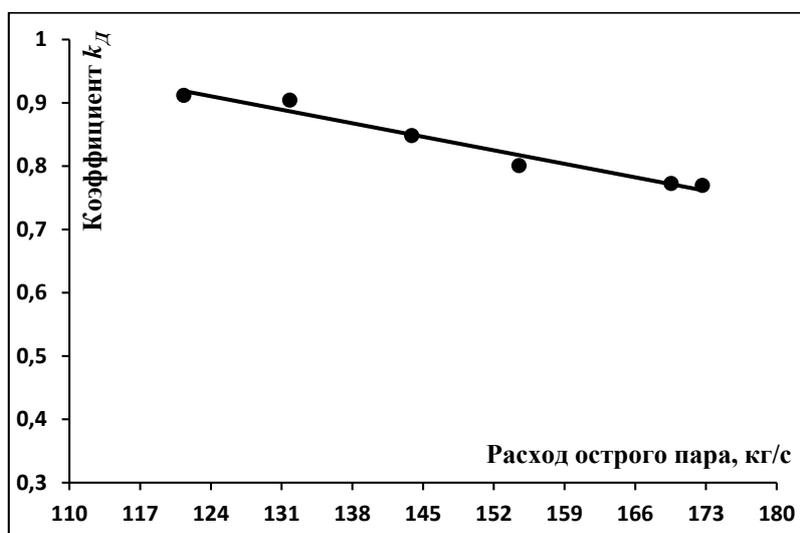


Рис. 3. Зависимость коэффициента дросселирования пара в деаэраторе от расхода острого пара

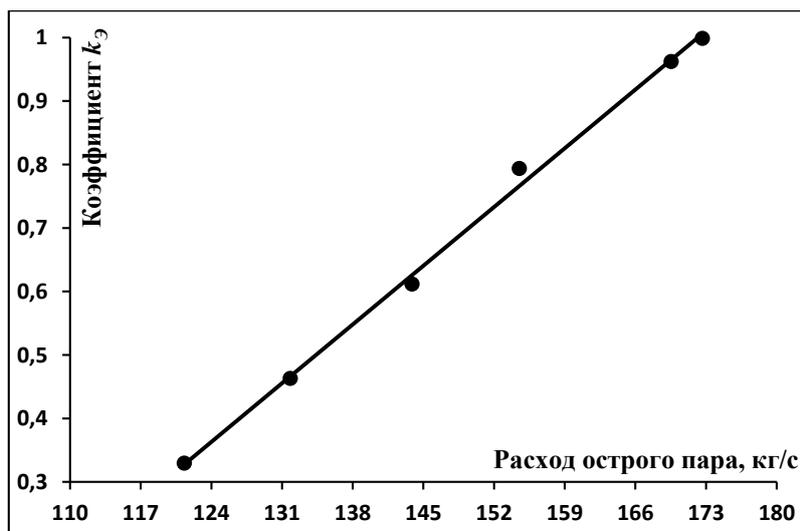


Рис. 4. Зависимость коэффициента эффективности теплообмена в конденсаторе от расхода острого пара

Более того, было замечено, что мощность турбины отклонялась от замеренного значения в режимах с минимальной и максимальной нагрузкой. Это объясняется зависимостью внутреннего относительного к.п.д. отсеков турбины (2) от расхода пара через отсеки. Поэтому данные постоянные коэффициенты были заменены квадратичными функциями, где в качестве переменной выступало отношение фактического расхода пара через отсек к номинальному расходу.

$$\eta_i = A \cdot \left(\frac{G}{G}\right)^2 + B \cdot \left(\frac{G}{G}\right) + C \quad (25)$$

Кроме того, на данном этапе были учтены сравнительно небольшие потоки теплоносителей в схеме регенерации, которые оказывали влияние на точность расчетов. Такими потоками были выпар с деаэратора и пар с уплотнений ЧВД турбины, которые поступают в смешивающий подогреватель низкого давления ПНД-2. Это изменение уменьшило расчетный расход греющего пара на данный подогреватель и, следовательно, снизило невязку данного замера.

Таким образом, массив уточняемых коэффициентов на 2-м этапе идентификации претерпел некоторые изменения. Вместо коэффициентов дросселирования пара в деаэраторе k_d и эффективности теплообмена в конденсаторе k_c были добавлены коэффициенты a , b вышеописанных линейных уравнений. Также, вместо постоянных внутренних относительных к.п.д. были добавлены коэффициенты A , B , C квадратичных уравнений этих коэффициентов (25) для частей высокого, среднего и низкого давления турбины. Размерность массива настраиваемых коэффициентов составила 27 элементов.

Вышеизложенные изменения математических моделей элементов турбины и расчетной схемы позволили снизить оптимизируемый коэффициент ψ до допустимой величины.

На заключительном 3-м этапе была решена оптимизационная задача (9–13) с целевой функцией (14). Количество оптимизируемых параметров такой задачи составило 72, а суммарное количество ограничений-неравенств – 868. В таблице 1 приведены результаты расчета значений основных параметров для отобранных режимов работы турбоустановки и абсолютной невязки между рассчитанным значением параметра и замера (в скобках). В результате решения задачи идентификации математической модели турбоустановки, среднее значение отклонений параметров, рассчитанных с помощью математической модели, от замеренных значений в 6 режимах работы составило 2%, что является показателем высокой точности решения поставленной задачи.

Таблица 1

Результаты расчета и абсолютные значения невязок основных параметров для различных режимов работы турбоустановки

Параметр, един. изм.	Режим работы турбоустановки					
	I	II	III	IV	V	VI
Расход острого пара в голову турбины, кг/с	119,0 (-2,2)	129,1 (-2,7)	140,9 (-3,2)	152,4 (-2,7)	168,4 (-1,1)	171,4 (-3,4)
Давление острого пара перед 1-й ступенью, кгс/см ²	88,7 (1,6)	96,1 (0,9)	104,5 (0,1)	112,8 (-0,2)	123,6 (0,1)	126,7 (-0,5)
Энтальпия острого пара, ккал/кг	835 (10)	836 (6)	834 (0)	834 (-5)	830 (-10)	830 (-10)
Электрическая мощность турбины, МВт	160,4 (-0,8)	175,0 (-1,3)	190,2 (-0,2)	204,9 (0)	222,9 (1,7)	227,7 (0,3)
Энтальпия пара на промежуточный перегрев, ккал/кг	744 (12)	745 (10)	743 (7)	743 (4)	740 (0)	739 (1)
Энтальпия пара после проме-	860	863	863	864	862	861

жучочного перегрева, ккал/кг	(-5)	(-6)	(-3)	(-3)	(-3)	(3)
Расход отработавшего пара в конденсатор, кг/с	92,6 (1,4)	99,3 (0,9)	107,5 (0,9)	114,6 (1,0)	124,4 (1,3)	125,4 (-0,7)
Давление пара в конденсаторе, кгс/см ²	0,025 (0,002)	0,024 (0,002)	0,025 (0,004)	0,024 (0,003)	0,024 (0,002)	0,024 (0,002)
Энтальпия воды на выходе из деаэратора, ккал/кг	159,3 (0,4)	162,6 (1,8)	162,8 (0,5)	163,5 (0)	165,2 (0,8)	166,0 (1,6)
Энтальпия питательной воды на выходе из турбины, ккал/кг	224,8 (0,8)	249,7 (0,7)	254,6 (0,6)	259,1 (0,5)	264,3 (0,4)	265,6 (0,6)

Таким образом, усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования по результатам испытаний включает в себя 3 этапа. На 1-м этапе решается оптимизационная задача (15–19) для каждого рассматриваемого режима работы по-отдельности, что позволяет выявить и исключить ошибочные замеры. 2-й этап выполняется аналогично первому, только для всех режимов совместно (20–24), что дает возможность проанализировать правильность построения математической модели, а также определить значения коэффициентов модели, сильно зависящих от режима. На 3-м этапе решается оптимизационная задача (9–14) для всех режимов совместно, с помощью чего достигается максимально возможное снижение отклонений между параметрами, измеряемыми на реальном оборудовании и рассчитываемыми при помощи математической модели.

Предложенная в работе усовершенствованная методика выполнения идентификации модели улучшает и упрощает: а) выявление ошибочных измерений контрольных параметров; б) нахождение погрешностей математической модели, в том числе определение значений коэффициентов математической модели, значительно зависящих от режима. Все это позволяет повысить точность решения задачи идентификации модели.

Результаты решения задачи идентификации математической модели турбоустановки К-225-12,8-3Р могут быть использованы при решении задач оперативного управления, оценивания состояния и оптимального функционирования энергоблока и электростанции в целом.

Литература

1. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова, П.В. Жарков // Электрические станции. – 2011. – № 4. – С. 2 – 7.
2. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С. Оптимизация режимов работы ТЭС с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – № 1, т. 13. – С. 159 – 167.
3. Оптимизация режимов работы ТЭС с учетом реального состояния основного оборудования / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова, и др. // Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 50 – 54.
4. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
5. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями / А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120с.
6. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.

7. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач / Л.А. Гурина, В.И. Зоркальцев, И.Н. Колосок, и др. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – 37 с.
8. Jiang X., Liu P., Li Z. Data reconciliation for steam turbine on-line performance monitoring // Applied Thermal Engineering. – 2014. – Vol. 70. – P. 122 – 130.
9. Chica M., Barranquerob J., Kajdanowicz T., et al. Multimodal optimization: an effective framework for model calibration // Information Sciences. – 2017. – Vol. 375. P. 79 – 97.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ К-160-130 ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ЕЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Ф.В. Забуга

Современные теплоэнергетические системы относятся к наиболее сложным и большим системам, созданным человеком. Они представляют собой технические объекты со значительным количеством разнотипных элементов, связанных в единое целое разнообразными технологическими связями. В элементах теплоэнергетических систем протекают различные физико-химические процессы: сгорание органического топлива, газификация твердого топлива, расширение и сжатие рабочих тел, испарение жидкостей и конденсация пара, радиационный и конвективный теплообмен и т. д. Производство и распределение тепловой и электрической энергии имеют такие особенности, как неразрывность производства и потребления во времени. В таких условиях надлежащее качество и надежность тепло- и энергоснабжения при ограниченных затратах могут быть обеспечены только при широком применении совершенных технических средств обработки информации и использовании ее как на предпроектных и проектных стадиях разработки теплоэнергетических систем, так и для автоматического управления режимами работы теплоэнергетических объектов.

Важной составляющей проектных и предпроектных исследований, а также автоматизированных систем управления режимами функционирования теплоэнергетических установок и тепловых электрических станций являются математические модели исследуемых технических объектов. Принципиальные преимущества математических моделей, такие как возможность быстро, точно и многократно решать задачу при различных предпосылках, оперативно вносить изменения в методику расчета и другие, предопределили широкое их распространение при разработке и проектировании источников электрической и тепловой энергии [1].

Паровые турбины, установленные на тепловых электрических станциях, наряду с котельными агрегатами и электрогенераторами, относятся к основному оборудованию станций. Поэтому вопросы повышения энергетической и экономической эффективности при разработке новых и эксплуатации действующих паротурбинных установок, крайне актуальны.

Цель данной работы заключалась в построении математической модели паровой турбины К-160-130 Харьковского Турбинного Завода, предназначенной для решения задач оперативного управления энергоблоком, как первого этапа оптимизационных исследований. Паровая турбина К-160-130 входит в состав энергоблоков №2-8 ТЭЦ-10 ПАО «ИркутскЭнерго». В составе энергоблока паровая турбина работает совместно с двумя прямоточными котельными агрегатами ПК-24 (82СП-270/140).

Паровая турбина К-160-130 относится к турбинам конденсационного типа с промежуточным перегревом пара. Имеет сопловое парораспределение. Пар от котлов по двум паропроводам подводится к стопорному клапану и затем направляется к четырем регулирующим клапанам, каждый из которых соединяется со своей сопловой коробкой. Две сопловые коробки установлены в нижней половине внутреннего корпуса цилиндра высокого давления, две другие – в верхней. Основные параметры номинального режима работы турбины приведены в таблице 1. После части высокого давления, пар с параметрами $P=3,18$ МПа и $T=375$ °С по четырем паропроводам направляется в промежу-

точный пароперегреватель котла и возвращается оттуда с параметрами $P=2,8$ МПа и $T=545$ °С к двум клапанам части среднего давления, от которых по четырем паропроводам пар поступает в часть среднего давления, расположенную в едином корпусе с частью высокого давления. Совмещение частей высокого и среднего давления в одном цилиндре позволило уменьшить вдвое число концевых уплотнений, уменьшить утечки и организовать оригинальную систему уплотнений. Переднее уплотнение цилиндра высокого давления развито, в то время как заднее уплотнение почти такое же, как в цилиндре низкого давления. Из последних камер всех уплотнений пар отсасывается в охладитель пара эжектора уплотнений, а в предпоследние камеры подается уплотняющий деаэрационный пар.

Регенеративный подогрев питательной воды производится сначала в подогревателях, в которых конденсируется отработавший пар основных пароструйных эжекторов и пар отсосов из крайних камер уплотнений, а затем в четырех подогревателях низкого давления. В деаэраторе с давлением 0,6 МПа происходит выделение растворенных газов и нагрев питательной воды до температуры насыщения. Питательный электронасос перекачивает питательную воду в котел через два подогревателя высокого давления [2].

Таблица 1

Технические характеристики конденсационной турбины К-160-130 ХТЗ [2]

Параметр	Размерность	Значение
Мощность номинальная	МВт	160
Частота вращения	1/с	50
Давление острого пара	кгс/см ²	12,8
Температура острого пара	°С	545
Давление пара после промперегрева	кгс/см ²	2,8
Температура пара после промперегрева	°С	545
Число отборов пара для регенерации	кгс/см ²	7
Номинальная температура охлаждающей воды	°С	12
Давление в конденсаторе	кгс/см ²	0,035
Расход охлаждающей воды через конденсатор	кг/с	5781
Температура питательной воды	°С	223
Максимальный расход свежего пара	кг/с	143
Длина рабочей лопатки последней ступени	м	0,78
Средний диаметр последней ступени	м	2,125
Длина турбины	м	14,44
Удельная масса турбины	кг/кВт	2,43

Математическая модель паротурбинной установки была построена с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Системы машинного построения программ» [1]. Расчётная схема паровой турбины К-160-130 представлена на рисунке 1. Она включает 39 различных элемента и 65 связей между ними. Полученная модель содержит 275 информационно-входных, 354 информационно-выходных параметров, из которых 15 параметров являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

На схеме отражены дополнительные насосы регенерации низкого давления: сливные насосы, служащие для перекачки дренажа подогревателей в цикл основного конденсата, и аварийные переливы дренажа из корпусов подогревателей низкого давления в конденсатор турбины. Также имеется возможность выбора различных направлений потоков дренажей подогревателей высокого давления в зависимости от режима работы.

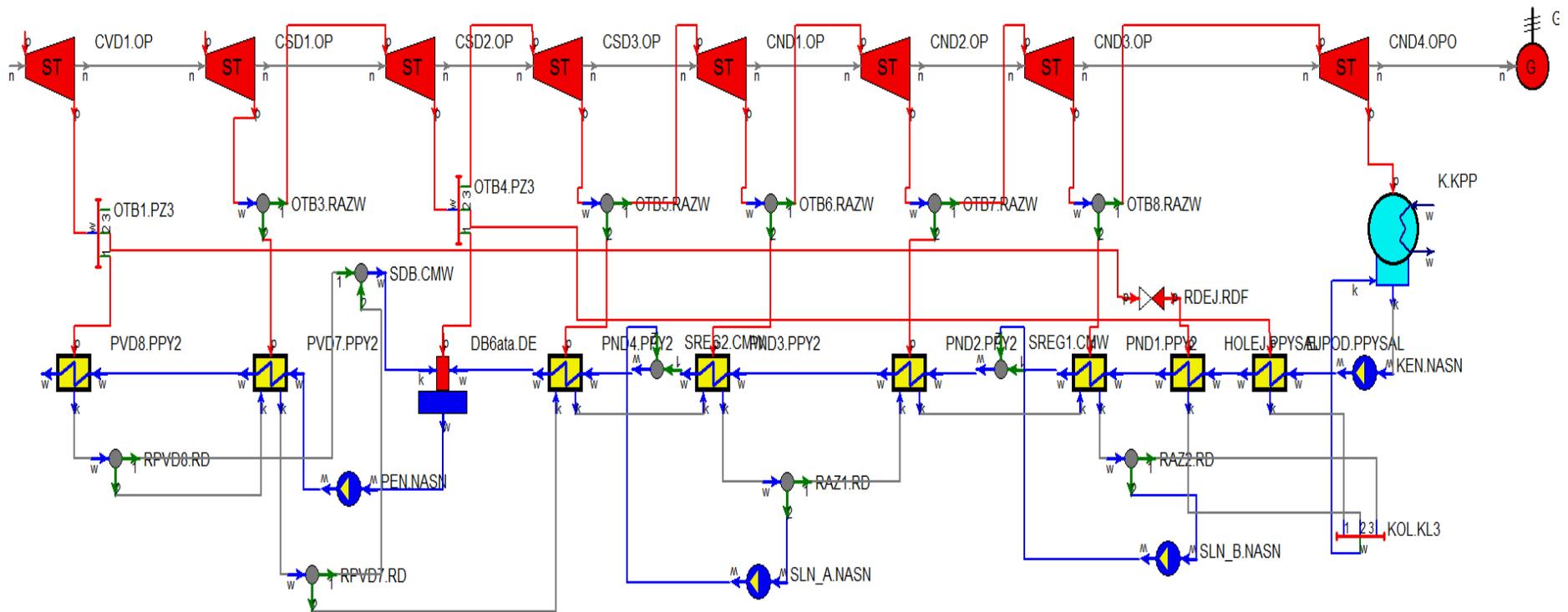


Рис. 1. Расчетная схема паровой турбины К-160-130 ХТЗ

В результате расчета полученной математической модели турбины при номинальном режиме работы были выявлены предположительно неэффективные потоки горячего дренажа, выходящего из холодильников основного эжектора и эжектора уплотнений. Результаты расчета значений расходов и температур потоков дренажей для подогревателей низкого давления приведены в таблице 2.

Основной эжектор служит для создания вакуума в конденсаторе. Рабочим телом основного эжектора является пар из отборов турбины.

Эжектор уплотнений используется для создания небольшого разрежения в последних отсеках уплотнений турбины. Это необходимо для исключения выхода пара из уплотнений в машинный зал. Эжектор уплотнений состоит из собственно эжектора и охладителя пара. Для конденсации пара используется холодный конденсат, идущий от конденсатных насосов[2].

В действующей технологической схеме потоки дренажей холодильников напрямую заведены в конденсатор турбины. Расчеты показали, что температура дренажей, направляемых в конденсатор турбины значительно превышает температуру конденсации пара в конденсаторе. Это требует прокачки дополнительного расхода циркуляционной воды через конденсатор турбины, что приводит к увеличению тепловых потерь и снижению коэффициента полезного действия энергоблока.

Следует отметить, что при эксплуатации турбины отсутствуют замеры параметров, приведенных в таблице 2, поэтому судить о работе холодильников можно лишь косвенно, на основе давления рабочего пара, суммарного нагрева основного конденсата в холодильниках эжекторов и уплотнениях турбины.

Таблица 2

Результаты расчета расходов и температур дренажа подогревателей низкого давления паровой турбины К-160-130 для номинального режима работы

	Ед. изм.	ЭУ	ОЭ	ПНД 1	ПНД 2	ПНД 3	ПНД 4
Расход	кг/с	1,20	0,42	4,56	4,51	1,04	1,48
Температура	°С	162,5	168,6	60,4	63,6	96,4	142,1

Для улучшения технологической схемы турбоустановки было решено перенаправить потоки дренажей на всас сливного насоса ПНД 3. Такой выбор основан на следующих выводах. Во-первых, это зона приблизительно равных температур дренажа и основного конденсата цикла. Во-вторых, в действующей технологической схеме сливной насос ПНД 3 имеет меньшую нагрузку, чем сливной насос ПНД 1. При том, что конструктивно данные насосы идентичны. Фрагмент модифицированной расчетной схемы турбины представлен на рисунке 2.

Важно отметить, что увеличение нагрузки сливного насоса ПНД 3 даст возможность разгрузить конденсатные насосы, что при определенных режимах работы позволит снизить расход электроэнергии на собственные нужды. Схема основного конденсата паровой турбины К-160-130 включает три конденсатных насоса типа 125КсВ-9×4 с номинальным расходом 80 кг/с. Мощность электродвигателя насоса составляет 250 кВт. Производительность конденсатного насоса должна соответствовать сумме всех потоков (пара, дренажей), заведенных в конденсатор и напрямую связана с расходом отработавшего пара. Из опыта эксплуатации следует отметить, что расходу основного конденсата 80 кг/с при включенной регенерации соответствует электрическая нагрузка турбины 120 МВт.

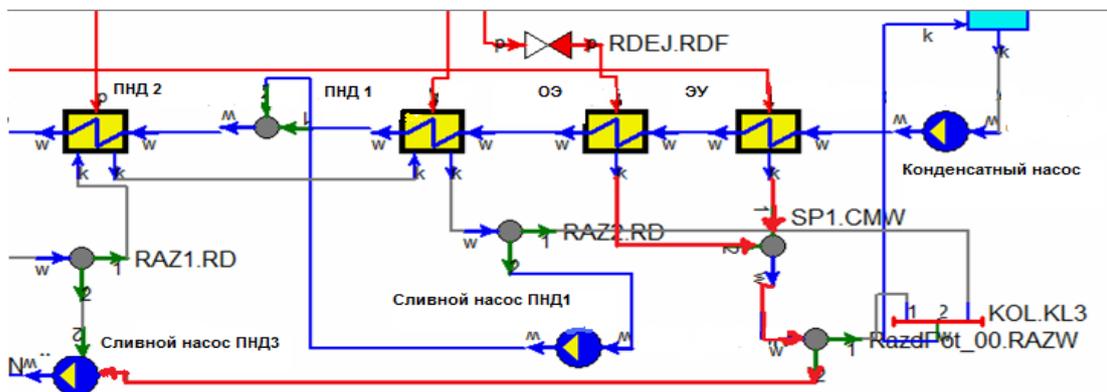


Рис. 2 Фрагмент модифицированной расчетной схема турбины К-160-130

При расходе пара в конденсатор более 80 кг/с возникает необходимость включения второго конденсатного насоса в параллельную работу. Как следствие, увеличивается расход электроэнергии на собственные нужды. Предложенная модернизация технологической схемы позволит работать с одним конденсатным насосом при большем (на суммарную величину расхода дренажей холодильников основного эжектора и эжектора уплотнений) расходе отработавшего пара, а, следовательно, нести большую электрическую нагрузку и экономить на собственных нуждах.

Более того, предложенное решение позволяет увеличить вырабатываемую турбиной мощность при неизменной температуре питательной воды. Согласно расчетам модели турбины, которые представлены в таблице 3, результатом предложенной модернизации технологической схемы является увеличение мощности на клеммах генератора на 1 МВт при номинальном режиме работы. Если принять, что топливная составляющая себестоимости 1МВт электроэнергии составляет порядка 700 руб/МВт*ч, то такая модернизация приведет к сокращению топливных издержек на одном энергоблоке на 700 руб/ч. Что при годовом числе часов использования установленной мощности равном 2000 ч позволит сэкономить 1,4 млн. руб. Следует также учитывать, что предложенная модернизация может быть выполнена на практике при минимальных капиталовложениях.

Таблица 3

Сводная таблица результатов расчета действующей и оптимизированной схем работы турбины К-160-130

	Ед.изм.	Действующая технологическая схема	Измененная технологическая схема
Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора турбины	°С	20,78	20,81
Расход пара на входе в конденсатор	кг/с	114,94	115,49
Расход сливного насоса ПНД 3	кг/с	2,42	7,65
Расход сливного насоса ПНД 1	кг/с	4,54	4,36
Расход основного конденсата на выходе из конденсатора	кг/с	122,08	118,33
Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	161,88	162,88

Выводы

Разработанная математическая модель турбины позволила выявить пути повышения её энергетической эффективности. Предварительные результаты расчета турбины в номинальном режиме для действующей и модернизированной технологических схем позволили оценить экономический эффект от модернизации. Для уточнения полученных результатов необходимо доработать математическую модель турбоустановки, разработать математическую модель котлоагрегата и энергоблока в целом. В настоящее время ведется работа по разработке математической модели котельного агрегата ПК-24. Предложенная в настоящей работе модернизация технологической схемы будет исследована при помощи математической модели энергоблока для различных режимов работы.

Литература

1. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
2. Стационарные паровые турбины / А. Д. Трухний – 2-е изд., перераб. и доп.–М.: Энергоиздат, 1990.–640с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЛН СЖАТИЯ И РАЗРЕЖЕНИЯ В ПАРОЖИДКОСТНОМ ПОТОКЕ ЧЕРЕЗ НЕПОДВИЖНЫЙ СЛОЙ ЧАСТИЦ

А.С. Сафаров

Введение

Двухфазные парожидкостные среды служат рабочими телами аппаратов энергетической, химической, криогенной и других областей техники. Этим обуславливается постоянный глубокий интерес к проблемам теплообмена и гидродинамики, среди которых особое место занимают вопросы волновой динамики паро- и газожидкостных систем. Так, согласно теории, в области предельно низких частот колебаний с приближением к равновесию должна реализовываться термодинамически равновесная скорость звука. Ее значение для воды с пузырьками пара при атмосферном давлении и низком паросодержании имеет порядок ~ 1 м/с. Вместе с тем, результаты экспериментальных работ показывают очень незначительное влияние теплообмена на скорость звука в парожидкостных средах [1]. Более сложный случай акустики парогазовых смесей с твердыми частицами и каплями с учетом межфазного обмена импульсом, массой и теплом рассмотрен в теоретической работе [2]. Обнаружена область низкочастотных возмущений давления, где учет межфазовых превращений приводит к заметному снижению скорости звука. В работе [3], измеренные значения скорости низкочастотных возмущений в парожидкостном потоке в слое плотноупакованных шаровых частиц оказались сопоставимы с равновесной скоростью звука.

В настоящей работе приводятся результаты экспериментального исследования распространения волн сжатия и разрежения в системе «пар – жидкость – шаровые частицы» при различных паросодержаниях. Обнаружено, что волны разрежения и сжатия в такой системе распространяются существенно по-разному.

Описание экспериментальной установки

Схема экспериментальной установки показана на рис.1. Рабочий канал экспериментального стенда представляет собой вертикально установленную трубу из нержавеющей стали с внутренним диаметром 39 мм с отборами для измерения давления на различных высотах. Канал заполнен стальными шарами диаметром 2 мм. Такой диаметр предложен для шаровых микротрещин [4]. На вход канала подаётся пароводяная смесь, образованная методом изоэнтальпийного дросселирования предварительно нагретой воды. На входе в канал установлено ответвление на электромагнитные клапана. Через клапан КА возможно стравливать пароводяную смесь в атмосферу, тем самым создаётся волна разрежения. Клапан КП подключает внешний парогенератор, и при открытии клапана в канале образуется волна сжатия. На измерительных врезках установлены высокочастотные датчики давления KYOWA PHL-A (P1, P2). Опрос каждого из датчиков производится с частотой до 10 кГц. Также для установления начального стационарного режима работы, высокочастотные датчики дублируются общепромышленными датчиками ПД-100.

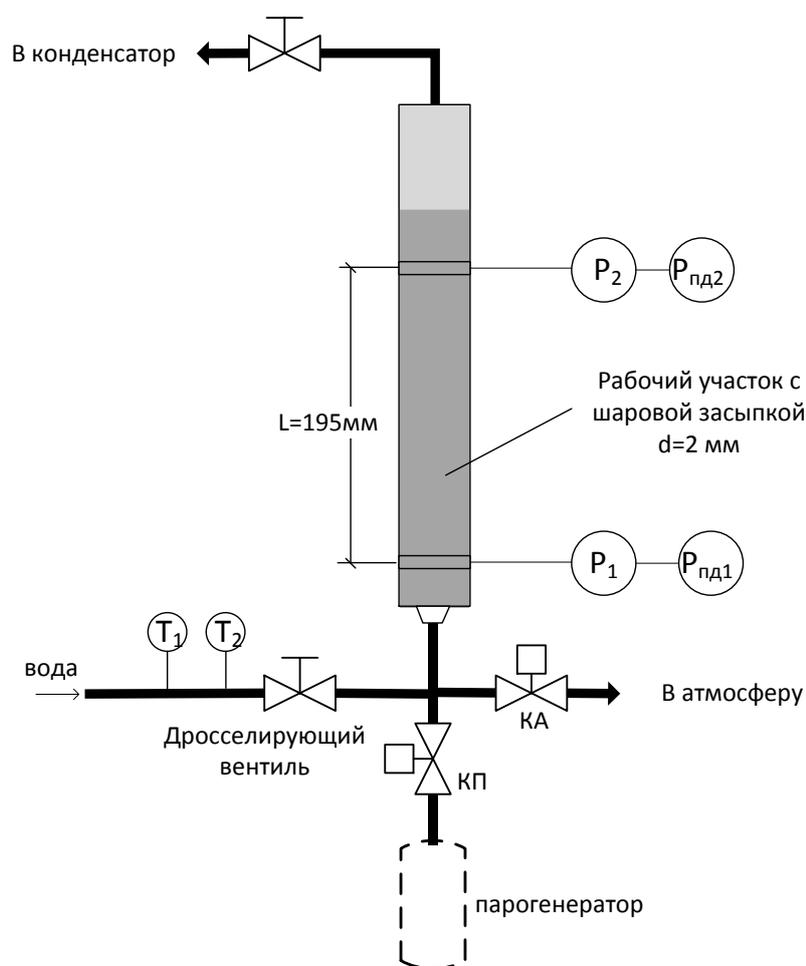


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

Эксперименты проводились при массовом расходе паросодержания от 0.002 до 0.023, что соответствует объемному паросодержанию с учетом скольжения в вертикальных трубах и кольцевых каналах от 0.13 до 0.63. [5] Массовый удельный расход пароводяной смеси поддерживался во всех экспериментах примерно одинаковым и приблизительно равнялся $100 \text{ кг/м}^2\text{с}$.

Обсуждение результатов

На рис.2. показано изменение давления в среде при распространении волны сжатия и разрежения. Изображены результаты двух экспериментов с волной сжатия и с волной разрежения. Можно заметить, что при сопоставимых входных воздействиях, но различных по знаку, характер распространения возмущения давления отличается. В случае распространения фронта роста давления заметна ярко выраженная задержка, между началом фронта сигнала с первого датчика P_1 и началом фронта сигнала со второго датчика P_2 . Если сравнивать показания датчика P_2 в экспериментах с различным знаком возмущения, то в случае фронта разрежения форма сигнала значительно искажается относительно входного воздействия. Из этого можно сделать вывод что волны сжатия и разрежения требуют раздельного изучения.

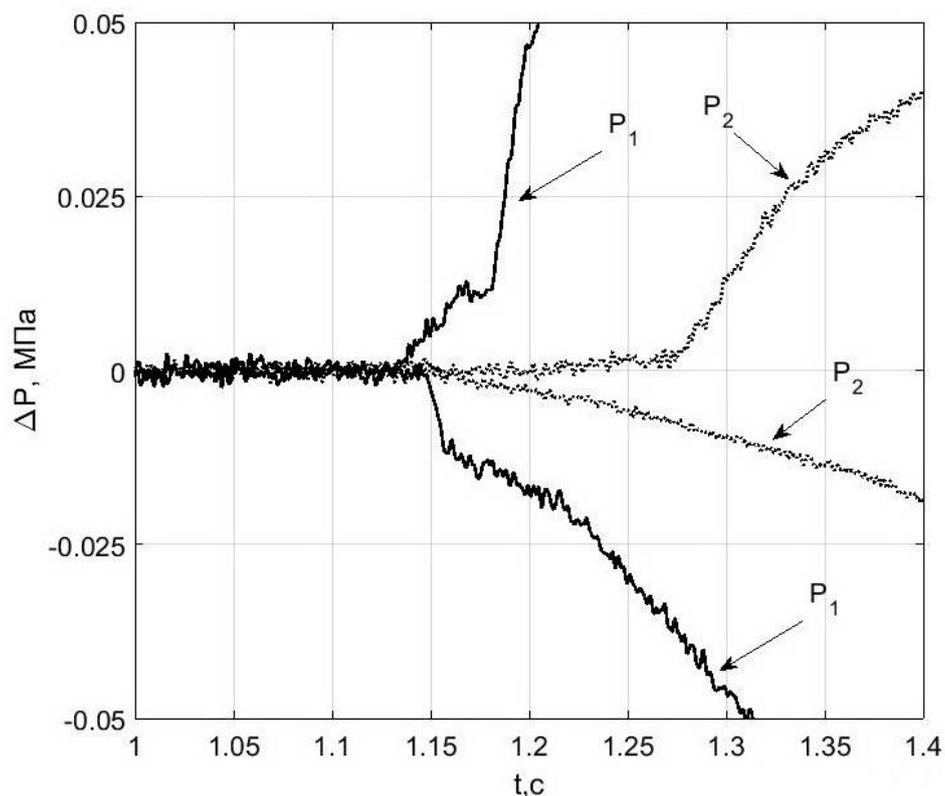


Рис. 2. Распространение фронтов сжатия и разрежения в пароводяной смеси в шаровой засыпке, начальное давление $P_0=0.6$ МПа, $L=195$ мм

Скорость распространения возмущения давления в среде между двух датчиков определялась путем измерения задержки между началами регистрируемых фронтов. Для подавления в сигнале помех был использован медианный фильтр [6]. Такой тип фильтра позволяет избавиться от шумов и кратковременных выбросов сигнала, одновременно сохраняя крутизну фронта. На рис.3 показан пример обработки входного сигнала медианным фильтром.

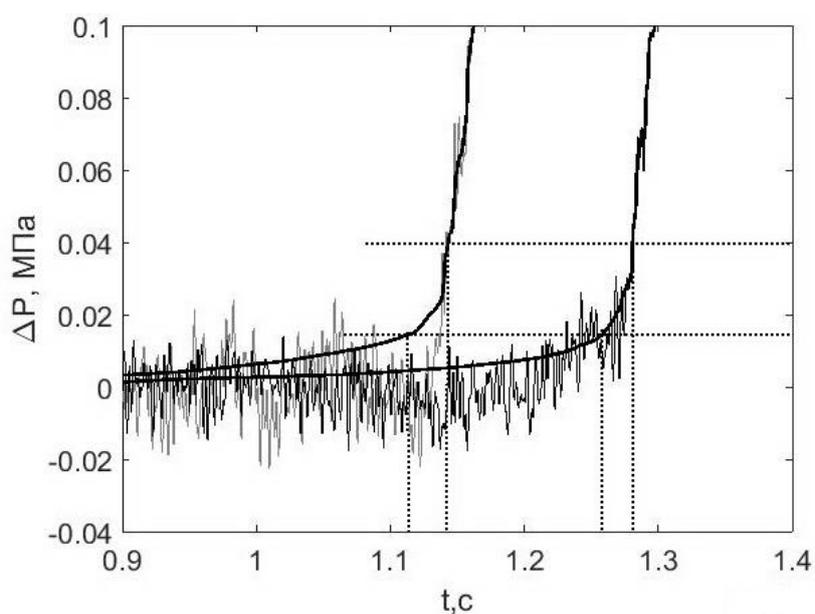


Рис. 3. Пример обработки сигнала датчиков давления

Чтобы зарегистрировать момент появления фронта давления, необходимо установить порог по амплитуде при котором фиксируется начало фронта. С этой целью был разработан алгоритм, который измеряет задержку роста амплитуды при последовательном снижении порога. Результат измерений на каждом шаге можно изобразить в виде графика, где по горизонтальной оси отложен номер шага, а по вертикальной задержка в миллисекундах. Как правило график имеет вид как на рис.4. Значения монотонно уменьшаются до какого-то значения после которого начинаются резкие хаотические колебания. В большинстве экспериментов можно выделить точку локального минимума, которая и считалась искомой задержкой распространения фронта через рабочий участок.

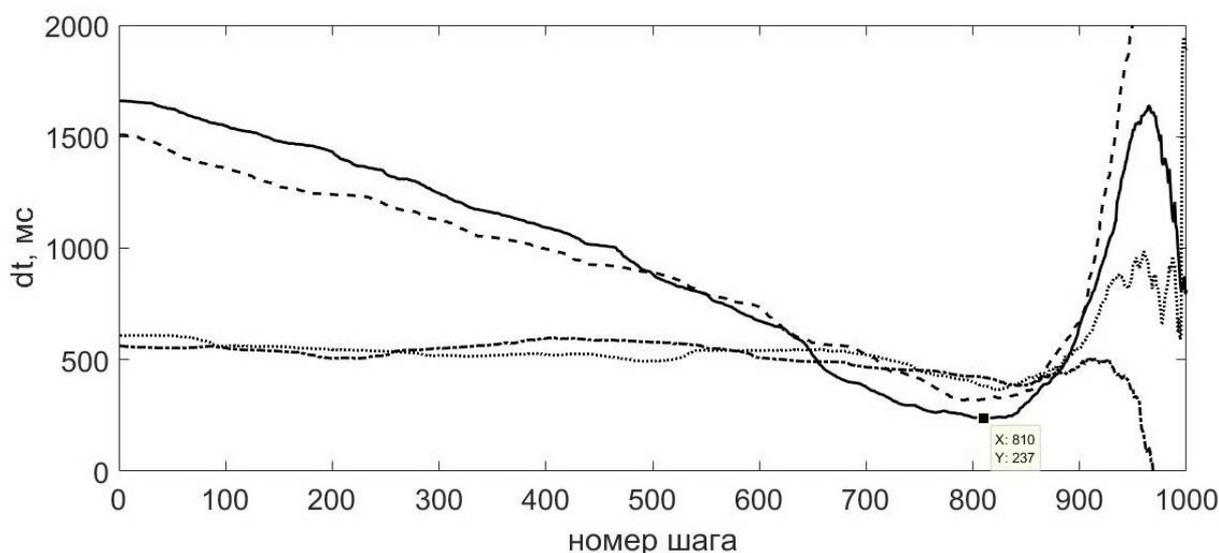


Рис. 4. Зависимость регистрируемой задержки от заданного порогового уровня, 4 эксперимента

Для проверки методики измерения скорости распространения возмущений были проведены эксперименты на канале без засыпки. Скорость в этом случае известна [7] и вычисляется по формуле:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{\varphi}{\rho''c_2^2} + \frac{1-\varphi}{\rho'c_1^2}\right)\rho_{см}}}, \quad (1)$$

где φ – истинное объемное паросодержание; ρ' , ρ'' , плотность воды, пара; c_1 , c_2 , -скорость звука в воде, паре; Скорости распространения возмущений составили от 50 до 110 м/с.

На рис. 5 нанесены экспериментальные точки вместе с расчетной скоростью звука. Эксперимент дал удовлетворительное соответствие с теоретической кривой. Отклонения можно объяснить неоднородной структурой двухфазного потока в канале при малых массовых скоростях.

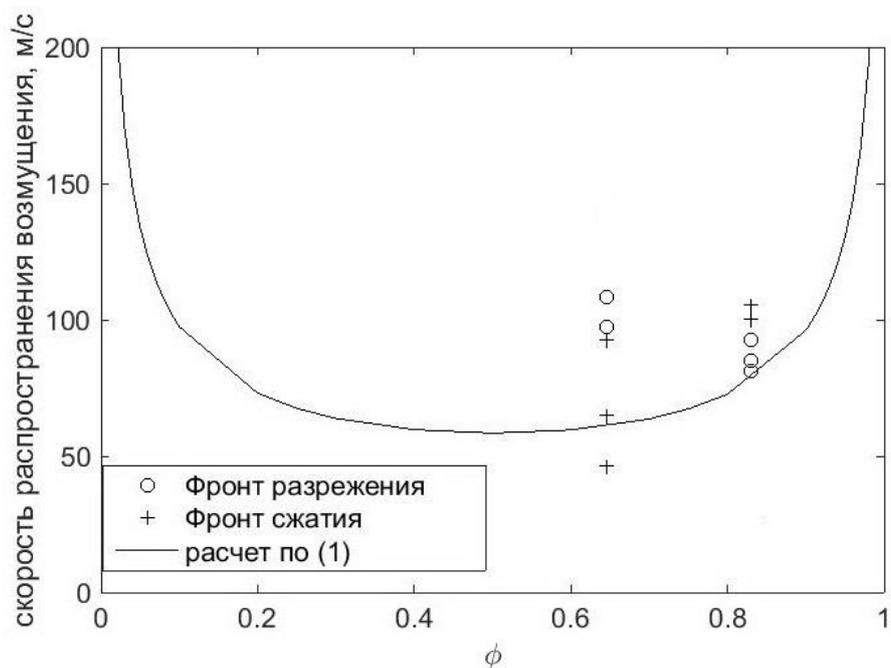


Рис. 5. Экспериментальные и расчетная скорость распространения возмущений давления в пароводяной смеси

В результате экспериментов было установлено, что скорость распространения фронта давления в пароводяной среде в шаровой засыпке существенно зависит от крутизны фронта, т. е. от частоты возмущения.

На рис.6 изображены экспериментальные точки зарегистрированных скоростей распространения фронтов давления в зависимости от крутизны возмущающего воздействия.

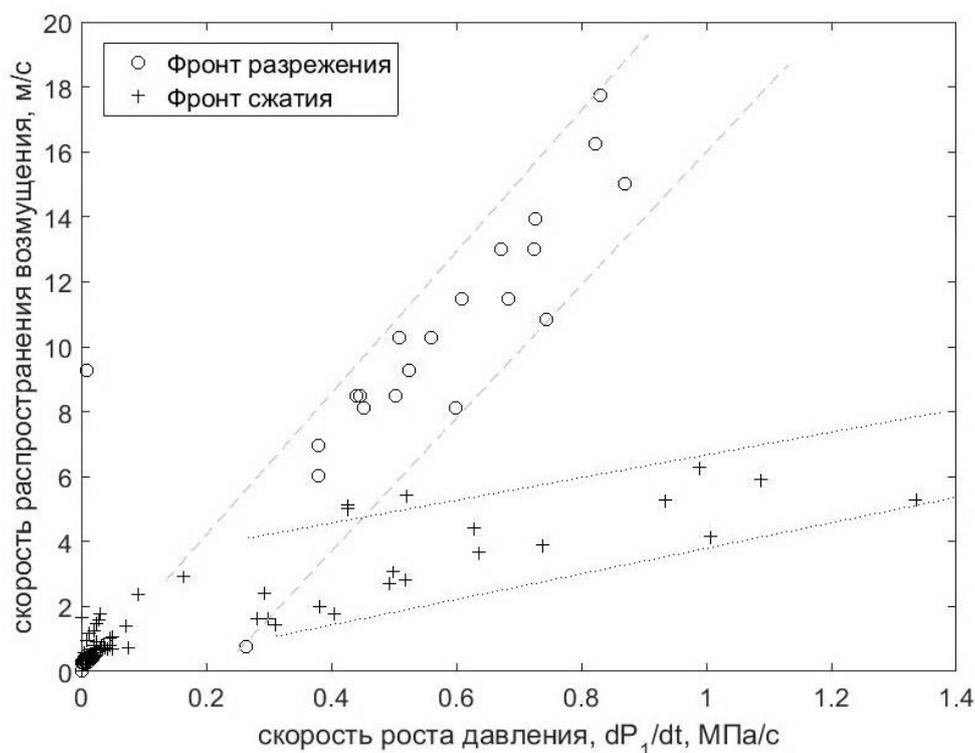


Рис. 6. Распределение экспериментально полученных скоростей распространения фронта возмущения давления от крутизны фронта

Видно, что скорость фронта сжатия, и скорость фронта разрежения растут с увеличением крутизны фронта возмущения давления. Но скорость волны сжатия растет намного быстрее. Так как крутизна фронта определяет спектральный состав возмущения, то можно говорить о различной дисперсии волн сжатия и разрежения. Таким образом это говорит о нелинейном характере распространения волн в пароводяной смеси через шаровую засыпку.

Выводы

1. Разработана методика обработки сигналов высокочастотных датчиков давления.
2. Выявлена различная дисперсия для волн сжатия и разрежения в парожидкостном потоке через неподвижный слой шаровых частиц.
3. Волны сжатия и разрежения в парожидкостном потоке через неподвижный слой шаровых частиц требуют раздельного изучения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-08-00709.

Литература

1. Grolmes, M.A., Fauske, H.K., Comparison of propagation characteristics of compression and rarefaction pressure pulses in two-phase, one-component bubble flow // Trans. Amer. Nucl. Soc. 11 (1968), 2, p. 683.
2. Губайдуллин Д. А., Никифоров А. А., Уткина Е. А., Влияние фазовых превращений на акустику смеси газа с паром, каплями и твердыми частицами //ТВТ, 49:6 (2011), 942–947.
3. Покусаев Б. Г., Таиров Э. А., Гриценко М. Ю., Распространение возмущений давления в пористой среде при фильтрации двухфазного потока // ТВТ, 42:6 (2004), 947–953.
4. Филиппов Г.А., Богоявленский Р.Г., Авдеев А.А., Перспективы создания прямоточных микротвэльных ядерных реакторов с перегревом пара. – Тяж. машиностроение, 2002, № 1, с. 7-11
5. Кириллов П.Л., Бобков В.П., Жуков А.В., Юрьев Ю.С., Справочник по теплогидравлическим расчетам в ядерной энергетике. Том 1. Теплогидравлические процессы в ЯЭУ. – Москва: ИздАТ, 2010.
6. G. R. Arce. Nonlinear Signal Processing: A Statistical Approach. Wiley: New Jersey, USA, 2005.
7. Костерин С.И., Семенов Н.И., Результаты исследования скорости звука в движущихся газожидкостных смесях // Теплоэнергетика. - 1964. - № 6.

Межотраслевые,
региональные и
экологические проблемы
развития энергетического
комплекса

ЭВОЛЮЦИЯ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В КИТАЕ

Д.В. Максакова

Экономика Китая является одной из крупнейших экономик мира. По оценке Всемирного банка [1] на Китай в 2015 г. приходилось около 15% мирового ВВП. Такой масштаб экономики и сопутствующие ему экологические проблемы определяют растущую потребность в «экологически дружественных» энергоресурсах (одним из которых является природный газ), а особенности ресурсной базы страны – высокую зависимость от его импорта (рис.1). Механизмы ценообразования, преобладающие на газовом рынке Китая, оказывают влияние на объёмы и цены импорта, следовательно, их учёт приобретает особую значимость для экспортеров.

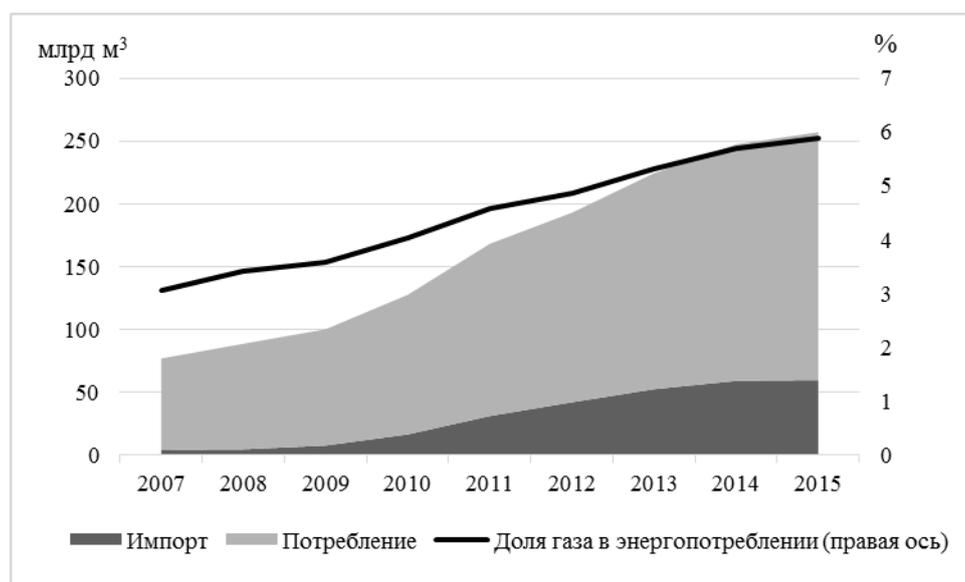


Рис.1. Импорт, потребление природного газа и его доля в энергопотреблении в Китае
Источник: составлено по [2]

Эволюция газового рынка проявляется в развитии инфраструктуры и появлении новых механизмов ценообразования. Этапы эволюции газового рынка Китая отражены на рис. 2: рост потребления природного газа сопровождается ростом газотранспортной системы и возникновением новых механизмов ценообразования. Рассмотрим каждый из этапов.

В период зарождения газового рынка производство и потребление природного газа было незначительно, большую часть добытого газа представлял попутный газ, устанавливаемые государством отпускные цены были низкими [4, 13]. Однако, дефицит природного газа зимой 2004 г. – весной 2005 г. в таких крупных городах как Пекин, Сиань, Чжэнчжоу, Чунцин, вызванный чрезмерным спросом на газ вследствие низких цен, привел к необходимости пересмотра существующей практики регулирования газовой отрасли и проведению ценовых реформ. С декабря 2005 г. Государственным комитетом по реформам и развитию стали устанавливаться базовые отпускные цены, которые различались в зависимости от категории потребителей и месторождения газа. В

целом базовые отпускные цены варьировались в диапазоне 560-710 юаней/тыс. м³ для предприятий по производству удобрений, 560-920 юаней/тыс. м³ для городских потребителей, 585-920 юаней/тыс. м³ для промышленных субъектов. Минимальные базовые отпускные цены были установлены для месторождений Синьцзян-Уйгурского автономного района [5].



Рис.2. Эволюция газового рынка Китая

Источник: составлено по [2; 3]

Рост потребления в этот период (переход к росту на рис. 2) требовал ценовых стимулов для развития инфраструктуры и повышения объемов добычи, поэтому дальнейшее реформирование ценообразования шло по пути поэтапного роста цен: в ноябре 2007 г. произошло одноразовое повышение базовой отпускной цены на 400 юаней/тыс. м³ на газ, предназначенный для промышленных потребителей [6], с 1 июня 2010 г. базовые отпускные цены по всем категориям потребителей были повышены на 230 юаней/тыс. м³ [7]. При этом цены на импортируемый среднеазиатский газ устанавливались на том же уровне, что и отпускные цены на газ, произведенный внутри страны, в зависимости от категории потребителей [7].

Катализатором последующих реформ стали проблемы, связанные с большой разницей цен на импортируемый газ и отпускных цен, устанавливаемых Государственным комитетом по реформам и развитию, которая негативно отражалась на финансовом положении импортёров. С ростом объёмов импорта (если в 2010 г. доля импорта в потреблении газа составляла 15%, то в 2012 г. – уже 28%) и потребления природного газа органами государственного управления всё более остро осознавалась необходимость взаимного согласования уровней импортных цен и механизмов ценообразования на импортируемый газ с действующими на внутреннем рынке (рис. 3).

Финальная цель реформ ценообразования, проводимых с 2011 г. Государственным комитетом по реформам и развитию, была определена как формирование цен посредством рыночных механизмов и оставление за правительством функций регулирования цены лишь в части транспортировки газа, имеющей характер естественной монополии. Первоначально в декабре 2011 г. реформа была проведена в провинции Гуандун и автономном районе Гуанси. Основные изменения заключались в том, что если до реформы цена газа у потребителя определялась исходя из отпускных цен и затрат на транспортировку и распределение (механизм «издержки плюс»), то после реформы цены у потребителя и отпускные цены стали рассчитываться исходя из установленных Государственным комитетом по реформам и развитию максимальных

цен на входе в газораспределительную сеть. При этом цены на входе в газораспределительную сеть устанавливались на основе импортных цен на альтернативные ресурсы, в качестве которых были выбраны жидкое топливо и сжиженные углеводородные газы (СУГ) с удельным весом, соответственно, 60% и 40% (механизм «нэтбэк от стоимости замещения») [9].

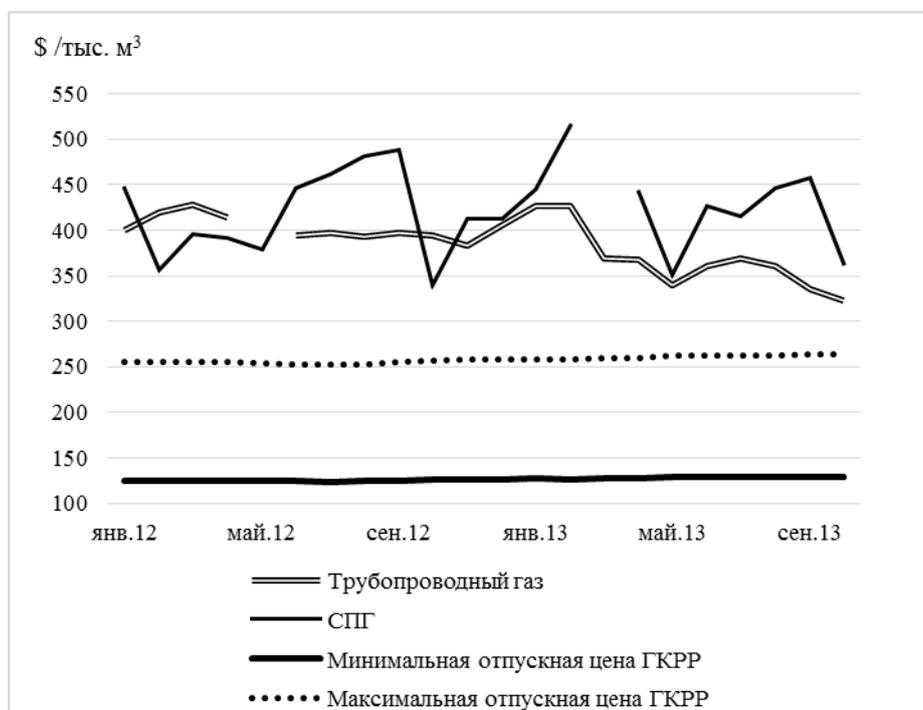


Рис.3. Цены на импортный газ и установленные ГКРР отпускные цены на газ
Источник: составлено по [7;8]

В 2013 г. эта реформа распространилась на всю страну. Были установлены различные цены на входе в газораспределительную сеть на «существующий» (фактически потреблённый в 2012 г.) и «дополнительный» объем газа (превышающий уровень 2012 г.). Цены на «дополнительный» объем газа стали устанавливаться в зависимости от цен на жидкое топливо и СУГ. Цены на «существующий» объем газа варьировались в диапазоне 1410-2740 юаней/тыс. м³, «дополнительный» – 2290-3320 юаней/тыс. м³. Для населения продолжали действовать цены, установленные в мае 2010 г. Отпускные цены на сланцевый газ, синтетический газ, газ из угольных пластов и цены на СПГ перестали регулироваться и начали определяться по договоренности продавца и покупателя. В случае если данные виды газа поступают в магистральные газопроводы, транспортируются и реализуются *одним рыночным субъектом*, то на них действует единая цена на входе в газораспределительную сеть [10].

Дальнейшие действия Государственного комитета по реформам и развитию были направлены на постепенный переход к единой цене на входе в газораспределительную сеть вне зависимости от объемов потребляемого газа. В 2014 г. произошло повышение цен на «существующий» объем газа на 400 юаней/тыс. м³ для всех потребителей, кроме населения [11]. С 1 апреля 2015 г. была снижена цена на «дополнительный» объем газа на 440 юаней/тыс. м³, а на «существующий» объем повышена на 40 юаней/тыс. м³: разница между ценами на «существующий» (по состоянию на 2012 г.) и «дополнительный» (потребляемого свыше факта 2012 г.) объем газа исчезла. На весь объем стала действовать одна цена [12].

Продолжился курс на уход от государственного регулирования цен и переход к рыночному ценообразованию. В 2015 г. был начат пилотный проект по либерализации

цен на газ по прямым поставкам потребителям (за исключением предприятий по производству удобрений, которым был дан переходный период) [12] – цены по прямым поставкам стали формироваться вне зависимости от устанавливаемых цен на входе в газораспределительную сеть. В ноябре 2016 г. в условиях, когда цены на альтернативные энергоресурсы колебались относительно низкого уровня, а на рынке удобрений сформировался избыток мощностей, было принято решение либерализовать цены на газ для предприятий по производству удобрений [13]. С того момента цены на газ по прямым поставкам потребителям (кроме населения) полностью определяются на основе договорённости продавца и покупателя, а для непрямых поставок действуют цены, устанавливаемые Государственным комитетом по реформам и развитию.

Значительный прогресс в сторону внедрения механизмов рыночного ценообразования был достигнут в области тарифов на услуги газохранилищ и транспортировку газа. Цены на услуги по хранению газа, закупочные и сбытовые цены газохранилищ перестали регулироваться, что позволяет газохранилищам участвовать в организованных торгах (например, на Шанхайской нефтегазовой бирже) [14].

Изменился принцип формирования тарифа на трубопроводный транспорт газа. Если ранее объектом регулирования было направление поставок, и тарифы устанавливались для каждого трубопровода, то теперь объектом регулирования стало транспортное предприятие. Регулирование осуществляется по принципу «издержки плюс разумная норма прибыли», тариф основывается на утвержденных издержках и норме прибыли, которая составляет 8% при загрузке мощностей более чем на 75%. В случае, если фактический коэффициент загрузки составит менее 75%, то норма прибыли устанавливается Государственным комитетом по реформам и развитию ниже 8%. Такой механизм призван стимулировать предоставление доступа третьих сторон к транспортным мощностям [15].

Реформы, проводимые Государственным комитетом по реформам и развитию, (либерализация цен, тарифов на хранение газа, повышение прозрачности в части формирования транспортных тарифов) должны оказать положительное влияние на биржевую торговлю газом, развитию которой власти Китая придают большое значение. В июле 2015 г. начала работу Шанхайская нефтегазовая биржа. По предварительным данным односторонний объем торгов на бирже в 2016 г. превысил 15 млрд м³, что составляет 8% потребления газа в стране [16].

Вопрос о том, когда цены на газ в Китае будут определяться исключительно посредством рыночных механизмов, остаётся открытым. Практика показывает, что переход от механизмов ценообразования, основанных на привязке к альтернативным видам топлива, к механизму «конкуренция газ-газ» происходит в условиях, когда рынок насыщен, рост потребления ограничен, а конкуренция между продавцами ожесточается. Наряду с механизмами привязки к ценам на энергоносители-заменители, фактор прямой конкуренции источников газоснабжения начинает играть важную роль в формировании цены.

В Китае существуют проблемы на пути к созданию конкурентного газового рынка и повышению его ликвидности, связанные с доминированием государственных вертикально интегрированных компаний и отсутствием полноценного доступа третьих сторон к трубопроводам. Вместе с тем вектор реформ уже предопределён. Представляется, что в случае продолжения текущего курса реформирования механизмов ценообразования на газовом рынке страны дальнейшие изменения будут направлены в сторону разделения видов деятельности, а возможно и полной/частичной приватизации вертикально интегрированных газовых компаний. Подобные изменения диктуются объективными законами эволюции газового рынка, ростом импортной зависимости, а также политикой властей.

Выводы

В ходе проведенного анализа эволюции газового рынка Китая были выявлены предпосылки перехода этого рынка (за исключением, возможно, сегмента социально значимых категорий потребителей) на рыночные механизмы ценообразования. Направления повышения конкурентоспособности, снижения степени конъюнктурных рисков российских экспортёров природного газа, ориентирующихся на рынок Китая, могут быть связаны с развитием собственного, внутрироссийского газового рынка, созданием хабов сетевого газа в Сибири и для СПГ на Дальнем Востоке России. В случае успешной реализации данных направлений развития газовой инфраструктуры в восточных регионах России конкурентные цены, сформированные в российских хабах, станут эффективным ценовым индикатором, альтернативным котировкам китайских и других торговых площадок.

Литература

1. GDP, current prices. URL: <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators> (дата обращения: 1.03.2017).
2. BP Statistical Review of World Energy. URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 5.03.2017).
3. Length of Natural Gas Pipelines - National Data – Annual. URL: https://www.quandl.com/data/NBSC/A0B0404_A-Length-of-Natural-Gas-Pipelines-National-Data-Annual (дата обращения: 5.03.2017).
4. The Development of Chinese Gas Pricing: Drivers, Challenges and Implications for Demand. OIES PAPER: NG 89. July 2014. P. 46.
5. Постановление ГКРП о реформировании механизма формирования отпускных цен на природный газ и соответствующем повышении отпускных цен на природный газ от 23.12.2005 №2756 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/200512/t20051227_128898.html (дата обращения: 15.03.2017).
6. Обзор эволюции механизмов ценообразования и изменений цен на природный газ в Китае (на кит. яз.). URL: <http://www.zgsyqx.com/html/?2622.html> (дата обращения: 15.03.2017).
7. Постановление ГКРП о повышении базовых отпускных цен на добываемый на суше отечественный природный газ от 31.05.2010 № 211 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jggg/zcfg/201005/t20100531_748266.html (дата обращения: 15.03.2017).
8. Таможенная статистика Китая. URL: <http://www.customs-info.com/Trade/Commodity.aspx>.
9. Постановление ГКРП о запуске пилотного проекта реформы механизмов ценообразования на природный газ в провинции Гундун и автономном районе Гуанси от 26.12.2011 № 3033 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201112/t20111227_452950.html (дата обращения: 18.03.2017).
10. Постановление ГКРП о регулировании цены на природный газ от 6.28.2013 № 1246 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201306/t20130628_547973.html (дата обращения: 16.03.2017).

11. Постановление ГКПП о корректировке цен на существующей объем газа для нерезидентов от 10.08.2014 №1835 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201408/t20140812_622009.html (дата обращения: 17.03.2017).
12. Постановление ГКПП о рационализации цен на природный газ для нерезидентов от 26.02.2015 №351 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201502/t20150228_665694.html (дата обращения: 17.03.2017).
13. Цены на природный газ для предприятий по производству удобрений полностью либерализованы // ГКПП Китая. URL: http://www.sdpc.gov.cn/xwzx/xwfb/201611/t20161110_826172.html (дата обращения: 17.03.2017).
14. Постановление ГКПП о ценовой политике газохранилищ от 15.10.2016 № 2176 (на кит. яз.). URL: http://www.ndrc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201610/t20161019_823111.html (дата обращения: 15.03.2017).
15. Постановление ГКПП об опубликовании «Методов регулирования тарифов на перевозку газопроводом (пилотный проект)» и «Методов контроля издержек, определяющих газотранспортный тариф (пилотный проект)» от 9.10.2016 №2142 (на кит. яз.). URL: http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jgg1/zcfg/201610/t20161012_822391.html (дата обращения: 18.03.2017).
16. Официальное открытие Шанхайской нефтегазовой биржи. URL: http://news.xinhuanet.com/2016-11/26/c_1119995874.htm (дата обращения: 19.03.2016).

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГИОНА

К.С. Смирнов

Введение

Осуществление крупномасштабных экспортных проектов связано с решением ряда сложных задач. Для принятия обоснованных решений в этом направлении необходимо проведение детального и всестороннего анализа условий реализации и исследования возможных последствий таких шагов. Должна быть дана комплексная оценка стоимости ожидаемых затрат на реализацию новых проектов и тарифов на экспортируемую электроэнергию, возможностей и условий привлечения финансовых ресурсов для реализации проектов.

Исследованию энергетических проблем в условиях неоднозначности исходной информации посвящены работы Л.А. Мелентьева [7–9], А.А. Макарова [9–12], Л.С. Беляева [1, 13–15], А.Н. Зейлигера [2, 3], Б.Г. Санеева [16, 17], Ю.Д. Кононова [11, 18] В.А. Смирнова [19], Л.М. Шевчук [20], С.А. Смоляк [21] и др.

Теоретические и практические вопросы в области исследования эффективности экспорта электроэнергии и создания межгосударственных электрических связей рассматривались в работах отечественных ученых: Л.С. Беляева [1], С.В. Подковальникова, В.А. Савельева, И.М. Волькенау [2], Л.Д. Хабачева [2, 3], Н.И. Воропая, В.В. Ершевича, Ю.Н. Руденко [4] и др. К данной проблеме проявляли интерес и зарубежные ученые: J.Y. Yoon, D.W. Park [5], K.H. Chung, B.H. Kim [6], и др.

Проведенный автором обзор работ показывает, что вопросам прогнозирования развития региональных электроэнергетических систем (ЭЭС) и проектам экспорта электроэнергии в условиях неоднозначности исходной информации уделено большое внимание как в работах отечественных, так и зарубежных ученых. В то же время недостаточно изученной является очень важная в методическом и особенно в практическом плане проблема, связанная с комплексной оценкой сравнительной эффективности и выбором наиболее предпочтительных проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (экспортных проектов), вписываемых в ЭЭС региона в долгосрочной перспективе.

Предлагаемый автором методический подход позволяет произвести комплексную оценку сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития ЭЭС региона. При этом в качестве неопределенных внешних условий развития электроэнергетической системы региона в работе рассматриваются: уровни электропотребления и цены на топливо для электростанций. Применение этого подхода апробировано при выборе наиболее предпочтительного проекта для экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай.

Описание методического подхода

Разработанный методический подход включает четыре этапа исследования (рис. 1). Реализация этапов предполагает выполнение следующих шагов:

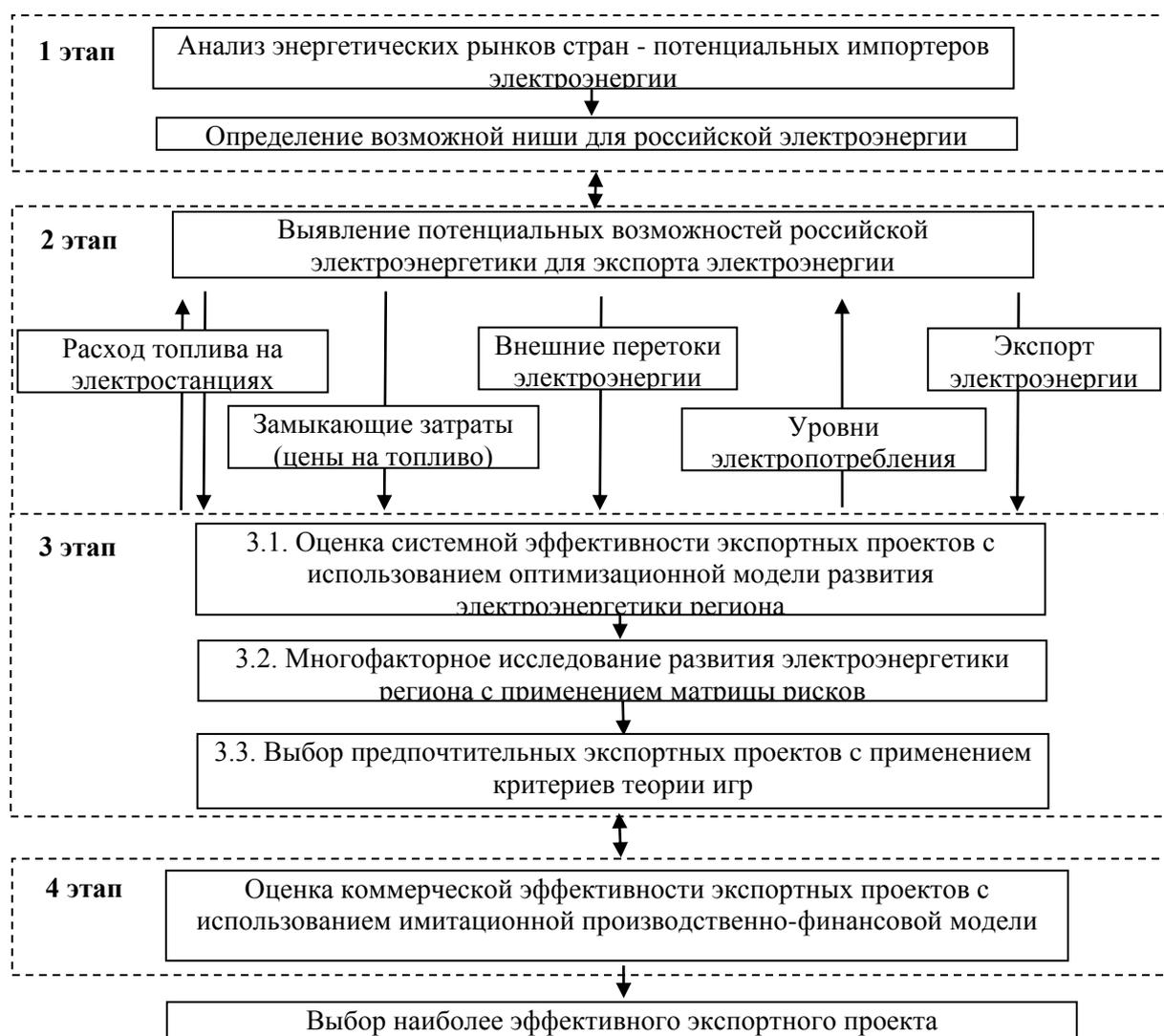


Рис. 1. Принципиальная схема методического подхода для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития ЭЭС региона

1. Проведение анализа энергетических рынков электроэнергии стран импортеров российской электроэнергии и определение возможной ниши для российской электроэнергии.

2. Выявление потенциальных возможностей российской электроэнергетики для экспорта электроэнергии с использованием модели ТЭК страны (расход топлива на электростанциях, замыкающие затраты (цены на топливо), внешние перетоки электроэнергии, уровни электропотребления, объем экспорта электроэнергии)

3. Оценка системной эффективности экспортных проектов;

3.1. Построение оптимизационной модели развития ЭЭС региона с поочередным включением в нее каждого из рассматриваемых экспортных проектов в регионе;

3.2. Многофакторное исследование развития электроэнергетики региона с применением матрицы рисков, включающее в себя:

3.2.1. Имитация внешних условий (C^n) развития ЭЭС региона; при этом принимается, что неопределенность (риски) внешних условий задается нижней и верхней границей их возможного диапазона изменения (низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе, низкие и высокие цены на топливо для электростанций).

3.2.2. Выявление (с помощью оптимизационной модели) оптимальных сценариев развития ЭЭС региона при рассмотренных внешних условиях и проектах сооружения экспортных проектов;

Это позволяет:

а) определить для каждого рассмотренного экспортного проекта оптимальный состав энергетических объектов развития ЭЭС региона, необходимый для ее приспособления к различным внешним условиям (вариантам) и намечаемым поставкам электроэнергии на экспорт.

б) получить значения связанных с этим суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона.

3.2.3. Построение матрицы затрат, для экономической оценки выявленных вариантов развития ЭЭС региона и, соответствующих им проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи.

В общем виде показатель платежной матрицы – это суммарные приведенные затраты на развитие электроэнергетики региона при рассмотренных внешних условиях ее развития и поочередно включенных экспортных проектов.

Полученная платежная матрица суммарных затрат на развитие и адаптацию системы позволяет перейти к матрице экономических рисков (таблица 1). Коэффициенты матрицы рисков рассчитываются как разность между минимальным значением (F_{min}^n) и остальными значениями затрат (F_r^n) в каждом столбце (n) платежной матрицы.

Таблица 1

Матрица экономических рисков ЭЭС региона

Варианты развития ЭЭС Проекты	Условия развития ЭЭС					
	C^1	C^2	C^3	C^n	C^N
X_1	$F_1^1 - F_{min}^1$	$F_1^2 - F_{min}^2$	$F_1^3 - F_{min}^3$	$F_1^n - F_{min}^n$	$F_1^N - F_{min}^N$
X_2	$F_2^1 - F_{min}^1$	$F_2^2 - F_{min}^2$	$F_2^3 - F_{min}^3$	$F_2^n - F_{min}^n$	$F_2^N - F_{min}^N$
X_r	$F_r^1 - F_{min}^1$	$F_r^2 - F_{min}^2$	$F_r^3 - F_{min}^3$	$F_r^n - F_{min}^n$	$F_r^N - F_{min}^N$
.....
X_R	$F_R^1 - F_{min}^1$	$F_R^2 - F_{min}^2$	$F_R^3 - F_{min}^3$	$F_R^n - F_{min}^n$	$F_R^N - F_{min}^N$

Матрица значений экономических рисков представляет собой обобщенную характеристику возможных экономических последствий от незнания действительных условий развития ЭЭС региона при реализации экспортных проектов и является основой для выбора в условиях неопределенности.

3.3. С использованием матрицы рисков осуществляется выбор наиболее эффективных проектов экспорта электроэнергии в регионе. Условия такого выбора зависят от вида используемого критерия теории игр. Применение формальных критериев теории игр позволяет выявить проекты неразличимых с точки зрения применяемых критериев. Такие проекты принято считать равноэкономичными. Существование равноэкономичных проектов обуславливает принципиальную

невозможность полной формализации процесса принятия решений в условиях неопределенности развития ЭЭС региона.

4. Оценка коммерческой эффективности экспортных проектов (в качестве основного критерия коммерческой эффективности на этом этапе рассматривается минимальный тариф на экспортную электроэнергию в местах перехода границы)

4.1. Построение имитационной производственно-финансовой модели для оценки коммерческой эффективности отобранных на третьем этапе экспортных проектов. Выбирается вариант более предпочтительный с точки зрения коммерческой эффективности.

Результаты исследования

В соответствии с предложенным методическим подходом (рис. 1) ниже представлена комплексная оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в Китай в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона, на примере Восточной Сибири.

Выполненный автором анализ различных источников по развитию китайской электроэнергетики, показал:

1) При реализации сценариев с повышенными уровнями электропотребления, дефицит электроэнергии в Китае к 2030 г. оценивается в 100 млрд. кВт·ч;

2) Доминирующую роль в структуре потребления энергоносителей в Китае играет уголь, самый экологически вредный в плане высокого содержания золы и серы. Он является главным источником загрязнения воздуха в стране. Несмотря на развитие ТЭС на газе доля установленной мощности на угле в структуре ТЭС прогнозируется к 2030 г. достаточно высокой - 86-93%. В связи с этим, Китай будет вынужден в больших количествах закупать электроэнергию из соседних стран, для энергообеспечения растущих потребностей в стране и снижения загрязнения воздуха.

3) Ниша для российской электроэнергии на китайском рынке оценивается в 16-20 млрд кВт·ч.

Выявление потенциальных возможностей российской электроэнергетики для экспорта электроэнергии с использованием модели ТЭК страны, показало, что объем экспорта из Восточной Сибири может составить 16 млрд кВт·ч. Это зависит от пропускной способности ЛЭП (3,2 ГВт) и числа часов работы (5000). Выдача электроэнергии в Западную Сибирь должна составить 23,5 млрд кВт·ч.

Оценка системной эффективности экспортных проектов с использованием оптимизационной модели развития электроэнергетики региона

1. Рассматриваются четыре возможных проекта экспорта электроэнергии, которые поочередно вписываются в модель развития электроэнергетической системы региона:

Проект 1 – КЭС на ковыктинском газе на юге Иркутской области;

Проект 2 – КЭС на канско-ачинском угле (КАУ) в Красноярском крае;

Проект 3 -КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае (Олонь-Шибирская КЭС; Новая Харанорская КЭС)[22];

Проект 4 – КЭС на мугунском угле в Иркутской области.

Основные технико-экономические показатели экспортных проектов приведены в таблице 2. Одинаковыми показателями для всех проектов были заданы: ЛЭП постоянного тока 500 кВ, пропускная способность одной цепи 3,3 ГВт, количество цепей ЛЭП 1 шт., собственные нужды и потери линейной части 2,5 %/1000км, количество подстанций 2 шт., собственные нужды и потери подстанций 0,6 %/шт.,

удельные капвложения в линейную часть 600 тыс. дол./км, удельные капвложения в подстанцию 100 млн. дол./шт.

Для оценки эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи предлагается разработанная автором статическая, оптимизационная, многоузловая модель развития электроэнергетики Восточной Сибири. В реализованной версии модели временной срез охватывает период с 2014 г. по 2030 г.

Территориальный срез модели описывает электроэнергетику Восточной Сибири в разрезе 6 региональных энергосистем (РЭС): Хакасская, Тывинская, Красноярская, Иркутская, Бурятская и Читинская.

Таблица 2

Технико-экономические показатели экспортных проектов

Показатели	Проекты				
	1	2	3		4
	Ковыктинская КЭС	КЭС на КАУ	Олонь-Шибирская КЭС	Новая-Харанорская КЭС	Мугунская КЭС
<i>Электростанции</i>					
Установленная мощность, млн. кВт	3,2	3,2	2,4	0,8	3,2
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	20,8	20,8	14,4	4,8	20,8
Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	222	276	276	276	276
Вид топлива	газ	уголь бурый	уголь каменный	уголь бурый	уголь бурый
Удельные капиталовложения*, дол./кВт	1000	1600	1500	1600	1600
<i>ЛЭП</i>					
Длина трассы, км	1100	1860	380		1100

Примечание:* - здесь и далее в ценах 2014 г.

При описании условий развития электроэнергетики региона основными искомыми переменными модели являются:

- установленные мощности действующих и новых электростанций; рассматриваемых в регионе;
- энергетические режимы использования установленной мощности электростанций в годовом балансе электроэнергии на рассматриваемом временном этапе;
- объёмы передачи мощности в час максимума нагрузки и годовые объёмы перетоков электроэнергии между региональными энергосистемами, по действующим и новым линиям электропередачи.

Учет в модели межсистемных электрических связей позволяет: передавать электроэнергию из РЭС, более обеспеченных энергетическими ресурсами, в РЭС менее обеспеченные; выработать требования к пропускной способности межсистемных электрических связей и поставкам на экспорт электроэнергии из региона.

Функционал модели описывает минимум суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона в целом за рассматриваемый расчетный период.

Размерность модели развития электроэнергетики региона составляет 174 переменных и 111 уравнений.

2. Далее проводится многофакторное исследование развития электроэнергетики региона с применением матрицы рисков. Расчеты проводились для четырех возможных вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики Восточной Сибири: низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе (195-245 млрд кВт·ч), низкие и высокие цены на топливо (газ, уголь) для электростанций.

Прогнозируемые цены на топливо для электростанций по региональным энергосистемам (РЭС) Восточной Сибири приведены в таблице 3.

3. Расчеты на оптимизационной модели позволили для каждого варианта сооружения экспортных проектов и при рассмотренных внешних условиях определить оптимальный состав энергетических объектов развития электроэнергетики Восточной Сибири (таблица 4) и связанные с этим суммарные затраты.

Исследования показали, что в зависимости от внешних условий, сооружение экспортной электростанции может привести к изменению структуры производства электроэнергии на электростанциях региона и перетокам электроэнергии в регионе. В результате, либо электроэнергетическая система региона будет отдавать свои избытки электроэнергии на экспорт, либо экспортные электростанции – свои избытки в систему.

Таблица 3

Прогнозируемые цены* на газ и уголь в Восточной Сибири в 2030 г., дол./т у.т.

РЭС	Газ		Уголь	
	Низкие цены	Высокие цены	Низкие цены	Высокие цены
Хакасская, Тывинская	-	-	40	55
Красноярская	115	150	40	55
Иркутская	115	155	45	60
Бурятская, Читинская	-	-	55	75

* без учета инфляции

Далее, в качестве примера для Ковыктинской КЭС показана структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году и схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при низких уровнях электропотребления и низких ценах на топливо.

Таблица 4

Структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении КЭС на ковыктинском газе

Показатель	Условия развития ЭЭС региона		
	Вариант 1		
	А	Б	± Δ (Б-А)
Электропотребление, млрд кВт·ч	194,7	194,7	
Поставки в другие районы, млрд кВт·ч	23,5	23,5	
Планируемый экспорт (Китай), млрд кВт·ч	-	16,0	
Производство, всего, млрд кВт·ч	218,2	234,2	
<i>в т.ч. ГЭС, всего</i>	<i>117,2</i>	<i>117,2</i>	
действующие	111,7	111,7	
новые	5,6	5,6	
<i>ТЭС, всего (без экспортных)</i>	<i>101</i>	<i>99,4</i>	<i>-1,6</i>
действующие ТЭС	70,4	70,4	
новые ТЭС	30,6	29	-1,6
из них: Березовская ГРЭС-1 (расш)	5,5	3,9	-1,6
ТЭС экспортные, всего	0	17,6	1,6*
из них: Ковыктинская КЭС-ПГУ		17,6	

* - в сравнении с планируемым экспортом

Принципиальная схема перетоков электроэнергии между региональными энергосистемами Восточной Сибири без сооружения экспортной электростанции

приведена на рис. 2, при сооружении Ковыктинской экспортной электростанции - на рис. 3.

Сооружение экспортной Ковыктинской электростанции в Иркутской энергосистеме, позволяет в полной мере обеспечить экспорт электроэнергии до границы Китая, и при этом снизить переток (из Красноярской энергосистемы) электроэнергии и мощности на 1,6 млрд. кВт.ч и 0,3 ГВт соответственно.

Далее строится матрица затрат на развитие ЭЭС Восточной Сибири (таблица 5).

В качестве коэффициентов матрицы выступают показатели, суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона.

Таблица 5

Матрица затрат на развитие ЭЭС Восточной Сибири, млн. дол.

Проекты	Условия развития ЭЭС			
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
X ₁	7664	11127	9515	11061
X ₂	7821	11269	9567	11101
X ₃	7886	11362	9622	11198
X ₄	7691	11154	9489	11033

где, X₁, X₂, X₃, X₄ – проекты экспорта электроэнергии (указанные в таблице 2); Вариант 1 - низкие уровни электропотребления, низкие цены на топливо; Вариант 2 - высокие уровни электропотребления, высокие цены на топливо; Вариант 3 - низкие уровни электропотребления, высокие цены на топливо; Вариант 4 - высокие уровни электропотребления, низкие цены на топливо.

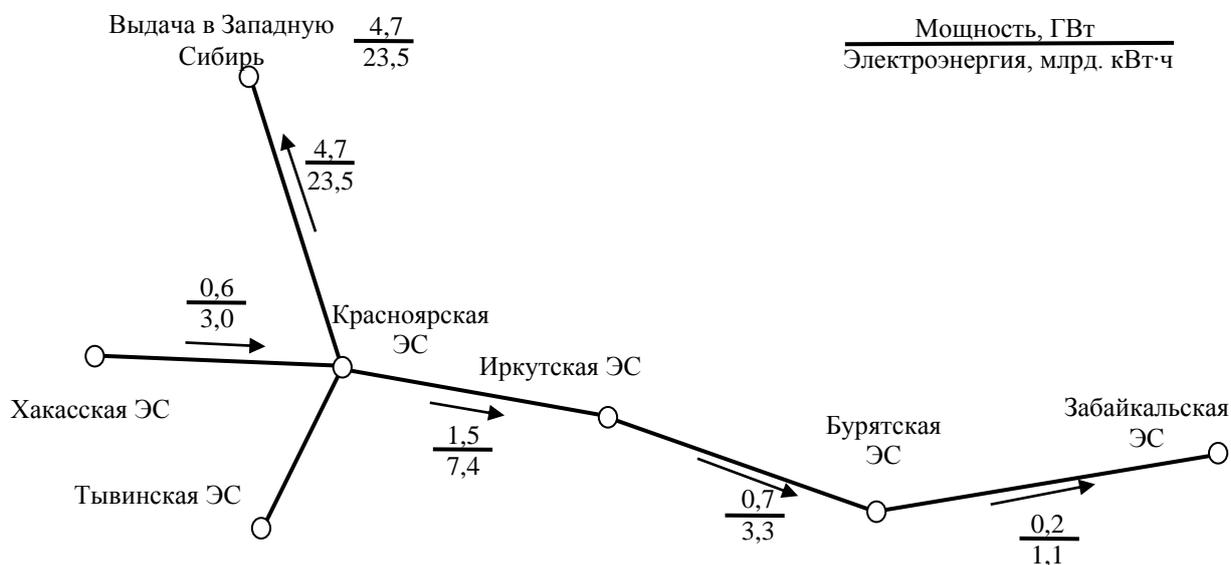


Рис. 2. Схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири без сооружения экспортной электростанции

На основании полученной матрицы затрат строится матрица экономических рисков (таблица 6), столбцы которой определяются сочетаниями внешних условий развития ЭЭС региона, а строки – полученными вариантами развития ЭЭС при рассмотренных экспортных проектах в регионе. Коэффициенты матрицы рисков рассчитываются как разность между минимальным значением и остальными значениями затрат в каждом столбце платежной матрицы.

Таблица 6

Матрица экономических рисков на развитие ЭЭС Восточной Сибири, млн. дол.

Проекты	Условия развития ЭЭС				Критерии*	
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Лапласа	Сэвиджа
X ₁	0	0	25,7	27,9	13,4	27,9
X ₂	157	141	77	68	111	157
X ₃	221	234	132	164	188	234
X ₄	27,6	26,9	0	0	13,6	27,6

* в столбце отмечены лучшие варианты по соответствующим критериям

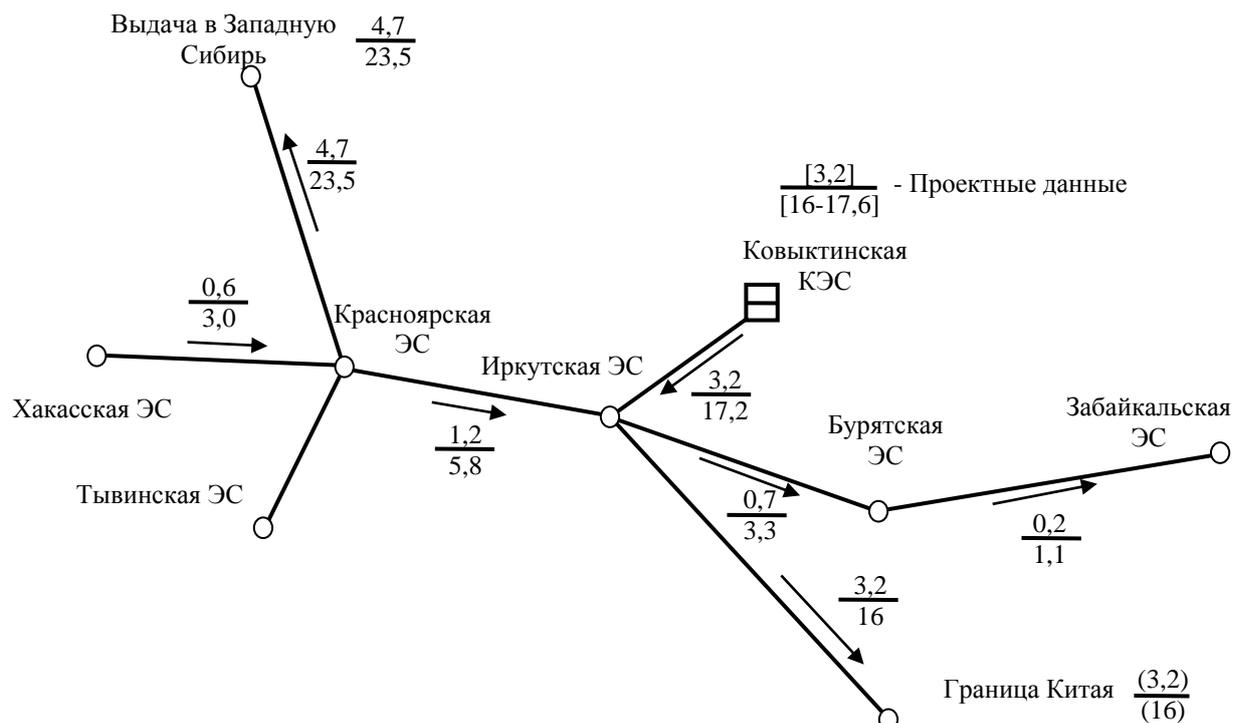


Рис. 3. Схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении Ковыктинской экспортной электростанции

На основании полученной матрицы рисков производится выбор экспортных проектов, наиболее предпочтительных с точки зрения принятых в работе критериев теории игр (Лапласа, Сэвиджа).

Исследования показали, совместное применение формальных критериев теории игр позволяет выявить два экспортных проекта (номер 1 и 4), которые с точки зрения применяемых критериев можно считать равноэкономичными и отличающимися всего на 0,2-0,3 млн. дол, против других проектов на 100-200 млн. дол. По минимальным затратам наиболее предпочтительными являются: по критерию Лапласа (среднего риска) - Проект 1, предполагающий в качестве экспортной электростанции сооружение Ковыктинской КЭС на газе, по критерию Сэвиджа (минимаксного риска) – Проект 4 - при сооружении Мугунской КЭС на угле.

Оценка коммерческой эффективности экспортных проектов в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай

Равноэкономичность выбранных выше экспортных проектов не делает окончательный выбор решения произвольным. Обязательное требование к выбираемому проекту – его практическая реализуемость.

В работе, с использованием разработанной автором имитационной производственно-финансовой модели, дается оценка коммерческой эффективности отобранных на первом этапе двух экспортных проектов и делается выбор из них окончательного проекта, предлагаемого к реализации.

При выборе окончательного экспортного проекта предпочтение отдается проекту, обеспечивающему минимальный тариф на экспортную электроэнергию в местах перехода границы экспортных линий электропередачи с Китаем. Тариф определяется как минимально приемлемая для экспортера (России) цена на электроэнергию (без учета акцизов и пошлин), которая компенсирует все эксплуатационные издержки (включая плату за выбросы CO₂), инвестиционные затраты и обеспечивает получение приемлемой прибыли на вложенный капитал.

При расчетах минимальных тарифов приняты следующие исходные посылки:

- расчетный период службы электростанций составляет: для Ковыктинской КЭС на газе - 30 лет, для Мугунской КЭС на угле – 35 лет;
- расчетный период срока службы экспортной ЛЭП ±500 кВ – 25 лет;
- внутренняя норма доходности – 15%;
- источники финансирования – акционерный капитал;
- ставки налогов приняты по действующей в Российской Федерации системе налогообложения: налог на прибыль – 20 %;
- срок окупаемости КЭС – 18 лет;
- срок окупаемости ЛЭП – 15 лет;
- прогнозируемая цена на ковыктинский газ - 130-175 долл./1000 м³, на мугунский уголь - 23-30 долл./т

Результаты расчетов экспортных тарифов на границе с Китаем приведены в таблице 7.

Таблица 7

Тариф на электроэнергию на границе с Китаем

Показатель	Единица измерения	КЭС	
		Ковыктинская	Мугунская
<i>Тариф на приемном конце, всего</i>	<i>цент/кВт·ч</i>	<i>7,9-8,8</i>	<i>10,1-10,6</i>
В том числе:			
на генерацию	цент/кВт·ч	6,5-7,4	8,7-9,2
передачу	цент/кВт·ч	1,4	1,4

Из таблицы 7 видно, что проект сооружения экспортной КЭС на ковыктинском газе (на юге Иркутской области) с передачей электроэнергии по линии постоянного тока до границы с Китаем является более предпочтительным (по принятому критерию) по сравнению с проектом сооружения экспортной КЭС на мугунском угле в Иркутской области.

Выводы

1. Разработан методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития ЭЭС региона, позволяющий:

а) провести анализ энергетических рынков электроэнергии стран импортеров российской электроэнергии и определить возможную нишу для российской электроэнергии;

б) выявить потенциальные возможности российской электроэнергетики для экспорта электроэнергии с использованием модели ТЭК страны

в) с использованием разработанной автором оптимизационной модели определить оптимальный состав энергетических объектов развития ЭЭС региона, необходимый для ее приспособления к различным внешним условиям и намечаемым экспортным проектам, и связанные с этим суммарные приведенные затраты;

г) на основе полученной информации построить матрицу затрат и матрицу экономических рисков и с помощью принятых критериев теории игр (Лапласа, Сэвиджа) сделать выбор наиболее эффективных (неразличимых с точки зрения принятых критериев) экспортных проектов;

д) с использованием разработанной автором имитационной производственно-финансовой модели дать оценку коммерческой эффективности экспортных проектов.

2. Проведена оценка системной эффективности четырех экспортных проектов в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай: Ковыктинская КЭС на газе на юге Иркутской области; КЭС на канско-ачинском угле в Красноярском крае; КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае (Олонь-Шибирская КЭС; Новая Харанорская КЭС); КЭС на мугунском угле в Иркутской области. Проекты сооружения экспортных КЭС на ковыктинском газе и мугунском угле в Иркутской области с передачей электроэнергии по линии постоянного тока до границы Китая (район г. Забайкальска), являются более предпочтительными, по сравнению с другими рассмотренными экспортными проектами в Восточной Сибири.

3. Дана оценка коммерческой эффективности (реализуемости) выбранных экспортных проектов. При этом предпочтение отдается проекту, обеспечивающему минимальный тариф на экспортную электроэнергию.

Литература

1. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. Новосибирск: Наука, 2008.–239 с.
2. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. -М.: Энергия, 1981. - 320 с.
3. Зейлигер А. Н., Малкин П.А., Хабачев Л.Д. Вопросы обоснования развития межрегиональных и межгосударственных сетевых связей //Энергетическое строительство. - 1994. - № 3. - С. 2-4.
4. Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н. Развитие межнациональных энергообъединений - путь к созданию мировой электроэнергетической системы. - Иркутск, 1995 - 28 с. - (препринт СЭИ СО РАН, 1995; № 10).
5. Yoon J.Y., Park D.W. Economic Analysis Methodology of Power System Interconnections considering conventional economic benefits and environmental effects URL: http://www.icee-con.org/papers/2002/papers/Vol No.1/1_pso/ps050.pdf (дата обращения: 10.10.12).

6. Chung K.-H., Kim B. H. Economic Feasibility on the Interconnected Electric Power Systems in North-East Asia URL: <http://www.jeet.or.kr/ltkpsweb/pub/pubfpfile.aspx?ppseq=367> (дата обращения: 25.09.12).
7. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. - 2-е изд., пере-раб. и доп. - М.: Наука, 1983. - 456 с.
8. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: Учеб.пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.:Высш.школа, 1982. -319 с.
9. Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства.– Новосибирск: Наука, 1973. – 276 с.
10. Методы и модели согласования иерархических решений // Под ред, А.А.Макарова - Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. - 240 с.
11. Иерархия моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений / А.А. Макаров, Ю.Д. Кононов, Л.Д. Криворуцкий и др. - Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1984. - 198 с.
12. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С.. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. – М.: ИНЭИ РАН, 2007. – 103 с., ил.11.
13. Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования / Л.С.Беляев, В.А.Савельев, Л.Ю. Чудинова и др. // Изв.РАН. Энергетика. -2000. - №5.- С.55-65.
14. Беляев Л. С., Чудинова Л. Ю. Эффект объединения электроэнергетических систем с разными сезонами годового максимума нагрузки. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – 51 с. – Препринт №3
15. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. / под ред. Л.С. Беляева, Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, 1980, 240 с.
16. Макарова А.С., Соколов А.Д., Санеев Б.Г. Метод согласования двухуровневой иерархии линейных моделей в условиях неопределенности. -В кн.: Иерархия в больших системах энергетики. -Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1978.-Т.2.-С.173-191.
17. Санеев Б.Г. Энергетическая кооперация России и стран Северо-Восточной Азии // Регион: экономика и социология. - 2004.-№ 1. - С. 136-144.
18. Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. оценка конкурентоспособности электростанций / Кононов Ю. Д., Кононов Д. Ю. // Электрические станции. - 2009. - № 6. - С. 22-26
19. Смирнов В.А. Проблемы повышения гибкости в энергетике. – М: Наука. – 1989.
20. Шевчук Л.М. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний / Л.М. Шевчук, А.С. Лукьянов, А.А. Кудрявцев // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 52–64.
21. Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности (теория ожидаемого эффекта). - М.: Наука, 2002. – 182 с.
22. Лагереv А. В., Ханаева В. Н., Смирнов К. С. Приоритеты и перспективы развития электроэнергетики Восточной Сибири. // «Энергетик» №8 2011, с. 2-7.

ПОИСК И ОБРАБОТКА ДАННЫХ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНТЕГРАЦИИ СТРАН СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ (НА ПРИМЕРЕ ИНФОРМАЦИИ ОБ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ КИТАЯ)

И.Л. Трофимов

Введение

В ИСЭМ СО РАН используется модель оптимального развития и режимов электроэнергетических систем (ОРИРЭС) [1] для расчетов и изучения возможностей объединения национальных энергосистем (ОЭС) в единые межгосударственные энергетические объединения (МГЭО). В том числе решается задача анализа эффективности создания электроэнергетического кольца в странах Северо-Восточной Азии (СВА) [2]. Немаловажной частью исходных данных для модели являются установленные мощности электростанций, формирующих ОЭС. В данной работе рассматриваются проблемы поиска и обработки информации по установленным мощностям электростанций, расположенных в Китае – стране которая в последние годы является мировым лидером в производстве электроэнергии.

1. Поиск и сбор информации

Официальные источники информации об установленных мощностях в различных странах, как правило, имеют ограниченный доступ и плохо структурированы для их автоматической обработки. Тем не менее, в сети Интернет для многих крупных стран имеются сайты, предоставляющие различную информацию о перспективах ввода и параметрах электростанций. Часто эти данные разрознены или распределены по различным Интернет-ресурсам. Поиск и сбор информации с таких сайтов является довольно трудоемким и продолжительным процессом.

С развитием интернет-технологий, в частности интеллектуального поиска с использованием мета-данных (онтологического описания интернет-содержимого) [3], заинтересованные интернет-сообщества начали создавать базы знаний по различным тематикам, в то числе и по мировой энергетике. Одним из таких проектов является DBpedia, появившийся в результате коллективной работы программистов, направленный на извлечение структурированной информации из данных, созданных в рамках проекта Википедия и публикации её в виде доступных под свободной лицензией наборов данных [4].

На страницах Википедии содержится множество информации практически обо всех имеющихся электростанциях в крупных странах. Но пользоваться этими данными для их автоматической обработки затруднительно, поскольку информация по каждой электростанции представляет собой отдельную интернет-страницу – статью Википедии, в которой содержатся различная текстовая информация, параметры объекта, ссылки (перенаправления) и прочее. Поиск и сбор данной информации для ее использования в различных вычислительных системах и базах данных (БД) может занять продолжительное время, хотя бы потому что данная информация постоянно обновляется, а количество таких страниц, посвященных электростанциям измеряется десятками тысяч.

Для того, чтобы создать DBpedia разработчиками были написаны множество программ-червей, которые постоянно сканируют и скачивают из Википедии всю структурированную информацию, которую «она» может предложить: категории, перенаправления и самое главное – информационные боксы. Большая часть данных DBpedia — это переведенные в RDF информационные боксы, которые располагаются на многих страницах Википедии. Информационный бокс представляет собой информацию на вики-странице, содержащую основные параметры объекта, которому посвящена страница, например, мощность, год ввода в эксплуатацию, координаты и прочее. На программном уровне это набор параметров и их значения, которые без особого труда можно преобразовать в RDF-тройку – «субъект – предикат (отношение, принадлежность) – объект».



dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:name	Leonardo da Vinci@en.
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:caption	Self-portrait in red chalk, circa 1512 ...of Turin@en .
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:birthName	Leonardo di ser Piero da Vinci@en.
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:placeOfBirth	Anchiano by Vinci, Italy@en .
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:dateOfBirth	1452-04-15^^xsd:date.
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpedia-owl:thumbnail	<http://upload.wi.../200px-Leonardo_self.jpg>.
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:nationality	dbpedia:Italy .
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:field	Many and diverse fields of arts and sciences@en .
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpedia-owl:field	dbpedia:The_arts .
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpedia-owl:movement	dbpedia:High_Renaissance .
dbpedia:Leonardo_da_Vinci	dbpprop:works	Mona Lisa, The Last Supper, The Vitruvian

Рис. 1. Преобразование информационного бокса в RDF-формат

На рис. 1 справа изображен пример информационного бокса, который преобразовывается в RDF-тройки, представленные на рисунке слева, хранящиеся на DBpedia. Формат RDF предоставляет информацию о ресурсах в виде, пригодном для машинной обработки. Автоматические скрипты регулярно сканируют Википедию и стараются грамотно преобразовать текстовое содержимое информационных боксов в структурированные RDF-данные – даты, числа, строки и уникальные идентификаторы.

В итоге «полу-структурированная» разметка страниц Википедии преобразуется в базу знаний со структурированной информацией по определенным тематикам. Архитектура DBpedia представлена на рис. 2.

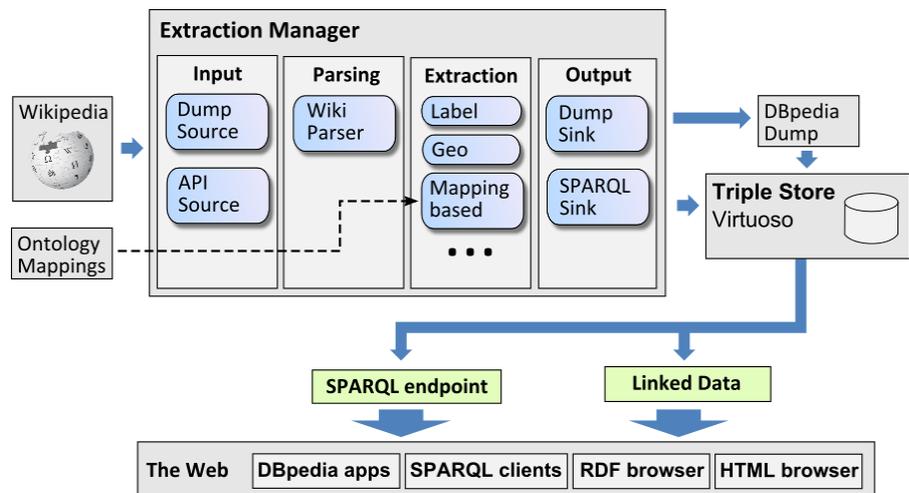


Рис. 2. Архитектура DBpedia

Благодаря имеющимся в сети Интернет международным базам знаний, таких как DBpedia появилась возможность автоматизированного сбора данной информации для её обработки в собственных БД, в частности в формате XML.

Авторами настоящей статьи была написана специальная программа-робот, сканирующая OWL-страницы указанной базы знаний [5], и скачивающая в автоматическом режиме структурированную в XML-формате информацию по каждой электростанции в стране. В качестве страны был выбран Китай, который является мировым лидером в производстве электроэнергии. В итоге в нашу объектно-ориентированную базу данных (ООБД) [6] была загружена информация по 3768 электростанциям Китая.

2. Предварительный анализ данных

Предварительный анализ списка электростанций, представляющий собой 3768 файлов в формате XML показал, что далеко не все электростанции достаточно полно представлены. Например, географические координаты указаны только у 3158 станций, провинция в которой они расположены указана у 3750 станций, тип топлива – у 1068 и так далее. Объектно-ориентированная база данных разрабатываемая авторами позволяет компактно хранить информацию, например, перевод XML структуры в структуру ООБД сократил объем хранения рассматриваемой информации с 34 Мбайт до 0.5 Мбайт. Однако, основная причина перевода и хранения информации в структуру ООБД это разработанный интерфейс по формированию специальных запросов, графиков и слоев для интерактивных электронных карт. В качестве примера, на рисунке 3 на карту нанесены 3158 электростанций Китая с их географическими координатами. Цветом помечены различные типы генерирующих мощностей: черным цветом отмечены угольные электростанции, синим – гидроэлектростанции, красным - атомные, голубым – газовые, красным - ветровые. Серым – помечены электростанции с неуказанным видом топлива.

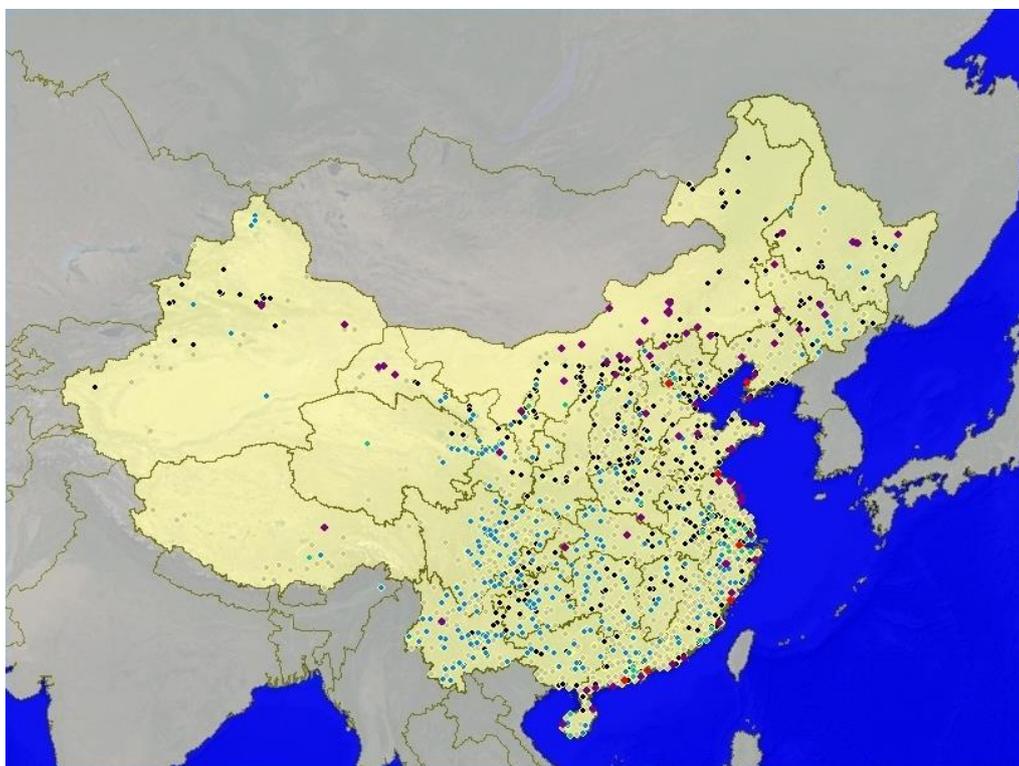


Рис. 3. Электростанции Китая

Представление о величине установленных мощностей в географическом разрезе (с указанием точных географических координат), является важным моментом для предварительного исследования исходного состояния электроэнергетических систем для модели. Поэтому, представление электростанций в виде диаграмм, площади которых пропорциональны их установленным мощностям, позволяет визуально более качественно оценивать общую картину энергообеспечения страны.

На приведенном ниже рис. 4 изображены электростанции (по состоянию на 2015 год), для которых точно указаны: тип топлива, установленная мощность и год ввода в эксплуатацию. Следует отметить что на данном рисунке нет электростанций, у которых год ввода в эксплуатацию неизвестен, в том числе еще строящиеся или планируемые.

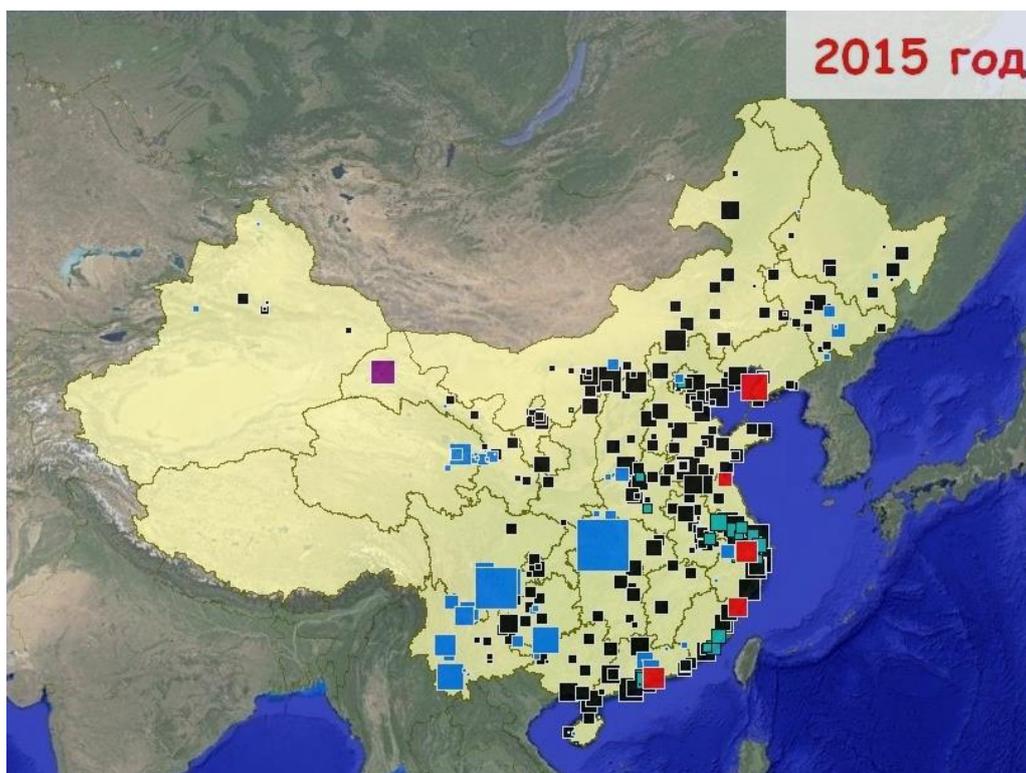


Рис. 4. Установленные мощности Китая по типам станций по состоянию на 2015г.

На рис. 5 добавлены все имеющиеся в Китае электростанции с известной установленной мощностью, включая те, для которых год ввода в эксплуатацию неизвестен. Как видно из рисунка имеется большое количество электростанций, для которых не указан год ввода в эксплуатацию. Это связано, во-первых, с тем что на страницах Википедии существует информация о планируемых проектах, которые еще не были построены и год ввода в эксплуатацию для них не указывается. Такие проекты можно учитывать при прогнозных расчетах на предполагаемый год в будущем.

Иногда бывает так, что для уже существующих объектов попросту недостаточно информации об их годе ввода в эксплуатацию, в таком случае необходимо прежде всего выделить среди таких объектов те, которые вносят наибольший вклад в производство электроэнергии в узле (наиболее крупные электростанции), а мелкие станции, из-за их большого количества можно опустить. Далее можно воспользоваться сервисом Google-Earth, который позволяет увидеть историю космо-снимков, по которым можно будет определить примерный год ввода в эксплуатацию – время, когда станция появилась на карте. Либо искать и использовать дополнительные источники информации об этой электростанции на просторах Интернета.

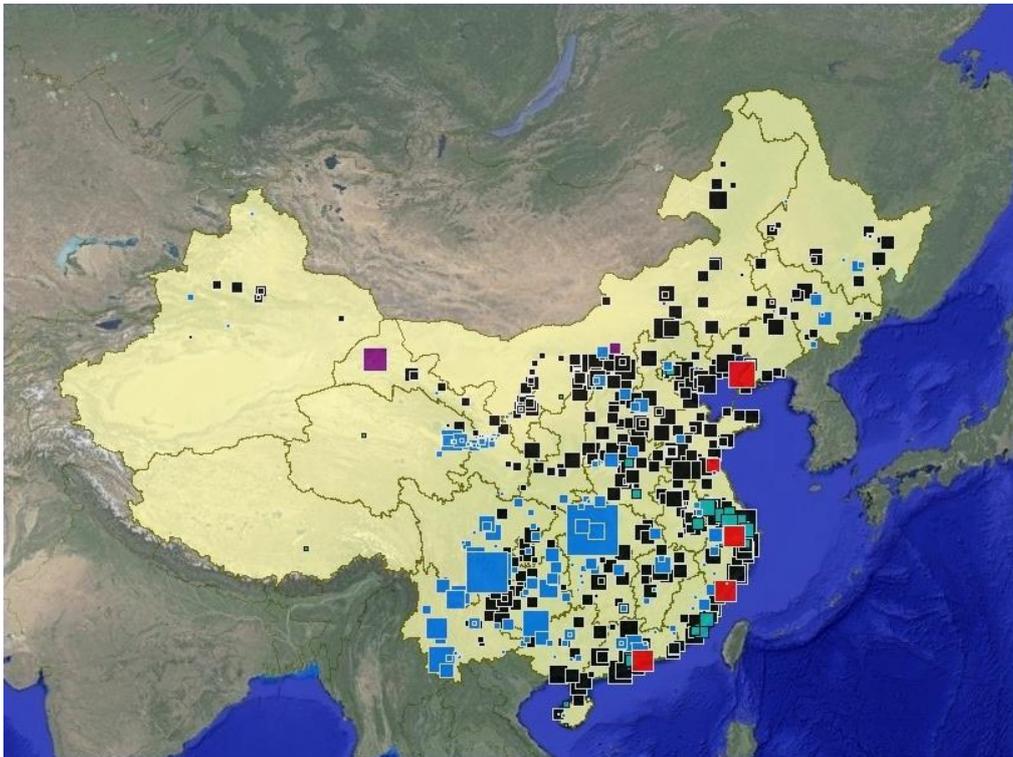


Рис. 5. Все установленные мощности Китая по типам станций

3. Проблемы верификации данных

Всякая загружаемая в БД информация нуждается в верификации. Одной из основных проблем верификации была проверка и установление точных координат электростанций. Для этого в ИВС используется встроенная ГИС-система, позволяющая увидеть электростанцию со спутникового снимка, таким образом можно однозначно определить местонахождение электростанции и избежать дублирования информации в БД, например, в случае, когда два и более объектов с разными названиями (полученные из разных источников) имеют одни и те же координаты. После определения точных координат электростанциям в БД присваивается уникальный идентификатор и признак провинции, к которой они относятся.

Кроме того, был использован внешний сервис Google-Earth, который позволяет смотреть историю космо-снимка, благодаря чему можно определить примерный год ввода в эксплуатацию электростанции, если он не был указан ранее, рис. 6.

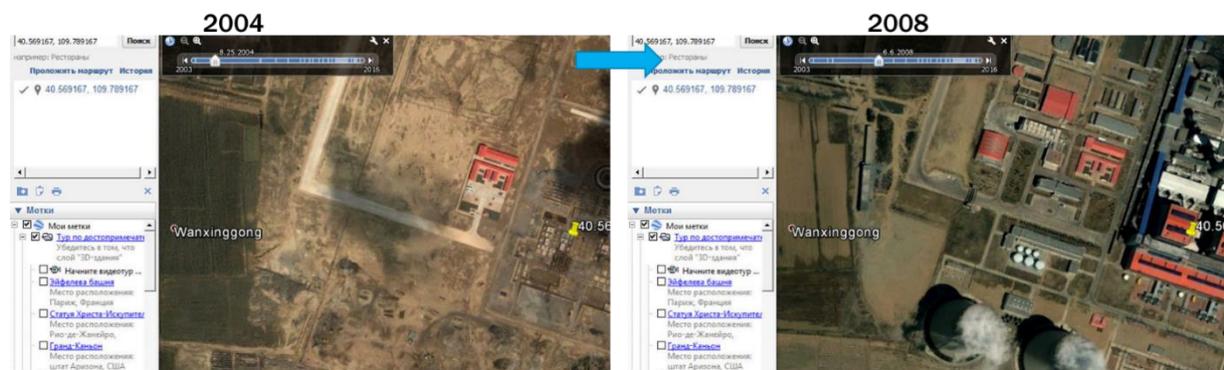


Рис. 6. Использование сервиса Google Earth для определения примерного года ввода в эксплуатацию

При составлении базового состояния исследуемых электроэнергетических систем для модели ОРИЭС на определенный год, необходимо знать примерные сроки службы оборудования энергетических объектов. Имея достоверную информацию о годе ввода в эксплуатацию электростанции, можно определить примерные даты, когда её оборудование выйдет из строя, и таким образом качественно уточнить исходные данные для модели.

После проведения такого рода исследований, результаты можно агрегировать по провинциям, а также по ОЭС страны в целом для последующего их использования в модели. В настоящий момент в модели задаются укрупненные узлы по странам. Полученная авторами информация позволяет масштабировать модель (формировать разные уровни детализации расчетной схемы для исследований), например, на уровне провинций, рис. 7. Следует отметить, что агрегирование возможно только после определения соответствия координат объекта с провинцией, в которой он находится.



Рис. 7. Установленные мощности, агрегированные по провинциям Китая

Заключение

Более детальная и точная информация об электроэнергетике каждого из узлов в объединенной энергосистеме повышает качество расчетов при интеграции этого узла (страны) в рассматриваемой МГЭО. Однако для составления полной картины перед запуском модели, помимо информации о существующих мощностях необходимо иметь информацию о перспективных, планируемых к расчетному году проектах.

Информация, полученная в результате данной работы, позволяет проводить более качественную оценку исходного состояния исследуемых электроэнергетических систем для модели ОРИЭС. Агрегирование данных на различных уровнях предоставляет широкие возможности для масштабирования модели (формирования разных уровней детализации расчетной схемы).

Проведенный анализ типов установленных мощностей электроэнергетики Китая и темпов их развития будет использоваться в модели при расчетах сценариев электро-энергетической интеграции стран СВА.

Обработка данных, получаемых из базы знаний DBpedia позволяет получать открытую подробную информацию по электростанциям всех стран (узлов в модели), участвующих в энерго-кооперации.

Результаты данной работы будут применены в качестве задаваемой исходной информации для проводимых расчетов на модели ОРИРЭС.

Литература

1. Беляев Л.С., Эффективность межгосударственных электрических связей. / Л.С. Бе-ляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.
2. Научный отчет. Программа развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года. / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев и др. – Иркутск, 2015. – 402 с.
3. Портал искусственного интеллекта. Статьи. Онтология. / URL: <http://www.aiportal.ru/>, 26 January 2017.
4. DBpedia. OpenLink Software / URL: <http://wiki.dbpedia.org/>, 5 December 2016.
5. Щербина Дмитрий, OWL, язык веб-онтологий. Руководство. Рекомендация W3C 10 февраля 2004. Перевод. / URL: <http://sherdim.ru/>, 26 January 2017.
6. Трофимов И.Л., Методические принципы построения Информационно-вычислительной системы с использованием метаданных для формирования запросов к базе данных по Тепловому хозяйству страны // Системные исследования в электроэнергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 43 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – стр.162-170.

Прикладная математика и информатика

МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Д.А. Бояркин

Введение

Надёжность электроэнергетических систем (ЭЭС) является важным фактором для успешного развития и функционирования различных отраслей экономики. Для обеспечения необходимого уровня надёжности ЭЭС при функционировании и на этапе планирования развития необходимо своевременно оценивать надёжность ЭЭС и делать корректировки по управляющим воздействиям и планам ввода нового и вывода устаревшего энергетического оборудования.

Среди широкого разнообразия методов оценки надёжности технических систем, для сложных ЭЭС эффективной является методика на основе статистических испытаний (метод Монте-Карло) [1-3]. При оценке надёжности, особенно при оперативной оценке, скорость вычислений является весьма важной характеристикой, от которой может зависеть своевременность принимаемых решений, влияющих на надёжность электроснабжения, и в конечном итоге на величину ущерба. А для получения наиболее точного результата необходимо анализировать достаточно большое количество случайных состояний системы. Таким образом, задача повышения вычислительной эффективности методики оценки надёжности ЭЭС на основе метода статистических испытаний является актуальной и нужной в современных условиях работы ЭЭС.

Одним из направлений повышения вычислительной эффективности рассматриваемой методики является усовершенствование процедуры формирования случайных состояний ЭЭС. Важным моментом при этом является инструмент формирования последовательности случайных состояний, который опирается на генератор случайных чисел (ГСЧ). В свою очередь различные ГСЧ имеют различные характеристики и основная из них, наиболее влияющая на результаты оценки надёжности, это степень случайности последовательности генерируемых чисел.

Другим способом, позволяющим добиться снижения числа генерируемых состояний является метод опорных векторов, позволяющий определить дефицитность состояния ЭЭС до расчёта в оптимизационном блоке и исключить бездефицитные состояния из расчёта.

В данной статье рассматривается вычислительная эффективность четырех ГСЧ и метода опорных векторов, которые могут использоваться при оценке надёжности ЭЭС методом Монте-Карло.

Оценка надёжности ЭЭС на основе метода статистических испытаний

В общем случае методика оценки надёжности ЭЭС на основе метода статистических испытаний [4] состоит из трех основных этапов [1-3]:

1. Формирование набора случайных состояний ЭЭС. На этом этапе, на основании метода статистических испытаний происходит разыгрывание состояний энергетического оборудования ЭЭС и величины нагрузки потребителей электроэнергии. Разыгрыва-

ние осуществляется на основании статистики по аварийности энергетического оборудования и случайных отклонений нагрузок потребителей.

2. Расчет режимов сформированных состояний ЭЭС [5, 6].

3. Вычисление показателей надёжности ЭЭС. После расчета всех сформированных состояний, вычисленные параметры ЭЭС обрабатываются статистическими методами. В итоге на выходе получается спектр показателей надёжности ЭЭС. Среди основных вычисляемых показателей надёжности можно выделить:

- вероятность безотказной (бездефицитной) работы;
- математическое ожидание (м.о.) недоотпуска электроэнергии;
- м.о. дефицита мощности;
- коэффициент обеспеченности потребителей электроэнергией;
- вероятность отклонения режимных параметров за предельно допустимые значения.

В зависимости от характера поставленной задачи учитываются графики нагрузки и плановые ремонты.

Алгоритм формирования случайных состояний ЭЭС

Состояния ЭЭС формируются при моделировании случайных событий (отказы генерирующих установок, линий электропередачи (ЛЭП), нерегулярные колебания нагрузки потребителей), которые могут произойти в некотором режиме. Моделирование одного случайного события K_i , $i = 1, \dots, n$, вероятность которого равна P_i , $i = 1, \dots, n$, происходит при разыгрывании одного случайного числа x_i , $i = 1, \dots, n$, из равномерно распределенного множества на интервале $[0, 1]$. Если при этом x_i находится в интервал $[0, P_i]$ считается, что событие K наступило, если нет, то не наступило, т.е. :

$$K_i = \begin{cases} 1, & \text{если } x_i \in [0, P_i] \\ 0, & \text{если } x_i \in (P_i, 1] \end{cases}, \quad i = 1, \dots, n.$$

Аналогично данную процедуру можно распространить и на большее количество несовместных событий, например, при разыгрывании нерегулярных колебаний нагрузки, где для дискретной аппроксимации нормального закона распределения отклонений нагрузки используется правило 3σ .

При формировании случайных состояний ЭЭС одним из важных моментов, который непосредственно влияет на вычислительную эффективность всей оценки надёжности ЭЭС, является работа генератора случайных чисел (ГСЧ). На практике разработка ГСЧ является весьма трудоемкой задачей и связана со сбором данных от природного случайного процесса. Поэтому в имитационном моделировании нашли применение так называемые генераторы псевдослучайных чисел (ГПСЧ) [7]. ГПСЧ должен генерировать последовательность чисел, обладающих такими свойствами, как: максимально длинный период цикличности, максимальная независимость получаемых чисел, равномерность распределения получаемых чисел. Данные свойства влияют на результаты имитационного моделирования методом статистических испытаний.

Рассматривается эффективность следующих ГПСЧ: линейно-конгруэнтный генератор; запаздывающий генератор Фибоначчи [8]; Вихрь Мерсенна [9]; $ЛП\tau$ - последовательности (последовательности Соболя) [10, 11].

Алгоритм сокращения числа состояний при расчёте дефицита системы.

Ещё одним способом повышения вычислительной эффективности оценки надёжности ЭЭС является заблаговременное определение бездефицитных состояний и их удаление перед расчётом режимов. При этом определение таких состояний должно быть менее затратным чем аналогичный расчёт при использовании оптимизационного блока, при этом должна сохраняться точность такой классификации.

В качестве алгоритма классификации дефицитных и бездефицитных состояний используется метод опорных векторов [12].

Экспериментальные исследования.

Для выбора наилучшего по заданным критериям ГПСЧ для оценки надёжности ЭЭС методом статистических испытаний были проведены экспериментальные исследования представленных выше ГПСЧ.

Воспользуемся критерием Колмогорова-Смирнова (λ) для экспериментального анализа последовательностей чисел, которые были получены вышеприведенными ГПСЧ [4]. Согласно значению данного критерия для последовательности случайных чисел, степень случайности тем выше, чем ближе значение критерия к 0,87 [13].

Для проверки каждым ГПСЧ было сгенерировано по 100 чисел. В табл. 1 представлены значения критерия Колмогорова-Смирнова для сгенерированных последовательностей.

Таблица 1

Значения критерия Колмогорова-Смирнова

Название ГПСЧ	λ
ЛКГ	0,514
ЗГФ	1,130
Вихрь Мерсенна	0,973
$ЛП\tau$	0,840

Из полученных результатов видно, что наиболее близким значением λ к 0,87 обладает $ЛП\tau$ -последовательность и соответственно она является наиболее случайной. На втором месте по данному критерию расположилась последовательность, сгенерированная Вихрем Мерсенна. Самыми неслучайными последовательностями оказались ЛКГ и ЗГФ.

Далее были проведены экспериментальные исследования имитационного моделирования надёжности ЭЭС при использовании вышеприведенных ГПСЧ. Для исследований была взята 3-х узловая схема ЭЭС представленная на рис. 1.

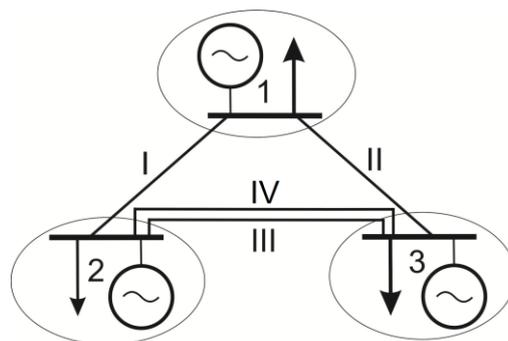


Рис. 1. Схема исследуемой ЭЭС

В табл. 2 представлены основные характеристики узлов ЭЭС, в табл. 3 основные характеристики связей ЭЭС:

Таблица 2

Основные характеристики узлов ЭЭС

№ узла	Единичная мощность генерирующего агрегата, МВт	Количество генерирующих агрегатов, шт.	Аварийность генерирующего агрегата, о.е.	Нагрузка, МВт
1	50	5	0,05	500
	100	2	0,05	
2	50	5	0,05	450
	100	1	0,05	
3	50	5	0,05	500
	100	1	0,05	
	200	1	0,05	

Таблица 3

Основные характеристики связей ЭЭС

№ связи	Вектор связи	Пропускная способность, МВт.	Количество ЛЭП в связи, шт.	Аварийность на 100 км, о.е.	Длина, км
1	1-2	150	1	0,001	400
2	1-3	150	1	0,001	400
3	2-3	100	1	0,001	400
4	2-3	100	1	0,001	400

Для сравнения вычислительной эффективности представленных ГПСЧ была проведена серия опытов оценки надёжности представленной ЭЭС с определением м.о. дефицита мощности. Эталонное значение м.о. дефицита мощности для данной ЭЭС было найдено методом полного перебора, так как ЭЭС состоит из 24 элементов было проанализировано $2^{24} = 16777216$ состояний. Эталонное значение м.о. дефицита мощности установилось на ~432 МВт. Полученные результаты представлены на рис. 2.

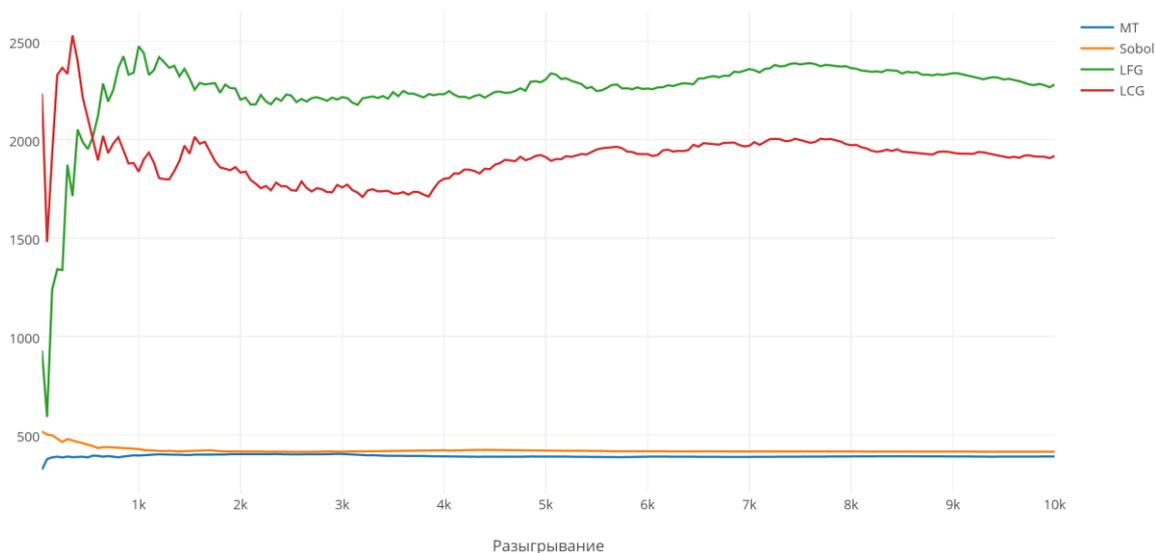


Рис. 2. Стабилизация значения м.о. дефицита мощности для исследуемых ГПСЧ

Из рис. 2 видно, что ЛКГ и ЗГФ не смогли стабилизироваться даже спустя десяти-тысячное разыгрывание, что коррелирует с критерием Колмогорова-Смирнова и пока-

зывает их слабослучайный характер и слабую пригодность при оценке надёжности ЭЭС методом Монте-Карло.

Результаты двух других методов оказались более качественными. М. о. дефицита мощности, которое было получено с помощью Вихря Мерсенна на десяти тысячном разыгрывании установилось на отметке 389 МВт, LPP_τ -последовательности на отметке 414 МВт. Отклонения м. о. дефицита мощности в ходе эксперимента от конечных величин представлено на рис. 3.

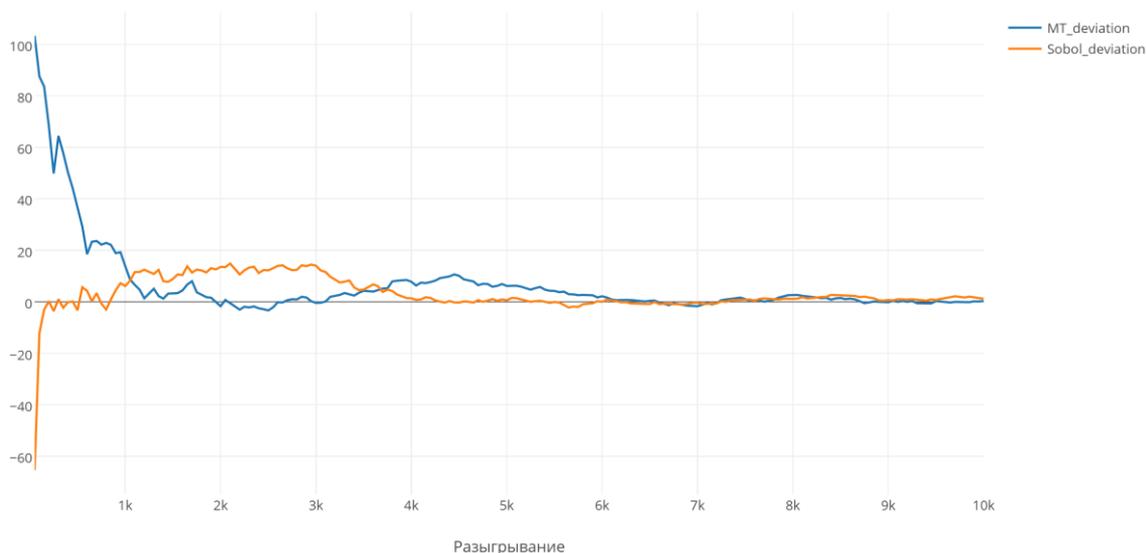


Рис. 3. Отклонения м. о. дефицита мощности от конечных величин

Из рис. 3 видно, что при использовании LPP_τ -последовательности значение математического ожидания стабилизируется раньше, чем при использовании Вихря Мерсенна. При использовании LPP_τ математическое ожидание стабилизируется на 4000-м разыгрывании состояния системы, тогда как Вихрь Мерсенна это делает на 6000-м, при этом скорость работы самих алгоритмов примерно одинакова.

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что использование LPP_τ -последовательностей при оценке надёжности ЭЭС методом статистических испытаний позволяет добиться более качественных результатов расчёта за более короткое время.

Затем на основании предыдущих результатов было проведено исследование влияния использования метода опорных векторов [12] на количество генерируемых состояний. Для реализации этого метода была использована библиотека LIBSVM [14].

При использовании этого метода блок генерации случайных состояний делится на два этапа – этап обучения классификатора и этап предсказания дефицитности состояния, при этом разыгрывание происходит как прежде. Отношение состояний, сгенерированных на первом и на втором этапе по отношению к их общему числу – 20% и 80% соответственно.

На первом этапе каждое сгенерированные состояния и их дефицитности, полученные на расчётном блоке, формируют обучающую выборку, по которой производится настройка классификатора. На втором этапе дефицитность каждого генерируемого состояния предсказывается классификатором. При этом операция прогнозирования вычислительно менее трудоёмка, чем расчёт дефицита мощности. Состояния, определённые классификатором, как бездефицитные отбрасываются, это позволяет снизить количество обращений в расчётный блок и, в целом, снизить число разыгранных состояний, необходимых для определения дефицита мощности системы.

Для сравнения вычислительной эффективности использовались результаты предыдущего опыта, а именно вариант с генерацией состояний ЭЭС на основе Вихря Мерсенна. Полученные результаты представлены на рис. 4.

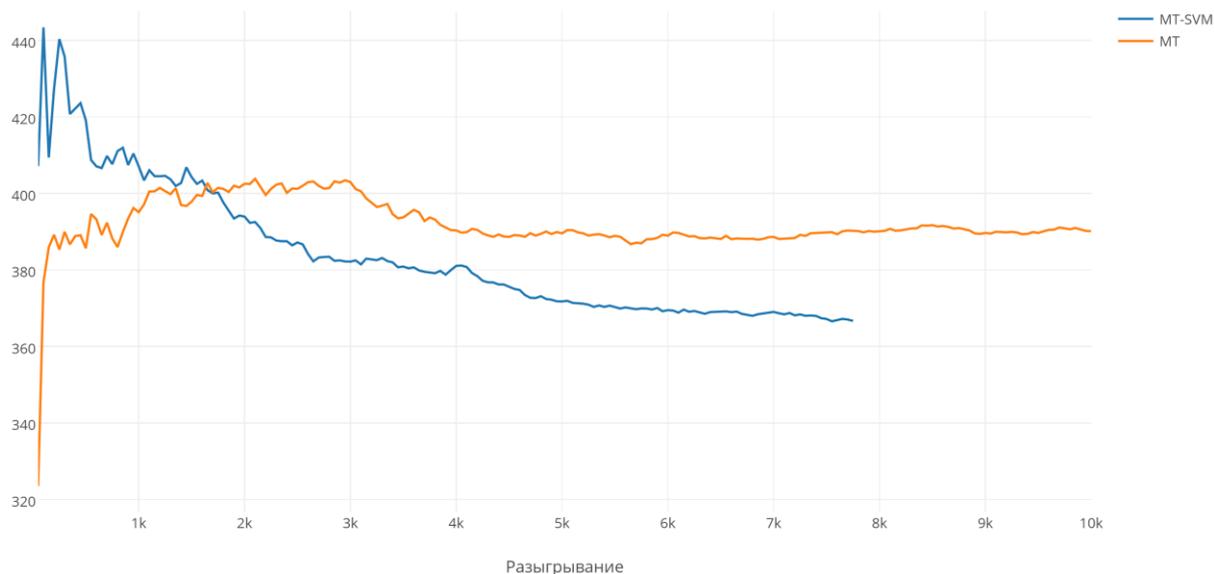


Рис. 4. Стабилизация значения м.о. дефицита мощности для ситуации с использованием метода опорных векторов и без него

Из рисунка 4 видно, что при использовании метода опорных векторов значение математического ожидания не стабилизируется, это, прежде всего, связано с ошибкой в предсказаниях, равной 78%. Из-за особенностей метода опорных векторов и реализации блока многие дефицитные состояния ЭЭС расцениваются классификатором как бездефицитные, что занижает математическое ожидание дефицита мощности и дестабилизирует его. В дальнейшем, при модернизации обучения классификатора, подобных проблем можно будет избежать.

Заключение

Вычислительная эффективность программных средств оценки надёжности ЭЭС является одним из критериев эффективного их применения в практических задачах. При оценке надёжности ЭЭС методом Монте-Карло одним из факторов, влияющих на вычислительную эффективность, является число случайных состояний ЭЭС, необходимых для достижения определенной точности значения дефицита мощности. Для снижения их количества необходим качественный генератор псевдослучайных чисел и другие методы, позволяющие снизить число состояний, в нашем случае это метод машинного обучения – метод опорных векторов.

На первом этапе были проанализированы четыре генератора псевдослучайных чисел: линейно-конгруэнтный генератор, запаздывающий генератор Фибоначчи, Вихрь Мерсенна, LPP_r -последовательности. Была определена степень случайности получаемых чисел по критерию Колмогорова-Смирнова. Оказалось, что наиболее случайной в соответствии с данным критерием является выборка случайных чисел из LPP_r - последовательности. Основным критерием эффективности в данных исследованиях можно считать результат применения приведенных генераторов псевдослучайных чисел при оценке надёжности ЭЭС. В итоге наиболее эффективным генератором псевдослучайных чисел для оценки надёжности ЭЭС оказались LPP_r - последовательности.

На втором этапе был применен метод опорных векторов и проанализирована эффективность его применения. Результат этого анализа показал, что потенциально метод позволяет добиться сокращения числа состояний ЭЭС, необходимых для определения дефицита мощности системы, но требует доработок при использовании в нашей задаче.

Литература

1. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надёжность систем электроэнергетики. – Новосибирск: Наука, 2015. – 224 с.
2. R. Billinton, W. Li. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods // Springer Science + Business Media, LLC. – 1994.
3. Домышев А.В., Крупенёв Д.С. Оценка режимной надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло // Электричество. – 2015. – №2. – С. 4–12.
4. Лоу А., Кельтон Д. Имитационное моделирование. Классика CS. – СПб: Питер, Издательская группа BHV, 2004 г. – 847 с.
5. Надёжность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов). – М: ИАЦ «Энергия», 2007. – 192 с.
6. Krupenev D., Perzhabinsky S. Algorithm for the Adequacy Discrete Optimization by Using Dual Estimates When Planning the Development of Electric Power Systems // Proceeding of The International Scientific Conference EPE 2016. – Доступ: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7521739/> (обращение: 3.11.2016 г.).
7. Фергюсон Н., Шнайер Б. Практическая криптография. Пер. с англ. – Москва: Издательский дом “Вильямс”. – 2004. – 432 с.
8. Кнут Д. Искусство программирования. Том 2. Получисленные алгоритмы. Случайные числа. – Москва: Издательский дом “Вильямс”. – 788 с.
9. Matsumoto M., Nishimura T. Mersenne twister: A 623-dimensionally equidistributed uniform pseudorandom number generator // ACM Trans. on Modeling and Computer Simulations 8 (1). – 1998. – P. 3-30.
10. Соболев И. М. Многомерные квадратурные формы и функции Хаара. – Москва: Наука. – 1969. – 288 с.
11. Антонов И. А., Салеев В. М. Экономичный способ вычисления $ЛП_r$ - последовательностей // Вычисл. матем. и матем. физ. – 1979. – Т. 19. – №1. – С. 243–245.
12. Vapnik V.N. The Nature of Statistical Learning Theory. – Springer. – 1995.
13. Арнольд В. И. Измерение объективной степени случайности конечного набора точек. – Доступ: http://www.mathnet.ru/php/presentation.phtml?option_lang=rus&presentid=9110 (обращение 3.11.2016 г.).
14. C. C. Chang, C. J. Lin. LIBSVM : a library for support vector machines // ACM Trans. on Intelligent Systems and Technology 2. – 2011. – P. 1-27.

АНАЛИЗ НАРУШЕНИЙ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

Д.А. Гаськова

Введение

В исследованиях института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН важное значение имеют проблемы энергетической безопасности (ЭБ) [1]. Угрозы ЭБ систематизируются в пять основных групп: экономические, социально-политические, техногенные, природные и управленческо-правовые [2]. В последнее время список угроз ЭБ был расширен за счет киберугроз [3], поскольку их реализация может спровоцировать серьезные чрезвычайные ситуации в энергетике, которые приводят к значительному снижению возможностей обеспечения энергоресурсами потребителей. ЭБ является одной из важных составляющих национальной безопасности страны [4], а в исследованиях критических инфраструктур [5] энергетика является одним из основных секторов. На государственном уровне на протяжении нескольких лет ведется работа по формированию нормативно-правовой базы обеспечения безопасности информационно-технологических систем критических объектов. Обеспечение безопасности автоматизированных систем управления включает анализ угроз безопасности информации в автоматизированной системе управления и рисков от их реализации [6].

Для осуществления анализа угроз и оценки рисков нарушения кибербезопасности предлагается разработать информационно-аналитическую систему с учетом специфики энергетических объектов, классификаций угроз, типов нарушителей.

Кибернетическая безопасность

Кибернетическая безопасность трактуется как набор средств, стратегии, принципы обеспечения безопасности, гарантии безопасности, руководящие принципы, подходы к управлению рисками, действия, профессиональная подготовка, практический опыт, страхование и технологии, которые могут быть использованы для защиты кибернетической среды, ресурсов организации и пользователя [7].

Кибербезопасность базируется на: безопасности приложений, информационной безопасности, сетевой безопасности, безопасности Интернет и защите ключевых информационных систем объектов критических инфраструктур, но не является синонимом ни одного из них [8]. На рисунке 1 отражено положение кибербезопасности относительно других сфер безопасности.

В России до сих пор нет однозначного понимания кибербезопасности [4], нормативная база находится в стадии разработки. В связи с этим автором на данном этапе работы рассматриваются аспекты кибербезопасности с точки зрения информационной безопасности, как популярного в нашей стране направления защиты информации, а также защиты ключевых информационных систем объектов критических инфраструктур, отражающей специфику энергетических объектов.

Информационная безопасность определяется как обеспечение конфиденциальности, целостности и доступности информации для удовлетворения потребностей пользователей [8]. Конфиденциальность ресурса информационных объектов характеризует

последствия его умышленного неавторизованного или неумышленного раскрытия для информационной системы и/или объекта энергетики. Целостность ресурса характеризует последствия его умышленной неавторизованной или неумышленной модификации для информационной системы и/или объекта энергетики. Доступность ресурса характеризует последствия его умышленного неавторизованного или случайного отказа в предоставлении для информационной системы и/или объекта энергетики [9].

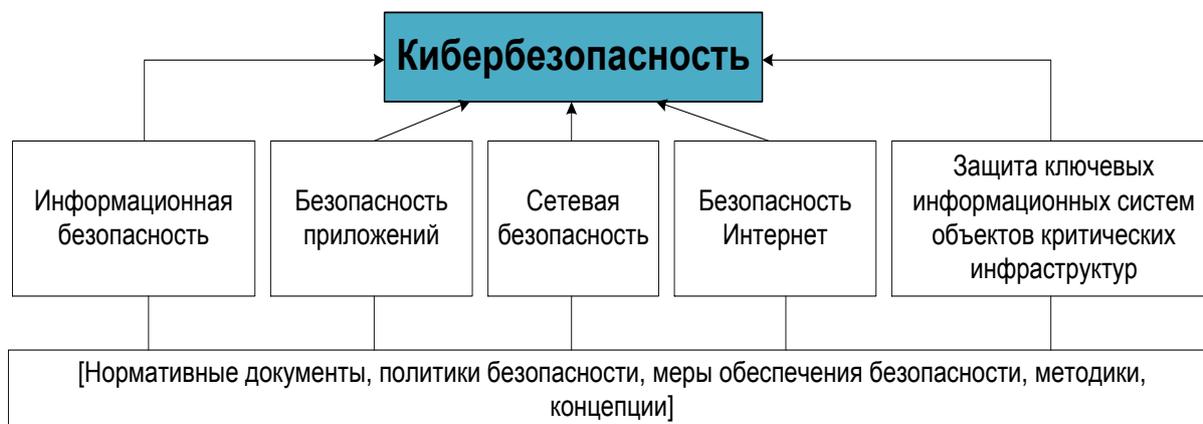


Рис. 1. Положение кибербезопасности относительно других сфер безопасности

Защита ключевых информационных систем объектов критических инфраструктур касается в первую очередь обеспечения энергетической безопасности объекта. Основным документом в области защиты информации на критически важных объектах является приказ ФСТЭК № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды» [6], согласно которому при эксплуатации автоматизированной системы управления осуществляется периодический анализ угроз безопасности информации и рисков от их реализации.

Анализ угроз и оценку рисков от их реализации предлагается проводить с применением авторского риск-ориентированного подхода [10], включающего идентификацию рисков, определение активов, угроз и уязвимостей и оценку вероятности реализации угроз и уязвимостей, а также оценивание рисков.

Постановка задачи

Предлагается разработать информационно-аналитическую систему для поддержки принятия решений экспертом в области информационной безопасности при проведении аудита обеспечения кибербезопасности на энергетическом объекте. Система должна способствовать выявлению угроз нарушения безопасности информационной системы энергетического объекта на основе известных угроз и уязвимостей информационных систем и критически важных объектов. Систему предлагается разрабатывать на основе предложенной Масселем А.Г. [9] методики анализа угроз и оценки риска нарушения информационно-технологической безопасности энергетических комплексов. Для анализа угроз и оценки риска предлагается разработать и применить риск-ориентированный подход, обеспечивающий взаимосвязь уязвимостей, угроз и рисков их реализации с причинением ущерба.

Риск-ориентированный подход

Оценку рисков нарушения кибербезопасности проводят по качественным и количественным параметрам. Риск рассматривается как опасность или угроза. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН исследованиями рисков занимался, в частности, Лесных В.В. Согласно [11], под риском в рамках названной концепции понимается возможность наступления событий, приводящих к негативным последствиям (ущербу) для человека или организации. Риск-менеджмент означает технику уменьшения вероятности наступления негативных событий и (или) последствий от них с помощью мероприятий, которые требуют разумных затрат. Ключевым этапом управления риском является анализ риска, исследование влияющих на риск факторов. Свойства риска могут быть описаны и измерены различными количественными или качественными характеристиками [11].

Риск-ориентированный подход в энергетическом секторе учитывает ущерб от повреждения или уничтожения объекта с использованием качественных (сложность восстановления, уничтожение уникальной природной среды, имидж и иное) и количественных (в денежном эквиваленте) параметров, а также вероятность повреждения или уничтожения объекта, с учетом возможности наступления каскадных аварий. Риски определяются тройкой $R = \{T, V, D\}$ [10], где T – угрозы, V – уязвимости, D – ущерб при реализации угрозы.

Определение уязвимостей объекта будет основываться на аудите информационно-технологической системы объекта [9]. Аудит системы выполняется на основе экспертных оценок, с учетом стандартов информационной безопасности и стандартов защиты ключевых объектов критических инфраструктур.

Для определения угроз, являющихся вероятностями наступления событий, приводящих к критическим ситуациям либо негативным событиям, предлагается использовать байесовские сети доверия. Байесовская сеть – это графическая модель вероятностных и причинно-следственных отношений между наборами переменных, представляющая собой направленный ациклический граф, вершины которого представляют переменные, а ребра показывают условные зависимости между переменными [12]. Такая графическая модель позволит определить наиболее правдоподобные к исполнению сценарии угрозы через условные вероятности наступления негативных событий. Ранее Байесовские сети применялись для анализа угроз энергетической безопасности [13]. Байесовские сети предлагалось использовать для качественного анализа угроз, охватывающий более широкий круг параметров, а иногда и более полный состав угроз, с возможностью оценки конкретных узких мест в зависимости от степени детализации анализа. При формировании сценариев реализации угроз злоумышленником важной составляющей является исследование возможных последствий реализации некоторых неблагоприятных событий, при которых, задавая свидетельство для одного узла, производится оценка значений его потомков (последствий события) [13]. Под неблагоприятным событием, при этом, понимается конкретный способ реализации уязвимости системы.

Возможность использования Байесовских сетей в рамках риск-ориентированного подхода на примере реализации угрозы «несанкционированный доступ к рабочей станции оператора» представлен на рисунке 2.



Рис. 2. Реализация угрозы «несанкционированный доступ» с применением Байесовской сети доверия

Условные вероятности предлагается устанавливать на основе экспертных оценок либо статистических данных, при наличии последних. Шкала ранжирования вероятности реализации угроз зависит от степени детализации проводимого анализа.

Ущерб при реализации угрозы оценивается экспертом в условных единицах стоимости ресурса.

Разработка информационно-аналитической системы

Риск реализации угрозы определяется для каждого актива [8] энергетического объекта с выполнением условия целесообразности защиты этого ресурса. На основе методики анализа угроз и оценки рисков [9] была предложена архитектура информационно-аналитической системы (рис. 3.), включающая три блока: продукционную экспертную систему, байесовские сети доверия, блок расчета рисков и построения карты рисков.

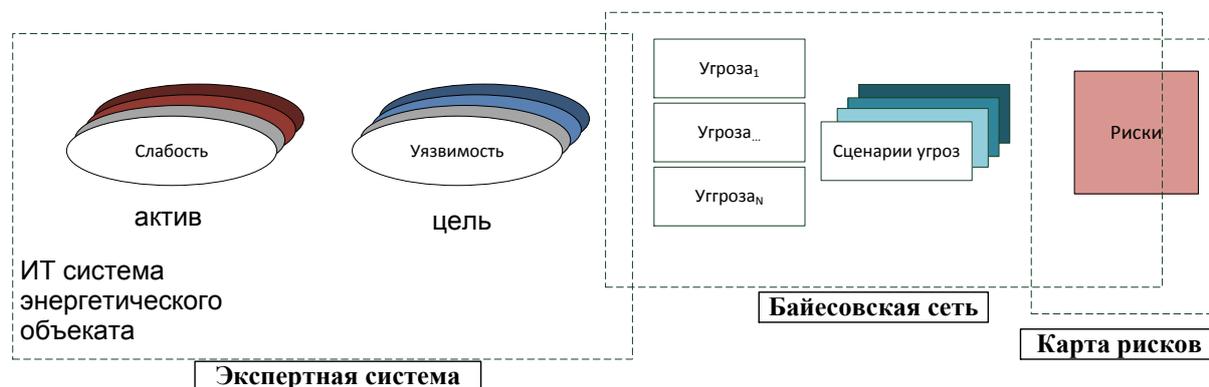


Рис. 3. Архитектура информационно-аналитической системы анализа угроз и оценки риска нарушения кибербезопасности

Слабости и уязвимости информационной системы объекта предлагается определять с использованием продукционной экспертной системы, опираясь на реестры и базы данных угроз и уязвимостей. Например, Банк данных угроз безопасности информа-

ции ФСТЭК России в настоящий момент содержит 194 угрозы и 15686 уязвимостей [14].

Данные о возможных уязвимостях информационной системы и выявленных угрозах далее передаются в Байесовскую сеть для определения экспертом сценариев реализации угроз на основе распределения условных вероятностей. Маловероятные сценарии при этом исключаются из анализа.

Для наиболее вероятных угроз строятся карты рисков и определяется приемлемый уровень остаточного риска. Риск определяется через возможный ущерб, как правило, это произведение вероятности реализации угрозы и ущерба от нее. Управление рисками представляет собой процесс всестороннего изучения факторов, который могут привести к реализации возможных угроз по отношению к активам системы. Для оценки риска популярна процессная модель PDCA - Plan (планирование), Do (реализация), Check (проверка), Act (совершенствование) [8]. Цикл Шухарта-Деминга предлагается реализовать включением обратной связи между экспертной системой и Байесовской сетью путем создания блока обучения экспертной системы, а также между Байесовской сетью и блоком расчета рисков.

На основе карты рисков формулируются меры обеспечения безопасности информационно-технологической системы объекта, согласно стандартам пяти составляющих кибербезопасности.

На каждом этапе работы системы предлагается выводить отчет о выполненных действиях. Система разрабатывается для пользователя, специализирующегося на безопасности информационно-технологической системы, с целью поддержки принятия решения специалистом, например, инженером по информационной безопасности при проведении аудита защиты информации на энергетическом объекте.

В настоящее время реализован прототип экспертной системы, отображающий экспертные оценки в базе знаний в виде правил «ЕСЛИ – ТО» и включающий три элемента: графический интерфейс пользователя, интерфейс взаимодействия, ядро экспертной системы (рис. 4) [15].

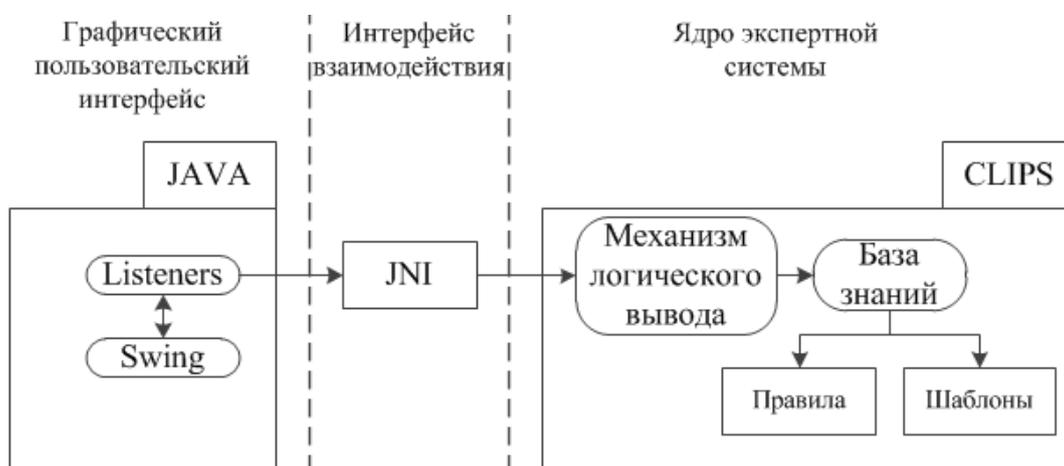


Рис. 4. Структура прототипа экспертной системы

Для заполнения базы знаний осуществляется ввод условий посредством опрашивания пользователей с предложением вариантов ответов. Получив ответы пользователя, система вносит факты о наличии уязвимостей и угроз, связанных с реализацией выявленных уязвимостей, в базу знаний. В рабочем режиме система предлагает пользователю ряд вопросов по безопасности автоматизированной системы управления предприятием с вариантами ответов. В зависимости от ответов пользователя система выбирает и

предлагает контрмеры (рекомендуемые действия по восстановлению или усилению защиты).

Формулирование контрмер на основании характерных для системы рисков позволяет определять и предупреждать актуальные угрозы критических активов энергетических объектов.

Заключение

Предложен риск-ориентированный подход к анализу угроз и оценке рисков нарушения кибербезопасности энергетических объектов, позволяющий оценивать энергетическую безопасность с позиции кибербезопасности. Предлагаемый подход может быть реализован в рамках разрабатываемой информационно-аналитической системы и применен для периодического аудита кибербезопасности объектов на основе предложенной ранее методики [9]. В заключительной части рассмотрена архитектура предлагаемой информационно-аналитической системы, описаны составные компоненты и их роль в автоматизации названного процесса.

Реализация данной системы направлена на уменьшение временных и финансовых затрат, связанных с привлечением сторонних экспертов (внешний аудит) и сотрудников внутри организации, учет новых угроз и улучшение процессов обеспечения информационной безопасности [16].

Применение Байесовских сетей позволит повысить эффективность выбора мер защиты активов за счет оценки вероятности реализации угрозы для определенного ресурса или объекта.

Результаты, представленные в статье, получены при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №15-07-01284, №17-07-01341, № 16 -07-00474.

Литература

1. Массель Л.В. Использование современных информационных технологий в Smart Grid как угроза кибербезопасности энергетических систем России // *Information technology and security*. – Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ», №1 (3) 2013. – С. 56-65.
2. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров, М.Б. Чельцов. Отв. ред. Воропай Н.И. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 211 с.
3. Массель А.Г. Кибератаки как угроза энергетической безопасности России // *Information technology and security*. – Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ», №1 (3) 2013. – С. 49-56.
4. Массель Л.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Массел А.Г. Кибербезопасность как одна из стратегических угроз энергетической безопасности // *Вопросы кибербезопасности*. – №4 (17). – 2016. – С 2-10.
5. Кондратьев А. Современные тенденции в исследовании критической инфраструктуры в зарубежных странах / *Зарубежное военное обозрение*. – 2012. – № 1. – С. 19-30.
6. Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды [Электронный ресурс]: приказ ФСТЭК России № 31 от 14 марта 2014. URL: <http://fstec.ru/rss-lenta/110-tekhnicheskaya-zashchita-informatsii/dokumenty/prikazy/864-prikaz-fstek-rossii-ot-14-marta-2014-g-n-31>

7. T-REC-X.1205 – ITU-T. Series x: data networks, open system. Communications and security 04.2008.
8. Наставления по кибербезопасности (ISO/IES 27032:2012) [Текст]: излож. стандарта ISO/IES 27032:2012 «Информационные технологии. – Методы обеспечения безопасности. – Наставления по кибербезопасности.» / Мохор В. В., Богданов А. М., Килевой А. С. – Киев: Три-К, 2013. - 129 с.
9. Массель А.Г. Методика анализа угроз и оценки риска нарушения информационно-технологической безопасности энергетических комплексов // XX Байкальской Всероссийской конференции: труды, т. III. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 186-195.
10. Массель А.Г., Массель Л.В., Гаськова Д.А. Кибербезопасность критических инфраструктур (на примере энергетики) / Труды VII Всероссийской научно-технической конференции «Безопасные информационные технологии». МГТУ им. Баумана, Москва.
11. Акимов В.А. Лесных В.В., Радаев Н.Н. Риски в природе, техносфере, обществе и экономике / МЧС России; – М.: Деловой экспресс, 2004. – 352 с.
12. D. Heckerman. A Tutorial on Learning with Bayesian Networks // Technical Report MSR-TR-95-06, Microsoft Research, March, 1995, 57 p.
13. Массель Л.В., Пяткова Е.В. Применение байесовских сетей доверия для интеллектуальной поддержки исследований проблем энергетической безопасности. – Вестник ИрГТУ. – №2. – 2012. – С. 8-13
14. Банк данных угроз безопасности информации // ФАУ «ГНИИИ ПТЗИ ФСТЭК России» [Электронный ресурс]. URL: <http://bdu.fstec.ru>
15. Гаськова Д.А. Реализация экспертной системы для анализа угроз кибербезопасности в энергетических системах / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике» ИСЭМ СО РАН, Вып. 4. – Иркутск ИСЭМ СО РАН, 2016. – С. 155-161.
16. Дружинин Е. Защита АСУ ТП в России: новые требования ФСТЭК // Positive Research 2015. Сборник исследований по практической безопасности. – Россия, Москва, Positive Technologies 2015. – С. 14.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СИМПЛЕКСНЫХ ПОГРУЖЕНИЙ В ДЕКОМПОЗИЦИИ ДАНЦИГА-ВОЛЬФЕ

А.В. Колосницын

Введение

В различных практических приложениях достаточно часто приходится сталкиваться с задачами линейного программирования очень большой размерности (тысячи переменных и ограничений). Особенностью таких задач является, как правило, сильная разреженность матрицы ограничений, т. е. содержание большого количества нулевых элементов. Ненулевые элементы в таких матрицах зачастую поддаются группировке в отдельные независимые блоки, а все переменные задачи могут быть связаны между собой так называемыми соединенными ограничениями (рис. 1).

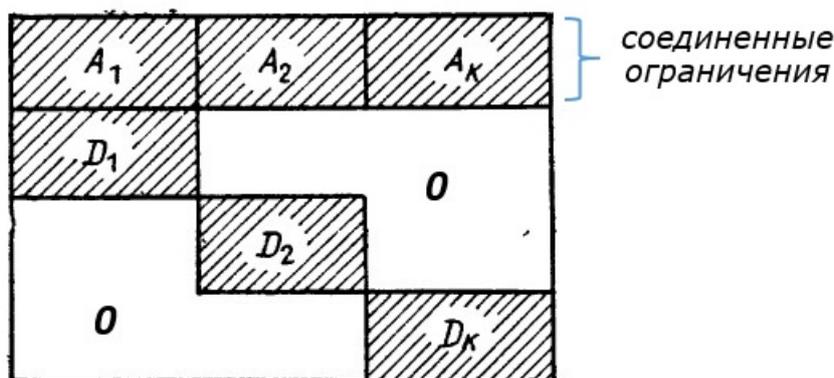


Рис. 1. Блочнo-диагональная структура матрицы ограничений

К задачам линейного программирования с описанной структурой можно применить декомпозицию т. е. разбиение на ряд независимых подзадач меньшей размерности для ускорения поиска решения. По полученным оптимальным решениям из каждой подзадачи можно восстановить оптимальное решение исходной задачи линейного программирования.

Особенность применения методов декомпозиции связана с необходимостью учета соединенных ограничений. Мы приведем описание методики декомпозиции Данцига-Вольфе [1], которая позволяет учитывать данные ограничения при разбиении исходной задачи на ряд независимых подзадач меньшей размерности. Для осуществления декомпозиции Данцига-Вольфе мы применим метод симплексных погружений [2], который можно использовать как для решения гладких так и недифференцируемых задач выпуклой оптимизации.

Постановка задачи

Наша цель заключается в декомпозиции следующей задачи линейного программирования:

$$\begin{aligned}
cx &\rightarrow \min, \\
Ax &\leq b, \\
Dx &\leq d, \\
x &\geq 0,
\end{aligned} \tag{1}$$

где $c, x \in R^n$, $A \in M_{m \times n}$, $D \in M_{l \times n}$, $b \in R^m$, $d \in R^l$.

В задаче (1) матрица D имеет блочно-диагональный вид:

$$D = \begin{bmatrix} D_1 & & & 0 \\ & D_2 & & \\ & & \ddots & \\ 0 & & & D_K \end{bmatrix},$$

а векторы целевой функции, переменных и правых частей ограничений разбиваются на соответствующие подвекторы:

$$\begin{aligned}
c &= (c_1, \dots, c_K), \\
x &= (x_1, \dots, x_K), \\
d &= (d_1, \dots, d_K),
\end{aligned}$$

матрица A разбивается на подматрицы $A = (A_1, \dots, A_K)$.

Для удобства записи введем выпуклые политопы

$$X_k = \{x_k \mid D_k x_k \leq d_k; x_k \geq 0\},$$

тогда задачу (1) можно представить в следующей форме

$$\begin{aligned}
\sum_{k=1}^K c_k x_k &\rightarrow \min, \\
\sum_{k=1}^K A_k x_k &\leq b, \\
x_k &\in X_k, \quad k = 1, \dots, K.
\end{aligned}$$

Декомпозиция Данцига-Вольфе

Метод декомпозиции Данцига-Вольфе для задачи (1) включает в себя 3 этапа. Приведем их последовательное описание.

Этап 1. Лагранжево ослабление соединенных ограничений. Вычисление двойственной функции.

Свяжем с каждым соединенным ограничением i задачи (1) множитель Лагранжа $\lambda_i > 0$ и запишем функцию Лагранжа:

$$L(x, \lambda) = cx + \lambda(Ax - b) = \sum_{k=1}^K (c_k + \lambda A_k) x_k - \lambda b.$$

Определим двойственную функцию $\omega(\lambda)$ формулой

$$\omega(\lambda) = \min \{L(x, \lambda)\} = \sum_{k=1}^K \min_{x_k \in X_k} \{(c_k + \lambda A_k) x_k\} - \lambda b.$$

Можно заметить, что вычисление двойственной функции можно разбить на решение K независимых подзадач вида

$$\begin{aligned}
(c_k + \lambda A_k) x_k &\rightarrow \min, \\
D_k x_k &\leq d_k, \\
x &\geq 0.
\end{aligned} \tag{2}$$

Каждая из подзадач (2) является задачей линейного программирования с много

меньшим числом переменных, чем исходная задача. Таким образом осуществляется разбиение исходной задачи на ряд независимых подзадач. Однако, полученное оптимальное решение \tilde{x}_k , $k = 1, \dots, K$ из задачи (2) дает нам лишь информацию для дальнейших действий по поиску оптимального решения исходной задачи. На следующем этапе мы увидим, как можно использовать данную информацию для поиска максимума функции $\omega(\lambda)$:

$$\omega(\lambda) \rightarrow \max, \quad \lambda \geq 0. \quad (3)$$

Перед описанием процесса максимизации функции ω выделим ряд ее важных свойств.

Свойство 1. Функция ω вогнута и не всюду дифференцируема по λ .

Свойство 2. Если задача (1) имеет оптимальное решение x^* с конечным значением, то для любого $\lambda \geq 0$ и любого решения x задачи (1) имеем

$$\omega(\lambda) \leq \omega(\lambda^*) = cx^* \leq cx,$$

где λ^* – оптимальное решение двойственной задачи.

Свойство 3. Пусть \tilde{x}_k , $k = 1, \dots, K$ – оптимальное решение задачи (2), тогда вектор

$$\gamma = \sum_{k=1}^K A_k \tilde{x}_k - b \quad (4)$$

есть вектор субградиента функции ω в точке λ .

Свойство 3 показывает, что подавая в качестве входных данных в задачу (3) любое неотрицательное значение λ , мы сразу получаем субградиент функции ω в точке λ , что позволяет применять методы недифференцируемой оптимизации для поиска оптимального значения λ^* .

Этап 2. Применение метода симплексных погружений для максимизации двойственной функции.

Очевидно, что для решения задачи (3) мы можем применить один из методов недифференцируемой оптимизации. Для этой цели был выбран метод симплексных погружений, подробное описание которого можно найти в [2, 3].

Основная идея метода симплексных погружений заключается в следующем. На k -м шаге метода допустимое множество решений поставленной задачи погружается в симплекс S_k . Находится центр данного симплекса $x^{c,k}$, через который проводится отсекающая плоскость вида $L = g^T(x - x^{c,k}) = 0$, где g – субградиент оптимизируемой функции. Затем часть симплекса, содержащая решение, погружается в новый симплекс минимального объема S_{k+1} . Повторяя такую процедуру, мы строим новые симплексы меньшего объема, последовательно локализуя решение, и останавливаемся, когда объем симплекса становится достаточно малым.

Важной особенностью данного метода является оценка скорости сходимости, которая зависит только от числа отсеченных вершин симплекса построенной секущей плоскостью. Чем больше вершин отсекает секущая плоскость, тем выше скорость сходимости. В [3] разработана модификация метода, которая позволяет на классе задач недифференцируемой оптимизации ускорять поиск решения путем подбора наилучшей отсекающей плоскости. Достаточно плодотворные исследования и полученные модификации метода обусловили выбор автора данной статьи в пользу именно метода симплексных погружений для решения задачи недифференцируемой оптимизации (3).

Наша стратегия максимизации функции ω будет состоять в следующем наборе действий. Выбираем некоторое допустимое значение $\tilde{\lambda}$, решаем блок задач (2), получаем оптимальное значение \tilde{x}_k , $k = 1, \dots, K$, соответствующее выбранному значению

$\tilde{\lambda}$. Применяем формулу (4) для нахождения субградиента. Осуществляем поиск следующего значения $\tilde{\lambda}$ с помощью метода симплексных погружений. Такая последовательность действий позволит нам найти оптимальное значение λ^* , при котором функция ω достигает своего максимума.

Этап 3. Восстановление оптимального значения исходной задачи.

Чтобы получить решение исходной задачи (1) по найденному оптимальному значению вектора λ^* и соответствующему значению вектора \tilde{x}_k из решения задачи (2), нам необходимо воспользоваться условиями дополняющей нежесткости относительно ограничений задач (1), (2) и соответствующим им двойственным переменным:

$$\begin{aligned} \lambda_i^*(A_i x - b_i) &= 0, \quad i = 1, \dots, m, \\ \mu_j^*(D_j x - b_j) &= 0, \quad j = 1, \dots, l. \end{aligned} \quad (5)$$

где μ_j^* , $j=1, \dots, l$ – это двойственные переменные, поставленные в соответствие ограничениям из задачи (2). Из полученного множества ограничений (5) выбираем только те, для которых соответствующие двойственные переменные положительны:

$$\begin{aligned} A_i x - b_i &= 0, \quad i \mid \lambda_i^* > 0, \quad i = 1, \dots, m, \\ D_j x - b_j &= 0, \quad j \mid \mu_j^* > 0, \quad j = 1, \dots, l. \end{aligned} \quad (6)$$

Значение двойственных переменных вектора μ_j^* , $j=1, \dots, l$ можно получить при решении задачи (2) в системе GAMS, которая позволяет выводить необходимую статистику модели. Решение системы (6) – вектор x^* , который является оптимальным решением исходной задачи (1).

Заключение

В данной работе приведен алгоритм осуществления декомпозиции Данцига-Вольфе для решения задач линейного программирования. Исходная задача линейного программирования большой размерности была представлена как ряд подзадач с меньшим числом переменных и ограничений, решение которых позволило, с одной стороны, ускорить поиск оптимального решения, с другой – потребовало привлечения методов недифференцируемой оптимизации, что и обусловило применение метода симплексных погружений для реализации декомпозиции.

Литература

1. Мину М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы. – М.: Наука, 1990. – 488 с.
2. Анциферов Е.Г., Булатов В.П. Алгоритм симплексных погружений в выпуклом программировании // Ж. вычисл. Матем. и матем. физ. 1987. Т. 27. № 3. С. 377-384.
3. Колосницын А.В. Применение модифицированного метода симплексных погружений для решения специального класса задач выпуклой недифференцируемой оптимизации / А.В. Колосницын // Известия иркутского государственного университета, серия «Математика». – Иркутск: Изд-во ФГБОУ ВПО «ИГУ», 2015. – С. 54-68.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИТУАЦИОННОГО ИСЧИСЛЕНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ СИТУАЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ

В.Р. Кузьмин

Введение

В статье предлагается использование ситуационного исчисления при разработке инструментальных средств ситуационного управления. Рассматриваются история развития и основные понятия ситуационного исчисления и ситуационного управления. Построена онтология ситуационного исчисления, интегрирующая базовые понятия ситуационного исчисления и ситуационного управления и иллюстрирующая возможность их совместного использования.

Ситуационное исчисление: история, основные понятия

В 1959 г. Дж. Маккарти публикует статью о задаче развития интеллектуальной системы, способной к разумному поведению. По Дж. Маккарти система обладает интеллектом, если:

- 1) она имеет адекватную модель мира;
- 2) достаточно разумна, чтобы ответить, основываясь на этой модели, на широкий круг вопросов;
- 3) может получать дополнительную информацию из внешнего мира, когда это требуется;
- 4) может выполнять действия во внешнем мире в соответствии со своими целями и физическими возможностями».

Для описания модели мира в 1963 г. Дж. Маккарти предлагает использовать аппарат математической логики и создает ситуационное исчисление – формальный аппарат для построения модели мира и выполнения рассуждений о воздействиях на мир.

Дж. Маккарти в своём ситуационном исчислении использовал следующие основные понятия:

- **Ситуация (situation)** — логическая формула (терм), который описывает полное состояние мира (complete state of the universe) в некоторый момент времени.
- **Флюента (fluent)** — это предикаты или функции, значения которых изменяются от одной ситуации к другой.
- Переход от одной ситуации к другой осуществляется с помощью специальной флюенты **result**

Назначение ситуационного исчисления – формализация ситуаций, действий и причинно-следственных связей между ними для некоторых систем. Наиболее распространенная область применения ситуационного исчисления – агентное моделирование[1].

Задачи, решаемые с помощью ситуационного исчисления:

- **Задача проектирования** – определение результата выполнения конкретной последовательности действий.
- **Задача планирования** – нахождение последовательности действий, позволяющей достичь определенного результата.

Ситуационное управление

Термин «ситуационное управление» сформировался в 60-е годы прошлого века. Основоположителем этого направления по праву считается Д.А. Поспелов. Первоначально использовался термин «модельное управление», эта концепция активно развивалась В.Н. Пушкиным и Д.А. Поспеловым, итоги ее развития были подведены в книге [2]. Затем возник термин «ситуационная модель». С появлением статьи Д.А. Поспелова [3] термин «ситуационное управление» вытесняет все остальные. Наиболее полно концепция ситуационного управления описана Д.А. Поспеловым в [4].

По определению Поспелова Д.А.: «Ситуационное управление – метод управления сложными техническими и организационными системами, основанный на идеях теории искусственного интеллекта; представлении знаний об объекте управления и способах управления им на уровне логико-лингвистических моделей, использовании обучения и обобщения в качестве основных процедур при построении процедур управления по текущим ситуациям, использовании дедуктивных систем для построения многошаговых решений». Вообще, ситуационное управление основано на следующем положении: каждому классу ситуаций, возникновение которых считается допустимым в процессе функционирования системы, ставится в соответствие некоторое решение по управлению.

В современных публикациях [5], ситуационное управление трактуется следующим образом: под текущей ситуацией C понимается совокупность текущего состояния объекта (вектор состояния X) и его внешней среды (вектор возмущений F). Тогда $C = \langle X, F \rangle$. Вводится понятие полной ситуации: $S = \langle C, G \rangle$, где C – текущая ситуация, G – цель управления. В свою очередь, цель управления G может быть представлена в виде целевой ситуации G_g , к которой должна быть приведена имеющаяся текущая ситуация. Тогда $S = \langle C, G_g \rangle$. Полагая, что текущая ситуация C принадлежит некоторому классу Q' , а целевая (заданная) ситуация G_g – классу Q'' , ищется такое управление (вектор управляющих воздействий U), которое принадлежит множеству допустимых управлений Ω_u и обеспечивает требуемое преобразование одного класса ситуаций в другой:

$$C \in Q' \xrightarrow{U \in \Omega_u} G_g \in Q''$$

Таким образом, ситуационное управление выступает как отображение:

$$(Q', Q'') \rightarrow U \in \Omega_u,$$

сопоставляющее паре «текущая ситуация - целевая ситуация» требуемый результат – управление U .

Ситуационное управление в контексте энергетической безопасности рассматривается как управление в условиях экстремальных ситуаций в энергетике (Contingency Management). Под экстремальными ситуациями (ЭКС) понимаются как критические, так и чрезвычайные ситуации, в соответствии со шкалой «норма – предкризис – кризис», причем большее внимание уделяется именно критическим ситуациям. Первоочередная область приложения – ситуационное управление стратегическим развитием энергетических систем и ТЭК в целом с учетом требований энергетической безопасности [6].

Основные понятия ситуационного исчисления

Одним из средств формализации ситуации в динамике, является ситуационное исчисление [1], позволяющее фиксировать совокупность фактов и свойств объектов и среды, в которой эти объекты функционируют. Ситуационное исчисление является формальной системой, базирующейся на логике предикатов первого порядка, в связи с чем, его можно рассматривать как логический язык для описания динамики изменения среды. Этот формальный язык позволяет выразить на нем все знания о среде – предметной области, необходимые для решения поставленной задачи. Семантика определяет смысл

этих предложений. Символы сопоставляются с объектами реального мира, а предложения соответствуют отношениям между объектами.

Интуитивно язык ситуационного исчисления предполагает, что есть некоторая начальная ситуация и среда изменяется от ситуации к ситуации по мере выполнения действий. При этом предполагается, что других ситуаций, помимо тех, которые могут быть достигнуты с помощью выполнения действий, не существует [7]. В этом языке используются следующие основные понятия: категории, предикаты и функции [1].

Вводятся три непересекающиеся категории: категория действий A , категория ситуаций S и категория объектов среды D . Элементами категории действий являются простые или сложные константы, обозначающие действия. Сложные константы этой категории, т.е. константы, сами являющиеся категориями, могут содержать в качестве элементов только элементы категории. Элементами категории ситуаций являются простые константы, обозначающие ситуации. Элементами категории объектов среды являются любые простые или сложные константы, кроме именуемых действия и ситуации. Сложные константы этой категории могут содержать в качестве элементов только элементы категории.

Стандартная функция переходов $A \times S \rightarrow S$. Значением функции переход (a, s) является ситуация s' в которую переходит ситуация s в результате действия a . S_0 – начальная ситуация. Стандартный предикат $\partial o(s_1, s_2)$, который будет также записываться в обычном инфиксном виде $s_1 < s_2$. Этот предикат истинен, если ситуация s_1 , наступает раньше ситуации s_2 ; $s_1 \leq s_2$ означает $s_1 < s_2 \vee s_1 = s_2$

Стандартный предикат *допустимо*(a, s). Этот предикат истинен, если действие a допустимо (может быть выполнено) в ситуации s .

Функторный предикат $\varphi(d_1, d_2, \dots, d_n, s)$, где d_1, d_2, \dots, d_n – переменные или константы категории D , φ – предикатный символ. Функторный предикат содержит единственный аргумент s , значение которого принадлежит категории ситуаций S . Смысл функторного предиката следующий: если свойство или отношение φ между d_1, d_2, \dots, d_n имеет место в ситуации s , то предикат $\varphi(d_1, d_2, \dots, d_n, s)$ истинен в этой ситуации и наоборот.

Функторная функция $f(d_1, d_2, \dots, d_n, s)$, где d_1, d_2, \dots, d_n – переменные или константы категории D . Функторная функция также содержит единственный аргумент s , значение которого принадлежит категории ситуаций S . Значение функции принадлежит категории D .

Основными понятиями в ситуационном исчислении являются объекты, объектные переменные, категории, стандартные предикаты, функции, а также, микроситуации, состояния, действия, меры, единицы измерения, время. Используя данные понятия, можно моделировать ситуации, систематизировать и классифицировать объекты и их признаки, выполнять анализ ситуаций и динамику их изменения, а также, формулировать правила вывода для выбора управленческих решений.

На основе вышеописанных понятий, а также понятий, описанных в первой части, была построена следующая онтология ситуационного исчисления, изображённая на рис. 1. Пересечение с понятиями ситуационного управления отражено классификацией ситуаций, включенной в онтологию, а также понятиями «объект», «действие», «состояние».

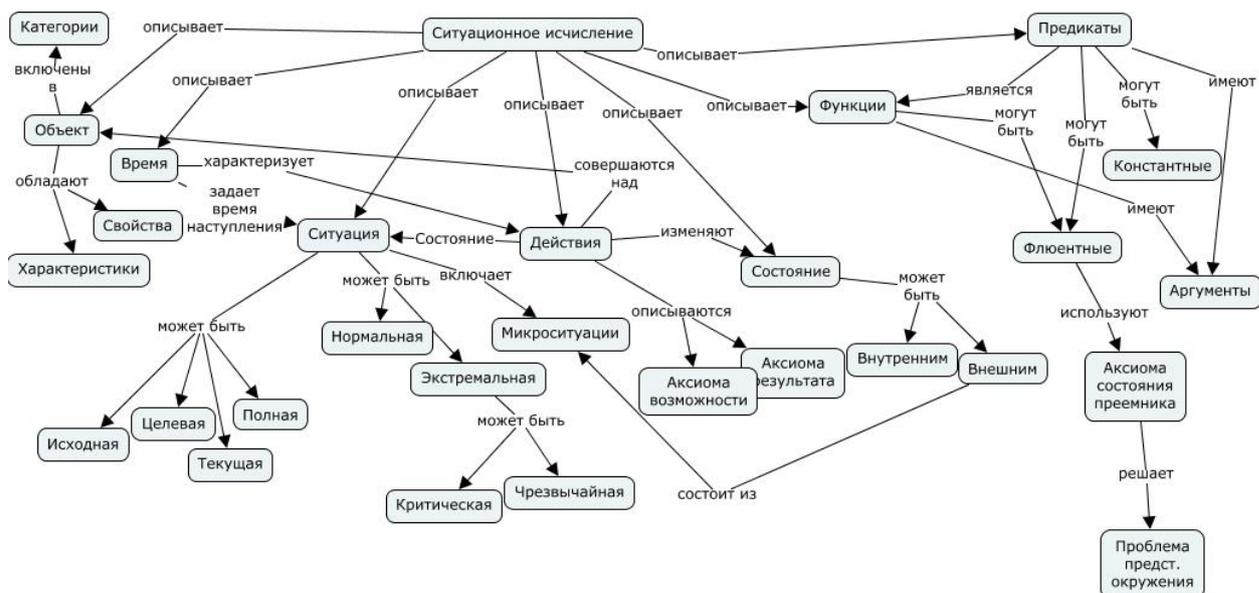


Рис.1 Онтология ситуационного исчисления

Заключение

Были рассмотрены история и основные понятия ситуационного исчисления и ситуационного управления. На основе интеграции этих базовых понятий построена онтология ситуационного исчисления, иллюстрирующая возможность использования ситуационного исчисления при разработке инструментальных средств ситуационного управления. В дальнейшем предполагается использовать ситуационное исчисление при создании инструментальных средств ситуационного управления (Ситуационного полигона) [8], а именно – языка ситуационного управления (CML – Contingency Management Language) [9].

Результаты получены при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ № 16-07-00474, №15-07-01284, , № 17-07-01341

Литература

1. Рассел С, Норвиг П. Искусственный интеллект: современный подход, 2-е изд. : Пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1408 с
2. Поспелов Д.А., Пушкин В.Н. Мышление и автоматы. – М.: Советское радио, 1972. – 22 с.
3. Поспелов Д.А. Принципы ситуационного управления. – Известия РАН СССР, Техническая кибернетика. – 1971. – №2 . – С. 10-17.
4. Поспелов Д.А. Ситуационное управление. Теория и практика. – М.: Наука, 1986. – 284 с.
5. Васильев В.И. Интеллектуальные системы защиты информации.- М.: Машиностроение, 2012. – 171 с.
6. Массель Л.В., Массель А.Г. Технологии и инструментальные средства интеллектуальной поддержки принятия решений в экстремальных ситуациях в энергетике / Вычислительные технологии. – 2013. – Т.18. – Специальный выпуск. – С. 37-44.
7. Девятков В.В. Системы искусственного интеллекта: Учеб. пособие для вузов. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. – 352 с.

8. Массель А.Г., Массель Л.В. Ситуационный полигон как интеллектуальная система семиотического типа. Труды XLIII Международной конференции «Информационные технологии в науке, образовании и управлении», под ред. проф. Е.Л. Глориезова. – Москва, 2015. С. 246-255.
9. Массель Л.В., Массель А.Г. Язык описания и управления знаниями в интеллектуальной системе семиотического типа / Информационные и математические технологии в науке и управлении // Труды XX Байкальской Всероссийской конференции. Т. 3. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – с. 112 - 124.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФУНКЦИИ НИКАЙДО-ИСОДА ДЛЯ ПОИСКА РАВНОВЕСИЯ В РЫНОЧНОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

И.М. Минарченко

Введение

При рассмотрении рыночных моделей электроэнергетики, в которых равноправные генерирующие компании преследуют собственные интересы, возникает проблема согласования интересов этих компаний. Наиболее распространённой концепцией решения данной задачи является равновесие по Нэшу, то есть такая ситуация на рынке, из которой не выгодно в одностороннем порядке выходить ни одной из компаний. Для моделирования взаимодействия, при котором компании конкурируют, оперируя собственными объёмами генерации, широко применяется модель олигополии Курно [1], равновесие по Нэшу в которой иногда называют равновесием по Нэшу-Курно. Задачи поиска равновесия в электроэнергетике возникают как в краткосрочном, так и в долгосрочном периодах. Несмотря на активные исследования в области решения задач на поиск равновесия по Нэшу, данная постановка до сих пор является сложной математической задачей, поддающейся относительно «лёгкому» решению только при определённых предположениях.

В данной работе рассматривается подход, который, не требуя стандартного предположения о выпуклости целевых функций компаний-игроков, позволяет свести задачу на поиск равновесия к минимаксной задаче. Для решения последней предлагается численный алгоритм, состоящий в решении серии невыпуклых задач математического программирования. В заключительной части статьи рассмотрена нелинейная многоузловая модель рынка электроэнергетики, в которой генерирующие компании конкурируют в соответствии с моделью Курно.

Подход Никайдо-Исода

Пусть на рынке действуют n генерирующих компаний (игроков), каждая из которых имеет собственное множество стратегий X_i и функцию прибыли $f_i: X \rightarrow \mathbb{R}$, $i \in I = \{1, \dots, n\}$, где $X = X_1 \times \dots \times X_n$. Требуется найти равновесие по Нэшу, то есть такой вектор $\bar{x} = (\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_n)$, что

$$f_i(\bar{x}) \geq f_i(x_i, \bar{x}_{-i}) \quad \forall x_i \in X_i, \quad \forall i \in I,$$

где $(x_i, \bar{x}_{-i}) = (\bar{x}_1, \dots, \bar{x}_{i-1}, x_i, \bar{x}_{i+1}, \dots, \bar{x}_n)$. Рассмотрим функции

$$\varphi(x, y) = \sum_{i \in I} [f_i(y_i, x_{-i}) - f_i(x)],$$

$$F(x) = \max_{y \in X} \varphi(x, y).$$

Функцию $\varphi(\cdot)$ называют *функцией Никайдо-Исода*. Известно [2], что вектор \bar{x} является равновесием по Нэшу в рассматриваемой игре в том и только в том случае, когда $F(\bar{x}) = 0$. Нетрудно видеть, что $F(x) \geq 0$ для любых допустимых x , поэтому для поиска равновесия имеет смысл рассматривать следующую задачу оптимизации:

$$F(x) \rightarrow \min, \quad x \in X, \tag{1}$$

где $F(\cdot)$, очевидно, неявно заданная функция.

Алгоритм

Для решения оптимизационной задачи (1) предлагается следующий алгоритм.

1) Выбрать начальное приближение $x^0 \in X$, малое число $\varepsilon > 0$; положить $k = 0$.

2) Вычислить y^k как решение задачи

$$\varphi(x^k, y) \rightarrow \max_y, \quad y \in X.$$

3) Если $F(x^k) = \varphi(x^k, y^k) \leq \varepsilon$, то *стоп*: x^k является равновесием по Нэшу.

4) Вычислить x^{k+1} как решение задачи

$$\bar{F}_k(x) = \max\{\varphi(x, y^i) \mid 0 \leq i \leq k\} \rightarrow \min_x, \quad x \in X.$$

6) Если $\bar{F}_k(x^{k+1}) > \varepsilon$, то *стоп*: игра не имеет равновесий по Нэшу.

7) Положить $k = k + 1$ и перейти на шаг 2.

Данный алгоритм позволяет обойти проблему, создаваемую неявным видом целевой функции $F(\cdot)$, в то время как невыпнутость функций прибыли игроков всё же приводит к необходимости решать невыпуклые задачи математического программирования на каждой итерации алгоритма (см. шаги 2 и 4). С другой стороны, на практике есть смысл решать соответствующие невыпуклые задачи с помощью методики мультистарта каким-либо быстрым локальным поиском, надеясь на срабатывание критерия останова на шаге 3 (попадание в точку равновесия). Это позволит значительно сократить время расчётов при анализе модели. В случае, если получить таким образом равновесную точку не удаётся, то необходимо прибегнуть к использованию более медленных методов глобальной оптимизации, чтобы получить равновесие либо доказать, что его не существует в данной модели. В случае отсутствия равновесий имеем $F(x) > 0$ для любых допустимых x , что проверяется критерием останова на шаге 6. Действительно, число $\bar{F}_k(x^{k+1})$ выступает в роли оценки снизу для целевой функции $F(\cdot)$ на k -ой итерации алгоритма, то есть для любых $x \in X$ имеем

$$F(x) \geq \bar{F}_k(x^{k+1}), \quad k = 0, 1, \dots$$

Моделирование рынка электроэнергетики

Рассмотрим модель электроэнергетики, состоящую из нескольких узлов, связанных между собой линиями электропередачи. Каждый узел содержит станции, вырабатывающие электроэнергию, и потребителей, чьё поведение моделируется агрегированной функцией спроса, вообще говоря, различной для каждого узла. На рынке действуют некоторые генерирующие компании, каждая из которых может владеть несколькими станциями, расположенными в разных узлах сети. Каждая компания принимает решение о количестве электроэнергии, вырабатываемой каждой находящейся в её распоряжении станцией. Будем предполагать, что цена единицы электроэнергии одинакова для всех узлов. Потери в сети не учитываются.

Моделирование осуществляется в два этапа. На первом этапе генерирующие компании конкурируют в соответствии с моделью Курно, максимизируя собственные функции прибыли, без учёта сети. В качестве решения данного этапа принимается равновесие по Нэшу, гарантирующее стабильность сложившейся ситуации (в предположении, что кооперация между компаниями не осуществляется). Цена, соответствующая равновесию, вычисляется из суммарной по всем узлам обратной функции спроса. Таким образом, в результате первого этапа имеем равновесные объёмы генерации для каждой станции в сети и равновесную цену, которые устанавливают равновесие между производителями.

Цель второго этапа моделирования – распределить равновесные объёмы сгенерированной электроэнергии между потребителями так, чтобы количество энергии

в каждом узле вместе с равновесной ценой удовлетворяли узловым функциям спроса. Распределение осуществляется по имеющимся линиям электропередачи, потому результатом второго этапа являются величины перетоков между узлами, обеспечивающие выполнение узловых балансовых соотношений. Встречные перетоки на одной линии запрещены.

Пусть I – множество генерирующих компаний, J – множество станций, N – множество узлов в сети. Обратная функция спроса для i -го узла определяется нелинейным соотношением вида

$$p(Q_i) = \frac{a_i}{rQ_i + d_i} + b, \quad i \in N,$$

где $p(\cdot)$ – цена, Q_i – суммарное предложение электроэнергии в i -ом узле, $r > 0$, $b \in \mathbb{R}$, $a_i > 0$, $d_i > 0$, $i \in N$. Суммарная обратная функция спроса по всем узлам тогда может быть выражена следующим образом:

$$p(Q) = \frac{a}{rQ + d} + b, \quad a = \sum_{i \in N} a_i, \quad d = \sum_{i \in N} d_i.$$

Издержки каждой станции задаются неубывающей кубической функцией, имеющей S-образный вид:

$$c_i(x_i) = \alpha_i x_i^3 + \beta_i x_i^2 + \gamma_i x_i,$$

где x_i – объём выработки электроэнергии i -ой станцией, $\alpha_i > 0$, $\beta_i < 0$, $\gamma_i > 0$, $\beta_i^2 \leq 3\alpha_i\gamma_i$, $i \in J$. Обозначим за $J_i \subset J$ множество станций, принадлежащих i -ой компании, при этом

$$\bigcup_{i \in I} J_i = J.$$

Тогда функция прибыли i -ой генерирующей компании запишется как

$$f_i(x) = \left(\frac{a}{r \sum_{j \in J} x_j + d} + b \right) \sum_{j \in J_i} x_j - \sum_{j \in J_i} c_j(x_j), \quad i \in I.$$

Первый этап моделирования соответствует поиску равновесия по Нэшу в следующей игровой задаче:

$$f_i(x) \rightarrow \max_{x_j, j \in J_i}, \quad \underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \quad i \in I.$$

Данная задача не является потенциальной игрой [3]. Функции прибыли компаний не являются квазивогнутыми по вектору собственных переменных, следовательно, теорема о неподвижной точке не гарантирует существование равновесия. При этом предлагаемый в данной работе алгоритм может быть применён для поиска равновесия или установления факта, что таких точек не существует. Имеем:

$$F(x) = \max_{\underline{x} \leq y \leq \bar{x}} \sum_{i \in I} \left[\left(\frac{a}{r \left(\sum_{j \in J}^{j \notin J_i} x_j + \sum_{j \in J_i} y_j \right) + d} + b \right) \sum_{j \in J_i} y_j - \sum_{j \in J_i} c_j(y_j) \right] - \sum_{i \in I} \left[\left(\frac{a}{r \sum_{j \in J} x_j + d} + b \right) \sum_{j \in J_i} x_j - \sum_{j \in J_i} c_j(x_j) \right].$$

Тогда равновесная задача первого этапа сводится к задаче оптимизации вида (1), где

$$X = \{x \mid \underline{x} \leq x \leq \bar{x}\}.$$

Пусть в результате её решения предложенным алгоритмом получены равновесные объёмы генерации x^* и равновесная цена p^* . По узловым функциям спроса вычисляется равновесная величина спроса в k -ом узле Q_k^* , $k \in N$.

На втором этапе моделирования регулирующая организация (независимый системный оператор) производит распределение сгенерированной электроэнергии, устанавливая величину и направление перетоков на каждой из линий электропередачи.

Цель системного оператора – минимизация суммарных перетоков в сети при узловых балансовых ограничениях и запрете на встречные перетоки:

$$\begin{aligned} \sum_{i,j \in N} y_{ij} &\rightarrow \min_y, \\ \sum_{j \in J^k} x_j^* + \sum_{i \in N} (y_{ik} - y_{ki}) &= Q_k^*, \quad k \in N, \\ y_{ij} \cdot y_{ji} &= 0, \quad i, j \in N, \\ 0 \leq y_{ij} &\leq \bar{y}_{ij}, \quad i, j \in N. \end{aligned}$$

Здесь $J^k \subset J$ – множество станций, расположенных в k -ом узле, при этом

$$\bigcup_{k \in N} J^k = J.$$

Условия дополняющей нежёсткости, присутствующие в ограничениях задачи второго этапа, могут быть сведены к ограничениям типа неравенств со вспомогательными целочисленными 0,1-переменными. Пусть y^* – перетоки, соответствующие решению задачи второго этапа.

Таким образом, в результате двух этапов моделирования мы получаем тройку (x^*, p^*, y^*) , которая, с одной стороны, приводит генерирующие компании в состояние равновесия по Нэшу, а с другой – удовлетворяет узловым функциям спроса на электроэнергию с учётом сети, обеспечивая передачу электроэнергии от станций к потребителям.

Литература

1. Bischi G.-I., Chiarella C., Kopel M., Szidarovsky F. *Nonlinear Oligopolies*. – Berlin: Springer-Verlag, 2010. – 334 p.
2. Nikaido H., Isoda K. Note on Noncooperative Convex Games // *Pacific Journal of Mathematics*. – 1955. – V. 5. – № 5. – P. 807–815.
3. Monderer D., Shapley L.S. Potential games // *Games Econ. Behav.* – 1996. – № 14. – P. 124–143.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ КОГНИТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ В БАЗУ ЗНАНИЙ ПРОДУКЦИОННОЙ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

Д.В. Пестерев

Введение

В лаборатории Информационных технологий ИСЭМ СО РАН под руководством Л.В. Массель разработана интеллектуальная ИТ-среда, интегрирующая инструментальные средства семантического моделирования для поддержки онтологического (OntoMap), когнитивного (CogMap), событийного (EventMap) и вероятностного (BayNet) моделирования и Геокомпонент [1]. На основе интеллектуальной ИТ-среды разрабатывается интеллектуальная система поддержки принятия стратегических решений в энергетике, названная «Ситуационный полигон» [2]. Когнитивное моделирование используется для выявления структуры причинно-следственных связей между элементами системы, составляющими проблемы и т.п., а также для оценки последствий, происходящих под влиянием воздействия на эти элементы или изменения характера связей [3, 4]. А.Г. Масселем предложена методика построения когнитивных моделей, реализованы инструментальные средства поддержки когнитивного моделирования [5]. Эта методика подразумевает, что анализ и интерпретация когнитивных моделей (в графическом виде – когнитивных карт) выполняются экспертом-исследователем. Поскольку когнитивную карту можно описать совокупностью продукционных правил (правил типа «Если... То...»), предложено выполнять преобразование когнитивных моделей во фрагменты продукционных баз знаний, что позволит выполнять логический вывод на этих моделях с помощью машины вывода продукционной экспертной системы.

Когнитивное моделирование

В лаборатории Информационных технологий предложена двухуровневая технология проведения исследований в области энергетики, где верхний уровень представляет собой качественный анализ средствами семантического моделирования, а нижний - количественный анализ с помощью программного комплекса ИНТЭК-М [6]. Семантическое моделирование в данной технологии представлено четырьмя видами моделирования: онтологическое, когнитивное, событийное и вероятностное.

Когнитивное моделирование - построение когнитивных моделей, или, иначе когнитивных карт (ориентированных графов), в которых вершины соответствуют факторам (концептам), а дуги - связям между факторами, положительным или отрицательным, в зависимости от характера причинно-следственного отношения. Когнитивная карта (рис. 1) - графическое представление когнитивной модели, она позволяет отобразить основные концепты и их отношения, связанные с конкретной угрозой ЭБ. Стоит отметить, что когнитивное моделирование получило признание специалистов-энергетиков, а также нашло применение в выполняемых ими работах, в частности в [7]. Вместе с тем все выводы по взаимовлиянию концептов и развитию ситуаций лицо, принимающее решение, делает самостоятельно и без применения специализированных инструментальных средств.

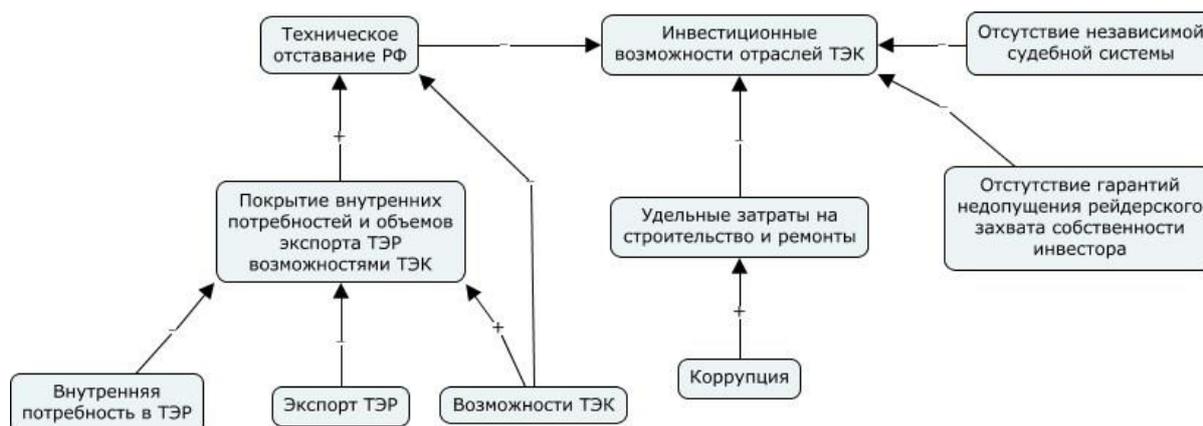


Рис. 1. Пример когнитивной карты, иллюстрирующий влияние мероприятий и угроз на инвестиционные возможности отраслей ТЭК.

Отношения между концептами можно описать в виде продукционных правил (правил типа «Если... То...»), а эти правила, описывающие конкретную когнитивную модель, в свою очередь, могут быть организованы в виде фрагмента базы знаний продукционной экспертной системы. Как правило, в состав экспертной системы входит машина вывода, которая обеспечивает логический вывод на правилах базы знаний. Предварительный анализ когнитивной модели и выводы на совокупности правил может осуществлять экспертная система, а лицо, принимающее решение, впоследствии может проанализировать и/или скорректировать эти выводы. Таким образом, создание продукционной базы знаний на основе когнитивных моделей позволит выполнять логический вывод на построенных когнитивных моделях, что будет обеспечивать их интерпретацию и способствовать получению новых знаний для обоснования рекомендуемых решений. Другими словами, ставится задача: разработать принципы и методы построения программного компонента преобразования когнитивных моделей в базу знаний продукционной экспертной системы. Предполагается, что этот компонент будет включен в состав Ситуационного полигона.

Ситуационный полигон.

Интеллектуальная система поддержки принятия стратегических решений в энергетике названа Ситуационным полигоном в связи с тем, что она реализуется для поддержки концепции ситуационного управления.

Суть ситуационного управления заключается в выборе управленческих решений с учетом сложившихся ситуаций из некоторого набора допустимых (типовых, стандартных) управленческих воздействий. При ситуационном управлении проблема выбора управляющих воздействий сводится к адекватной оценке состояния объекта и среды (что усложняется при наличии факторов неопределенности), отнесению соответствующей текущей ситуации к одному из типовых классов и выбору такого управления (из определенного набора альтернатив), которое приводит к достижению поставленной цели управления (целевой ситуации) [8, 9]

Учитывая сложность объектов управления и наличие факторов неопределенности, при ситуационном управлении зачастую не удается построить и использовать математические модели, поэтому сотрудники лаборатории Информационных технологий предлагают использовать методы семантического моделирования, к которым относят онтологическое, когнитивное, событийное и вероятностное моделирование (на основе байесовских сетей доверия).

Ситуационный полигон (рис. 2) разрабатывается для целей обоснования и поддержки принятия стратегических решений, и представляет собой совокупность данных, знаний и инструментальных средств, которые предназначены для моделирования разных ситуаций, их развития и анализа их последствий [2].

Язык ситуационного управления CML (Contingency Management Language) [10] предлагается использовать для следующих целей:

- 1) язык описания и манипулирования знаниями;
- 2) инструмент классификации ситуации ("норма", критические ситуации, чрезвычайные ситуации);
- 3) средство инициации ЭС ADVICE для установления соответствия между ситуациями и управляющими воздействиями;
- 4) средство вызова соответствующих инструментальных средств семантического моделирования и модулей отображения;
- 5) средства обращения к Геокомпоненту для 3D-геовизуализации результатов моделирования.

Для реализации предлагаемого автором подхода к преобразованию когнитивных моделей в продукционные правила требуется решить ряд задач:

1. Разработать методику построения, верификации и конвертирования когнитивных моделей в продукционные базы знаний (усовершенствовать существующую методику когнитивного моделирования [5]).
3. Разработать алгоритм преобразования когнитивных моделей в продукционные базы знаний.
4. Разработать программный компонент, реализующий конвертирование когнитивных моделей (выполнить модификацию инструментального средства CogMap) и их хранение в Репозитории.
5. Реализовать дополнительный оператор в составе CML для вызова программного компонента, обеспечивающего преобразование когнитивных моделей, хранящихся в Репозитории, в совокупность продукционных правил экспертной системы.
6. Интегрировать этот программный компонент в Ситуационный полигон.

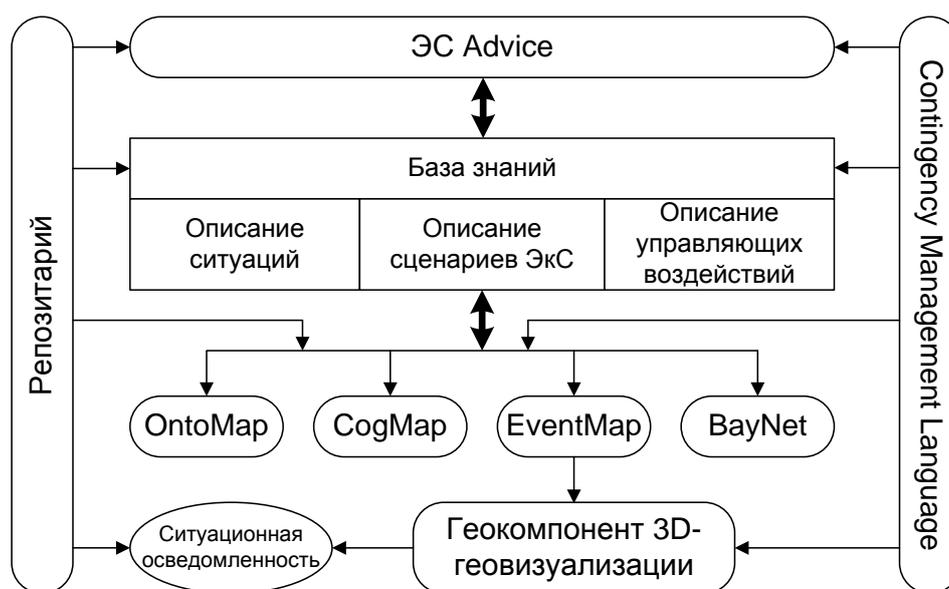


Рис. 2. Архитектура Ситуационного полигона.

Для автоматизации преобразования когнитивной модели в продукционную базу знаний автором разработан:

1. Выбрать концепт преобразуемой когнитивной модели.
2. Выбрать связь преобразуемой когнитивной модели.
3. Если связь исходящая, то записать в матрице инцидентности на пересечении строки концепта и столбца связи "1", входящая – "-1", иначе "0";
4. Выбрать следующую связь и повторять п. 3 до перебора всех связей;
5. Выбрать следующий концепт и повторять п. 2-4 до перебора всех концептов;
6. Выбрать ячейку первой (очередной) строки матрицы инцидентности;
7. Если в ней "1", пометить концепт, связанный с этой ячейкой, как "предпосылка", если "-1" – как "результат".
8. Переход на п.6; если строка последняя – переход к п.9.
9. Составить правило по шаблону: если "предпосылка", то "результат".
10. Перейти в следующий столбец и повторить п. 6-9 до последнего столбца матрицы.

Фактически данный алгоритм можно разбить на две части. При выполнении первой части (п.1-5) производится обход графа, который представляет когнитивную модель, и формируется матрица инцидентности данного графа. При выполнении второй части (п. 6-10) данная матрица проходится по столбцам и формируется набор продукционных правил.

Модификация методики когнитивного моделирования

Масселем А.Г в [5] была предложена методика когнитивного моделирования, включающая пять этапов (перечислены ниже). Автором предложено модифицировать методику с учетом поставленной задачи (добавить этапы 6-9). *Модифицированная методика* выглядит следующим образом:

1. Выявление основных факторов – концептов, влияющих на развитие ТЭК или энергетической системы (ЭС) страны либо ее региона.
2. Установление причинно-следственных связей между факторами, расстановка весов этих связей и построение когнитивной модели ТЭК или ЭС (страны либо региона). В простейшем случае, веса могут иметь значения +1 или -1.
3. Выявление стратегических угроз – факторов, негативно влияющих на развитие ТЭК/ЭС или на развитие чрезвычайной ситуации в ТЭК/ЭС.
4. Определение факторов – превентивных, оперативных и ликвидационных мероприятий, влияющих на сценарии развития ТЭК/ЭС, непосредственно для каждой угрозы.
5. Изменение весов (или знаков) причинно-следственных связей, в зависимости влияния угроз и мероприятий на факторы развития ТЭК/ЭС.
6. Верификация когнитивной модели, выявление ложной транзитивности связей.
7. Преобразование когнитивной модели во фрагмент продукционной базы знаний по предложенному алгоритму.
8. Загрузка полученного фрагмента базы знаний в Репозитарий.
9. Вызов экспертной системы, актуализация базы знаний (БЗ) экспертной системы (добавление фрагмента БЗ из Репозитария) и проведение анализа для получения выводов о взаимовлиянии концептов когнитивной модели.

Модификация инструментального средства CogMap

Коллективом лаборатории Информационных технологий в энергетике, при участии автора, выполнен онтологический инжиниринг предметной области.

Результаты описаны, в частности в [11]. В составе системы онтологий автором разработана исходная онтология для когнитивного моделирования, структурирующая основные концепты, используемые в когнитивных моделях (рис. 3).

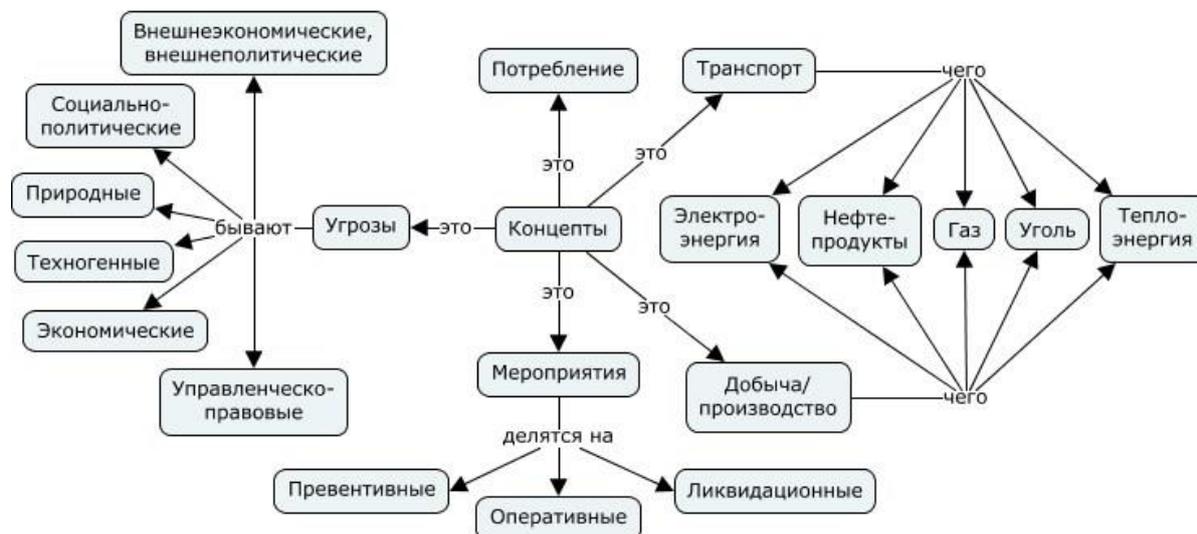


Рис. 3. Исходная онтология для когнитивного моделирования.

Данная онтология была учтена при модифицировании инструментального средства когнитивного моделирования CogMap, выполненного автором. Каждый концепт принадлежит к определенной группе и имеет свой набор характеристик и параметров. Каждая «иконка» в графическом интерфейсе обозначает конкретную группу концептов: угрозы, потребление, транспорт, мероприятия, добыча\производство, а также концепты со свободными характеристиками. Интерфейс CogMap на примере иллюстративной когнитивной модели в области энергетики, показан на рис. 4.

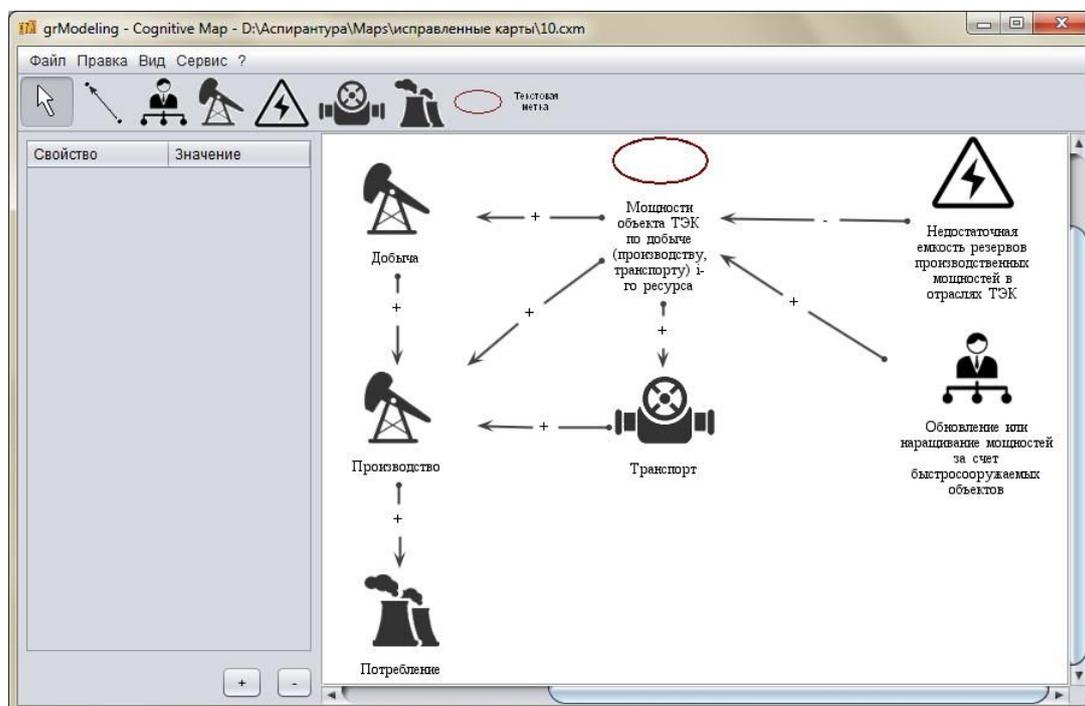


Рис. 4. Инструментальное средство когнитивного моделирования CogMap.

Также были уточнены и дополнены наборы характеристик для каждой из групп концептов. Выполненная модификация является подготовительным этапом перед конвертированием когнитивных моделей, также это позволит создавать более адекватные когнитивные модели, что отразится на качестве проводимого анализа и выдаче верных рекомендаций для поддержки принятия решений.

Заключение

В статье рассмотрена задача автоматизации преобразования когнитивных моделей в базу знаний продукционной экспертной системы. Для ее решения построена исходная онтология для когнитивного моделирования, предложен алгоритм преобразования когнитивной карты в базу знаний, усовершенствованы предложенная ранее методика когнитивного моделирования, а также инструментальное средство когнитивного моделирования CogMap.

Реализация программных средств автоматизации преобразования когнитивных моделей в правила продукционной экспертной системы позволит выполнять логический вывод на построенных когнитивных моделях, что будет обеспечивать их интерпретацию и обоснование рекомендуемых решений в области энергетики.

Благодарности

Работа выполнена при частичной поддержке грантов РФФИ № 17-07-01341 А, № 16-07-00474 А, № 15-07-01284 А.

Литература

1. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальная ИТ-среда для интеграции семантических моделей в исследованиях энергетики / Труды 24-й Международной Крымской конференции «СВЧ-техника и телекоммуникационные технологии» (CriMiKo' 2014). Том 1. – Севастополь: , 2014. – С. 441-442.
2. Массель А.Г. Иванов Р.А. Ситуационный полигон как инструмент ситуационного управления в энергетике / Труды IV Международной конференции OSTIS. - Беларусь, Минск: БГУИР. - 2014. - С. 277-280.
3. Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка принятия решений.- М.: СИНТЕГ, 1998. - 376 с.
4. Авдеева З.К., Коврига С.В. Эвристический метод концептуальной структуризации знаний при формализации слабоструктурированных ситуаций на основе когнитивных карт. – М.: ИПУ РАН. - Управление большими системами.- 2010.- №31.- С. 6-34.
5. Массель А.Г. Когнитивное моделирование угроз энергетической безопасности / Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), отдельный выпуск № 17. - М.: Изд-во "горная книга", 2010. - С. 194-199.
6. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. Управление, вычислительная техника и информатика.- С. 135-141.
7. Пяткова Н.И., Славин Г.Б., Пяткова Е.В. Недостаточный уровень инвестиций в отраслях ТЭК - одна из стратегических угроз энергетической безопасности страны / Известия Российской академии наук. Энергетика. 2015. № 2. - С. 42-48.
8. Поспелов Д.А. Ситуационное управление. Теория и практика. - М.: Наука, 1986. 284 с.

9. Васильев В.И. Интеллектуальные системы защиты информации - М.: Машиностроение, 2012. – 171 с.
10. Массель Л.В., Массель А.Г. Язык описания и управления знаниями в интеллектуальной системе семиотического типа. Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды XX Байкальской Всероссийской конференции "Информационные и математические технологии в науке и управлении". Часть III. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. - 114 с.
11. Массель Л.В., Ворожцова Т.Н., Макагонова Н.Н. Методологические аспекты ситуационного управления на основе системы онтологий / Труды XX Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Т. 3.- Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015.- С. 124-131.

ИНТЕГРАЦИЯ СЕМАНТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИТУАЦИЙ НА ОСНОВЕ СИСТЕМЫ ОНТОЛОГИЙ

В.О. Тюрюмин

Введение

В лаборатории Информационных технологий в ИСЭМ СО РАН развиваются методы ситуационного управления, которые предлагается использовать в энергетике для интеллектуальной поддержки принятия стратегических решений. В качестве основных предлагаются методы ситуационного анализа и ситуационного моделирования, реализуемые с помощью технологий и инструментальных средств семантического моделирования, к которому отнесены онтологическое, когнитивное, событийное и вероятностное (на основе байесовских сетей доверия) моделирование [1].

В связи с тем, что семантические модели применяются для различных отображений ситуации, то возникает необходимость:

- обеспечения корректности построения и восприятия таких моделей;
- их интеграции, то есть автоматизации перехода между моделями в рамках ситуационного управления в энергетике [2].

Для выполнения поставленных задач автором предлагается использовать методы и средства онтологического инжиниринга для построения системы онтологий семантического моделирования с точек зрения ситуационного управления, предметной области и самих моделей. Систематизация базовых классов концептов, их поведения и взаимосвязей между ними позволит выработать спецификации семантических моделей и обеспечить автоматизацию перехода между ними.

Семантическое моделирование и ситуационное управление в энергетике

Ситуация – это совокупность обстоятельств, которые связаны как с объектом, так и с окружающей средой, в которой данный объект функционирует. Ситуационное управление предполагает выработку управленческих решений на основании знаний о структуре объекта управления, факторах, влияющих на его функционирование, а также о возможных управляющих воздействиях для предотвращения или ликвидации последствий экстремальных ситуаций [3]. Вместе с тем, наличие факторов неопределенности при оценке состояния объекта и среды затрудняет выработку таких решений. Для преодоления этой сложности в [2] предложено использовать семантические технологии ситуационного анализа и моделирования.

Построение онтологий предметных областей энергетики позволяет систематизировать, классифицировать и структурировать знания об энергетических объектах и обеспечить представление этих знаний с разной степенью детальности. Когнитивные модели отображают основные понятия (объекты и процессы непосредственно в системах энергетики, либо оказывающие на них влияние), а также направление и силу причинно-следственных отношений между ними. Событийные модели, основанные на математическом аппарате Joiner-сетей (Столяров Л.Н.), используются для моделирования динамики развития ситуаций. Вероятностное моделирование предлагается применять для оценки рисков тех или иных ситуаций с

использованием экспертных оценок. Подробно эти средства описаны в ряде работ, в частности, в [4]. Далее автором приводятся результаты онтологического инжиниринга и интеграция на его основе технологий когнитивного и событийного моделирования.

Онтологический инжиниринг семантического моделирования

Разработка онтологических моделей является эффективным средством создания единого семантического описания пространства знаний, что приводит к повышению уровня интеграции информации, необходимой при выработке согласованных управленческих решений [5]. Применительно к разработке онтологического пространства знаний в энергетике это означает не только интеграцию информации о системах энергетики на разных уровнях (онтологий энергетики), но и интеграцию знаний с детальным описанием ситуаций (онтологий ситуаций и семантического моделирования) [6].

На первом этапе автором предлагается разработать *совокупность онтологий для систематизации и классификации концептов* и определения отношений между ними в семантических моделях на основе фрактального подхода к построению онтологического пространства знаний [7]. За основу взяты метаонтологии ситуационного управления, анализа и моделирования в энергетике, описанные в [8, 9]. Эта система онтологий позволит структурировать знания о базовых классах концептов с позиции ситуационного управления и определить, к какому из них принадлежит тот или иной концепт (к объекту управления, воздействию внешней среды, управляющему воздействию или описанию ситуации) и его поведение в семантической модели (как процесс, событие или описание состояния). Приведенные базовые классы в дальнейшем конкретизируются до более детальных, описываемых в соответствующих онтологиях, которые поддерживают и совмещают в себе как иерархическую, так и сетевую структуру. Фрагмент онтологии классификации концептов представлен на рис. 1:

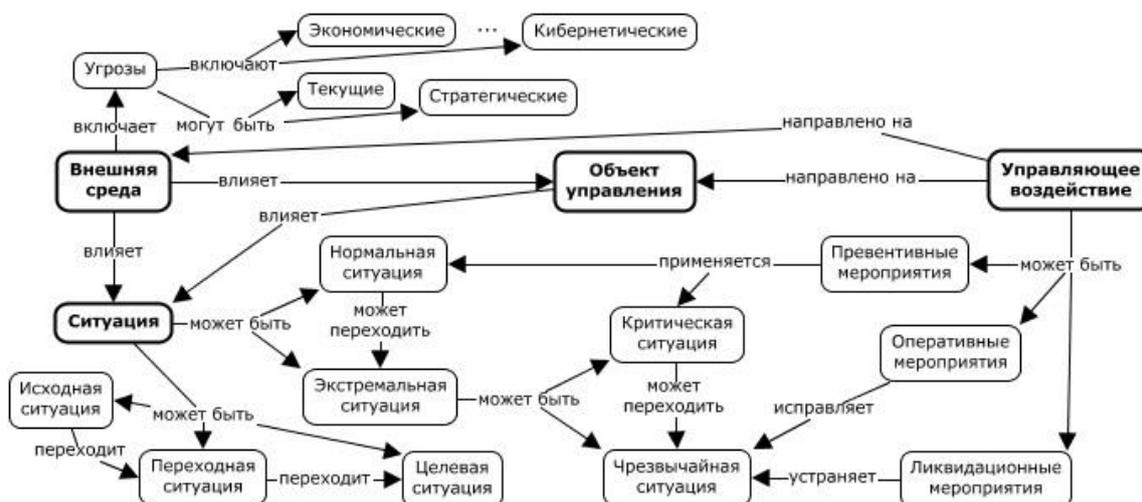


Рис. 1. Фрагмент онтологии классификации концептов в семантических моделях с позиции ситуационного управления

Вместе с определением базовых классов концептов с позиции ситуационного управления, автором предлагается разработать *систему онтологий семантического моделирования*. Для каждого вида моделирования (когнитивного, событийного и вероятностного) создается отдельная (но связанная с другими) совокупность онтологий, которая описывает классы концептов, их атрибуты и отношения между

ними с позиции самих моделей, без привязки к конкретной предметной области (на метауровне). При этом учитывается не только сущность самого концепта (например, объект или явление), но и его положение и функциональная роль в модели (иницирующий или переходный, целевой, представленный переменной и др.). Подробнее такие онтологии будут рассмотрены в следующих разделах данной работы.

Общая схема интеграции разрабатываемых онтологических моделей в единое пространство знаний в энергетике представлена на рис. 2:



Рис. 2. Схема интеграции онтологий классификации концептов, онтологий семантических моделей и предметной области – энергетики

Онтологическое описание когнитивного моделирования

Одним из первых шагов, выполняемых при когнитивном моделировании ситуаций, является определение типа будущей модели (могут быть: логические, нечеткие, с переменными весами и другие типы). Выбор типа и поведения модели (статическая или динамическая) определяется целью моделирования и доступностью данных. Это, с одной стороны, накладывает типовые ограничения на разрабатываемую модель, а с другой – предоставляет соответствующие типу возможности при работе с ней (см. выше). Онтологии семантического моделирования, благодаря совмещению иерархической и сетевой структуры, являются удобным способом описания правил построения таких моделей.

Метаонтология когнитивного моделирования, полученная в результате онтологического инжиниринга, описывает следующие классы концептов и связей между ними:

- сущность концепта: объект, система, ресурс, явление, их характеристики и состояния;
- роль концепта: инициирующий, переходный, управляющий и целевой;
- тип связи: тип весов и функций агрегирования влияний зависят от типа карты (см. выше).

Фрагмент метаонтологии когнитивного моделирования представлен на рис. 3.

Далее необходимо сопоставить базовым классам концептов когнитивных моделей соответствующие им объекты в онтологиях предметной области – энергетики, а также определить их взаимосвязи и поведение в моделях.

Интеграция разрабатываемых онтологий когнитивного моделирования и системы онтологий энергетики позволит создать единое семантическое описание пространства знаний, которое включает понятийный аппарат и классификаторы концептов когнитивных моделей (таких, как принадлежность объектов энергетики к энергосистеме, региону; классификация по производимому энергоресурсу и другие). Предметные онтологии энергетики содержат детализированную информацию о технико-экономических характеристиках объектов и их ограничениях и связаны с концептами когнитивных моделей, благодаря чему возможно автоматизировать извлечение этой информации при добавлении соответствующих концептов.

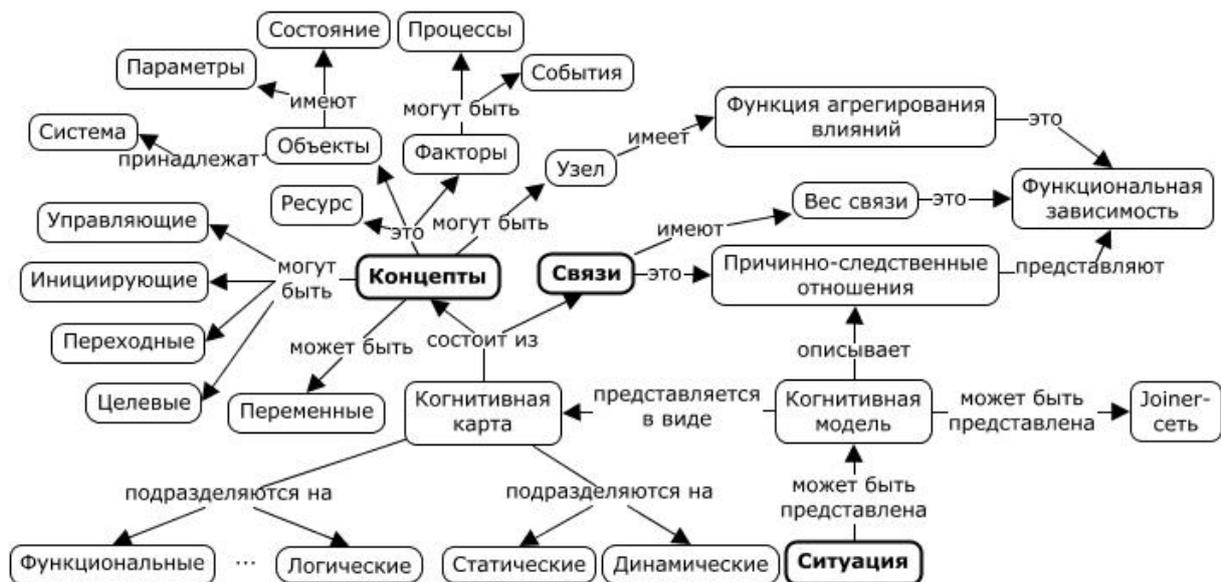


Рис. 3. Фрагмент метаонтологии когнитивного моделирования с позиции самих моделей

В соответствии с вышеизложенным, определен список базовых концептов и отношений между ними при когнитивном моделировании угроз энергетической безопасности (ЭБ), а также установлены соответствия им в метаонтологии когнитивного моделирования:

- объект топливно-энергетического комплекса (ТЭК): объект ТЭК или их совокупность рассматриваются как часть более крупной энергосистемы;
- угроза ЭБ;
- управляющее воздействие: мероприятия, предотвращающие и/или смягчающие последствия реализации угрозы ЭБ;
- ресурсы: обобщенное понятие, обозначающее всякого рода ресурсы, присутствующие или направленные в ТЭК;
- фактор: с точки зрения энергетики, процесс или явление, направленное на изменение ситуации в ТЭК.

Далее разрабатываются детальные онтологии когнитивного моделирования, которые, в совокупности с онтологиями энергетики, раскрывают каждый из приведенных классов концептов, определяя иерархическую структуру их подчиненности, что используется как для описания принадлежности объектов к энергосистемам, так и описания самих объектов ТЭК, их характеристик и ограничений. Таким образом создается иерархия концептов вида: энергосистема – объект – характеристики (применимо к любому базовому классу концептов), что, в сочетании с другими классификаторами, принятыми в энергетике, позволяет проводить агрегирование или, наоборот, детализацию описания концептов, совместно рассматривать концепты разных уровней в рамках единой онтологической системы, обеспечивая, тем самым, повышение уровня интеграции информации в моделях и четкие правила их построения.

Онтологическое описание событийного моделирования

Онтологическое описание событийных моделей позволяет наглядно отобразить и зафиксировать: во-первых, базовые классы концептов и взаимодействия между ними, присущие событийным моделям; а во-вторых – выявить общие элементы при описании

когнитивных моделей, описывающих ситуацию до и после возникновения угрозы. Определяется иерархия подчиненности концептов (объектов энергетики и взаимодействий между ними). Одна из полученного набора моделей, описывающая мероприятия по предотвращению или смягчению последствий рассматриваемой угрозы, приведена на рис. 5:

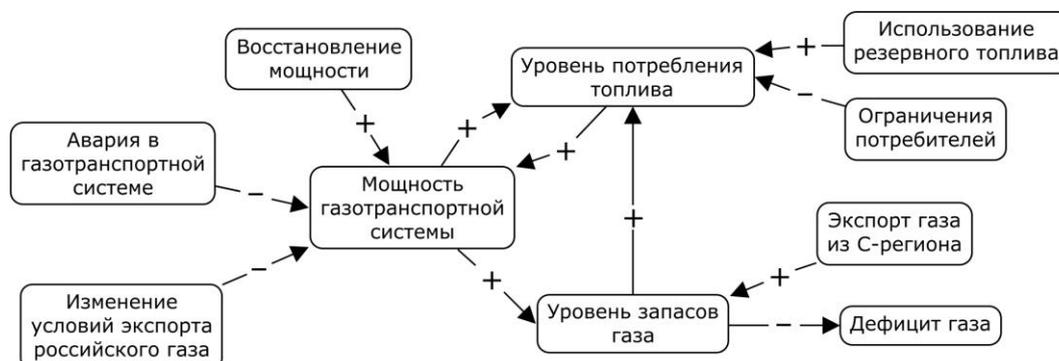


Рис. 5. Когнитивная модель угрозы сокращения поставок газа потребителям

Далее на основе имеющейся когнитивной модели осуществляется построение событийной модели. Для этого используются определения классов концептов, включенных в построенную когнитивную модель, и правила взаимодействия между ними с точки зрения ситуационного управления и энергетики. Полученная таким образом событийная модель представлена на рис. 6:

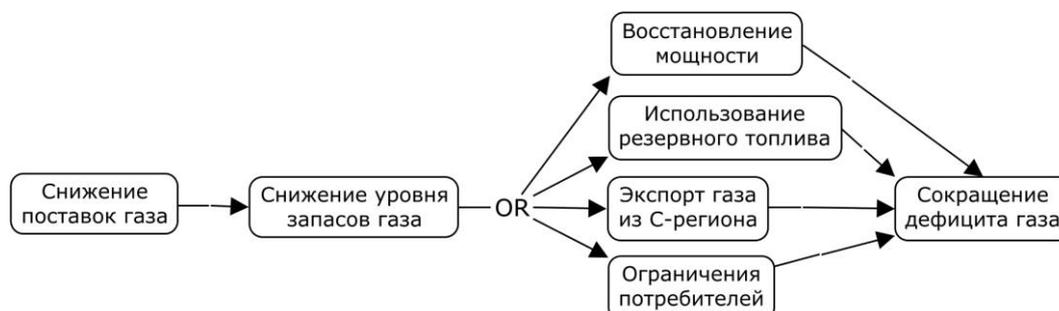


Рис. 6. Событийная модель угрозы прекращения поставок газа потребителям

Следующим этапом исследования угрозы прекращения поставок газа конечным потребителям будет детализация построенных моделей, их наполнение числовыми данными и проведение экспериментов с получением сценариев развития событий. Эти сценарии позволят выработать рекомендации по проведению мероприятий, предотвращающих или смягчающих последствия возможного дефицита газа.

Заключение

В статье рассматривается метод интеграции технологий семантического моделирования (на примере когнитивного и событийного моделирования) на основе онтологий. Приводится описание указанных моделей с помощью онтологий семантического моделирования. Интеграцию предлагается проводить с использованием разрабатываемой системы онтологий систематизации и классификации концептов с позиции ситуационного управления и предметной области – энергетики. Таким образом, разработка единого онтологического пространства знаний служит основой для

преодоления трудностей, связанных с построением и восприятием семантических моделей экспертами и автоматизацией перехода между ними.

Работа выполняется при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №14-07-116, №15-07-01284 и №16-07-00474.

Литература

1. Массель Л.В., Массель А.Г. Методы и средства ситуационного управления в энергетике на основе семантического моделирования / Труды V Международной конф. OSTIS, Беларусь, Минск: БГУИР, 2015. – С. 199-204.
2. Массель А.Г., Тюрюмин В.О. Интеграция семантических моделей в исследованиях проблем энергетической безопасности / Известия Томского политехнического университета. №5. Т.324. – 2014. – С. 70-78.
3. Васильев В.И. Интеллектуальные системы защиты информации. – М.: Машиностроение, 2012. – 171 с.
4. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики / Известия Томского политехнического университета. №5. Т.321. – 2012. – С. 135-141.
5. Черняховская Л.Р., Федорова Н.И. Ситуационный подход к управлению взаимодействием сложных процессов на основе онтологического инжиниринга // Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды XX Всеросс. Байкальской конф. Т.3. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 166-174.
6. Tiuriumin V., Massel A. Ontologies of situations, scenarios and events for contingency management in energy sector // Contingency management, intelligent, agent-based computing and cyber security in critical infrastructures / Proceedings of International Workshop. – 2016. – Pp. 57-59.
7. Массель Л.В. Фрактальный подход к структурированию знаний и примеры его применения // Онтология проектирования. №2(20). – 2016. – С. 149-161. DOI: 10.18287/2223-9537-2016-6-2-149-161
8. Массель Л.В., Массель А.Г., Ворожцова Т.Н., Макагонова Н.Н. Онтологический инжиниринг проблемы ситуационного управления (на примере энергетики) // Знания – Онтологии – Теории / Материалы Всеросс. конф. с международным участием. Т.2. Новосибирск: Институт математики СО РАН, 2013. – С. 36-43.
9. Массель Л.В., Ворожцова Т.Н., Макагонова Н.Н. Методологические аспекты ситуационного управления на основе системы онтологий // Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды XX Байкальской Всеросс. конф. Т.3. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2015. – С. 124-131.
10. Столяров Л.Н. Философия событийного моделирования на примере сценария энергетической катастрофы // Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации и бизнесе / Труды 37-й Междунар. конф., Гурзуф. – 2010. – С. 197-200.

СХЕМНО-СТРУКТУРНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННОГО АЛГОРИТМА ПЕРЕБОРА ДЕРЕВЬЕВ И МЕТОДА ИМИТАЦИИ ОТЖИГА

А.А. Чемезов

Введение

Тепловые сети (ТС) в современном представлении – это крупные пространственные объекты со сложной иерархической структурой, связывающей источники тепловой энергии с потребителями. Задача минимизации затрат на строительство и эксплуатацию ТС является актуальной в виду увеличивающихся масштабов городов и других систем, для которых теплоснабжение является неотъемлемой частью нормального функционирования [1].

Для решения сложных комплексных прикладных задач, заключающихся в синтезе технической системы, в том числе ТС, имеющей нелинейный математический характер, используется подход разделения задачи на структурное и параметрическое решения. Данная статья посвящена проблеме поиска структурного решения, а именно, проблеме схемно-структурной оптимизации ТС по экономическому критерию.

Задачами структурной оптимизации ТС занимались В.Я. Хасилев, О.А. Некрасова, Б.Л. Шифринсон, А.П. Меренков, В.А. Стенников, Е.В. Сеннова и др. [1-6].

В задаче схемно-структурной оптимизации ТС используется методика избыточных проектных схем [2]. Избыточная схема (ИС) – схема теплоснабжения, в которую включены места расположения источников тепловой энергии и всевозможные способы прокладки сети трубопроводов, связывающих их с потребителями.

Задача схемно-структурной оптимизации ТС в общем виде формализуется следующим образом: на заданной избыточной схеме ТС требуется выделить сеть, соединяющую узлы производства и потребления тепловой энергии таким образом, чтобы обеспечить минимум расчётных затрат на её строительство и эксплуатацию, при соблюдении физико-технических ограничений.

Постановка задачи

Структура ИС задаётся в виде графа $G^* = (V, E^*)$, где $V = \{v_j | j = 0, 1, \dots, m\}$ множество узлов графа, $E^* = \{e_i = \{v_u, v_k\} | u \neq k, i = 0, 1, \dots, n\}$ множество ветвей, соответствующих участкам схемы, m - число узлов, n - число участков. Множество V определяется как объединение непересекающихся множеств $V = V^0 \cup V^1 \cup V^2$, где V^0 множество потребителей, V^1 множество источников, V^2 множество узлов разветвления. На избыточной схеме указываются следующие параметры элементов схемы:

Q_j – расход теплоносителя в узле j ;

$\underline{P}_j, \bar{P}_j$ - верхнее и нижнее ограничение на давление в узле j ;

l_i – длина участка i ;

$\underline{w}_i, \bar{w}_i$ - верхнее и нижнее ограничение на скорость движения теплоносителя по участку i ;

Структура выделяемой сети теплоснабжения задаётся подграфом $G = (V, E)$, где $E \subseteq E^*$. Структуру сети теплоснабжения с учётом экономического критерия рационально искать среди древовидных [3], поэтому алгоритм расчёта функции затрат $F(G)$ определён только для сетей древовидной структуры. В алгоритм входит: нормализация структуры (определение и исключение ветвей с нулевым расходом), расчёт потокораспределения сети, расчёт суммарных затрат. Алгоритм расчёта суммарных затрат функции $F(G)$:

1. Граф $G = (V, E)$, где $E \subseteq E^*$, ориентировать относительно источников теплоносителя $e_i = (v_u, v_k)$, $e_i \in E$, где v_u начальная вершина, v_k – конечная вершина.
2. Каждому узлу v_j определяется $M_j = \{m | e_m = (v_j, v_k)\}$ множество ветвей, направленных от узла v_j .
3. По заданным нагрузкам начиная с концевых узлов и исходя из материальных балансов в узлах сети определяются расходы на участках:

$$x_i = Q_k + \sum_{m \in M_k} x_m, \quad e_i = (v_j, v_k) \quad (1)$$

4. Производится нормализация сети, для каждой ветви с нулевым расходом $\forall e_i \in B = \{e_i = (v_j, v_k) \in E | x_i = 0\}$ положим $h_i = 0$, $H_i = 0$, $M_k = \emptyset$, $w_i = \bar{w}$.
5. Ввиду наличия ограничения скорости течения теплоносителя предлагается потери давления на ветвях рассчитать относительно рекомендуемой скорости.

Скорость потока w_i жидкости на участке i рассчитывается по формуле:

$$w_i = \frac{4 \cdot x_i}{3,6 \cdot \pi \cdot p \cdot \left(\frac{d_i}{1000}\right)^2}, \quad e_i \in E/B \quad (2)$$

w_i – скорость течения жидкости, м/с

x_i – расход жидкости (объёмная скорость), т/ч

p – плотность жидкости, кг/м³

d_i – внутренний диаметр трубы, мм

π – число Пи

Потери давления h_i на участке i рассчитывается по формуле [4]:

$$h_i = \frac{\varphi_i \cdot x_i^2 \cdot l_i \cdot (1 + \alpha_i)}{d_i^{5,25}}, \quad e_i \in E/B \quad (3)$$

φ_i – коэффициент, зависящий от эквивалентной шероховатости труб

α_i – коэффициент местных потерь

Выразим диаметр d_i из выражения (2) и заменим в выражении (3):

$$h_i = \frac{\varphi_i \cdot x_i^2 \cdot l_i (1 + \alpha_i) \cdot (3,6 \cdot \pi \cdot p \cdot w_i)^{2,625}}{(4 \cdot x_i \cdot 1000^2)^{2,625}}, \quad e_i \in E/B \quad (4)$$

Таким образом, потери давления h_i на участке i при заданной (рекомендуемой) скорости течения теплоносителя w_i рассчитываются по формуле (4).

6. Рассчитываются значения давления в узлах и действующего напора на участках:

Для концевых узлов давление берётся равным среднему между верхним и нижним ограничениями давления в этом узле:

$$P_j = \frac{\bar{P}_j + \underline{P}_j}{2}, \quad M_j = \emptyset \quad (5)$$

Для остальных узлов v_j давление P_j берётся равным максимальному рассчитанному среди ветвей из M_j :

$$P_j = P_k + h_i - H_i^*, \quad (6)$$

$$\forall m \in M_j: (P_a + h_m - H_m^* \geq P_k + h_i - H_i^*, \quad e_m = (v_j, v_a), e_i = (v_j, v_k) \Rightarrow m = i)$$

Производится проверка соблюдения ограничений на давления $[\underline{P}_j \leq P_j \leq \bar{P}_j]$ в узлах и, если это требуется, установка насосных (дросселирующих) станций (НС, ДС):

Правила выбора действующего напора НС участка $e_i = (v_j, v_k) \in E/B$:

$$H_i^* = \begin{cases} \bar{P}_j - \underline{P}_j, & \text{при } P_k + h_i > \bar{P}_j \\ \underline{P}_j - \bar{P}_j, & \text{при } P_k + h_i < \underline{P}_j \\ 0, & \text{при } \underline{P}_j \leq P_k + h_i \leq \bar{P}_j \end{cases} \quad (7)$$

7. Увязываются давления в узлах, общих для нескольких участков. Производится корректировка давлений таким образом, чтобы для всех ветвей, выходящих из него, значение давления было равно максимальному рассчитанному среди них:

$$H_i = P_k + h_i - P_j, \quad e_i = (v_j, v_k) \in E/B \quad (8)$$

8. Производится расчёт общих суммарных затрат на основе массивов переменных x, h, H для сети G :

$$F(G) = \sum_{i=1}^n (F_i^C(x_i, h_i) + F_i^N(x_i, H_i) + F_i^E(x_i, h_i))$$

где $F_i^C(x_i, h_i)$ – расчётные затраты на сооружение и эксплуатацию трубопровода на участке с номером i ; $F_i^N(x_i, H_i)$ – расчётные затраты на сооружение и эксплуатацию НС на i -м участке; $F_i^E(x_i, h_i)$ – расчётные затраты на электроэнергию, расходуемую на перекачку теплоносителя по i -му участку и его подачу потребителю.

Математическая постановка задачи формулируется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^n (F_i^C(x_i, h_i) + F_i^N(x_i, H_i) + F_i^E(x_i, h_i)) \rightarrow \min \quad (9)$$

при соблюдении следующих ограничений:

$$\underline{P}_j \leq P_j \leq \bar{P}_j, \quad v_j \in V, \quad (10)$$

$$\underline{w}_i \leq w_i \leq \bar{w}_i, \quad e_i \in E, G = (V, E) \quad (11)$$

Данная задача относится к задачам дискретного нелинейного программирования. Среди алгоритмов решения данной задачи хорошо зарекомендовал себя алгоритм целенаправленного перебора деревьев (ПД) [5].

Целенаправленный перебор деревьев

Алгоритм ПД заключается в поэтапном улучшении дерева начального приближения путём замены входящих в него участков хордами (участками, не входящими в текущее решение). При включении хорды в дерево образуется замкнутый контур. При исключении любого участка, входящего в контур, будет определено новое дерево [7].

В качестве дерева начального приближения берётся: дерево минимальной суммарной длины, дерево максимальной суммарной длины, дерево минимальных расстояний от потребителей до источника, дерево максимальных расстояний от потребителей до источника, случайное дерево.

Алгоритм:

G_0 – дерево начального приближения.

G_{it} – дерево на it -ой итерации алгоритма.

1. Определяется начальное приближение $G_0 = (V, E_0)$

2. Формируется массив хорд $U = \{u \in E^*/E_0\}$

3. Берётся первая хорда $u = (v_j, v_k)$ из массива хорд $u \in U$. Хорда u исключается из U . Определяется образовавшийся в результате включения хорды u контур $C = Y_j \Delta Y_k$, где $Y_j \subset E$ – путь от v_j до источника, $Y_k \subset E$ – путь от v_k до источника.
4. Генерируются новые решения $G \in A$, $A = \{G = (V, E) | E = \{u\} + E_{it} / \{c\}\}$ путём поочерёдной исключения одного из участков выделенного контура $c \in C$ и включения хорды u .

5. Дерево G_{t+1} определяется как дерево с наименьшими расчётными затратами:

$$G_{it+1} = \begin{cases} G_{it}, & F(G_{it}) \leq F(G^{min}) \\ G^{min}, & F(G_{it}) > F(G^{min}) \end{cases} \quad (12)$$

$$\forall G \in A: (F(G) \leq F(G^{min}) \Rightarrow G = G^{min})$$

6. Если массив хорд пуст $|H| = 0$, то завершить работу алгоритма, иначе перейти к шагу 3.

В данной статье предполагается увеличение эффективности алгоритма перебора деревьев за счёт модификации, заключающейся в динамическом изменении массива хорд и изменении перехода к новому решению аналогично алгоритму имитации отжига.

Модификация динамического массива хорд

В качестве модификации алгоритма ПД предлагается участки, исключённые из структуры, и хорды, которые были рассмотрены и не включены в решение, добавлять в конец массива хорд. Предположение эффективности данного подхода основано на том, что исключённый или не включённый в схему участок, в случае последующего изменения структуры решения на следующих итерациях алгоритма, может быть снова рассмотрен и включен, тем самым улучшая решение. Чтобы вычислительный процесс не заиклился, необходимо ввести счётчик количества итераций без изменения текущего решения. Условием завершения алгоритма принимается равенство значения счётчика числу хорд в сети.

Модифицированный алгоритм перебора деревьев:

n_0 – количество хорд;

n_1 – счётчик итераций без изменения решения.

1. Определяется начальное приближение $G_0 = (V, E_0)$
2. Формируется массив хорд $U = \{u \in E^* / E_0\}$
3. Определяется $n_0 = |U|, n_1 = 0$.
4. Берётся первая хорда $u = (v_j, v_k)$ из массива хорд $u \in U$. Хорда u исключается из U . Определяется образовавшийся в результате включения хорды u контур $C = Y_j \Delta Y_k$, где $Y_j \subset E$ – путь от v_j до источника, $Y_k \subset E$ – путь от v_k до источника.
5. Генерируются новые решения $G \in A$, $A = \{G = (V, E) | E = \{u\} + E_{it} / \{c\}\}$ путём поочерёдной исключения одного из участков выделенного контура $c \in C$ и включения хорды u .
6. Дерево G_{it+1} определяется, как дерево с наименьшими расчётными затратами (12).
7. Если $G_{it+1} = G_t$, то исключённая ветвь c добавляется в конец массива хорд U , обнуляется счётчик $n_1 = 0$, иначе рассмотренная хорда u добавляется в конец массива U и увеличивается значение счётчика $n_1 + 1$;
8. Если $n_1 = n_0$, то завершить алгоритм, иначе перейти к шагу 4.

Метод отжига

Метод отжига основывается на имитации процесса кристаллизации вещества при понижении температуры [8]. Предполагается, что атомы уже выстроились в

кристаллическую решётку, но ещё допустимы переходы отдельных атомов из одной ячейки в другую. Процесс протекает при постепенно понижающейся температуре t° . Переход атома из одной ячейки в другую происходит с некоторой вероятностью, причём вероятность уменьшается с понижением t° . Устойчивая кристаллическая решётка соответствует минимуму энергии атомов, поэтому атом либо переходит в состояние с меньшим уровнем энергии, либо остаётся на месте. Для задачи структурной оптимизации тепловых сетей атомом будем считать дерево G^b , а энергией атома - значение функции $F(G^b)$.

$$p(G^n, G^b) = \begin{cases} 1, & \text{если } F(G^n) - F(G^b) < 0 \\ \exp\left(-\frac{F(G^n) - F(G^b)}{F(G^b) * t^\circ} * 100\right), & \text{если } F(G^n) - F(G^b) \geq 0 \end{cases} \quad (13)$$

Определив начальное приближение как G^b , производится выбор плана G^n из окрестности текущего плана G^b . Вероятность перехода p от плана G^b к G^n регулируется коэффициентом t° (13). Чем показатель выше, тем больше вероятность перехода к плану хуже текущего $F(G^n) > F(G^b)$. Такой подход позволяет выйти из локального минимума функции $F(G)$. Если $p(G^n, G^b)$ больше случайного числа из интервала (0,1), то в на следующей итерации рассматривается $G^b = G^n$. С течением времени значение t° убывает, что обеспечивает сходимость алгоритма.

Необходимо экспериментально выбрать начальное t^{start} и конечное t^{stop} значение температуры и закон T его изменения. Основываясь на работе [8], в качестве T предлагается использовать одну из следующих функций:

1. «Отжиг Коши»

$$T(it) = \frac{t^{start}}{it}$$

где it – номер итерации алгоритма.

2. «Метод тушения»

$$T(t^\circ) = \rho * t^\circ$$

где ρ – некоторая константа $0,7 < \rho < 1$.

Алгоритм перебора деревьев и колец с имитацией отжига

Алгоритм представляет собой комбинацию алгоритма «перебора деревьев и колец» и алгоритма «имитации отжига». Переход от одного решения к другому в алгоритме «перебора деревьев и колец» осуществляется в соответствии с законом перехода алгоритма «имитации отжига».

n_0 – количество хорд

n_1 – счётчика итераций без изменения решения

1. Определяется начальное приближение $G_0 = (V, E_0)$

2. Формируется массив хорд $U = \{u \in E^*/E_0\}$

3. Определяется $n_0 = |U|, n_1 = 0, t^\circ = t^{start}$

4. Берётся первая хорда $u = (v_j, v_k)$ из массива хорд $u \in U$. Хорда u исключается из U .

Определяется образовавшийся в результате включения хорды u контур $C = Y_j \Delta Y_k$, где $Y_j \subset E$ – путь от v_j до источника, $Y_k \subset E$ – путь от v_k до источника.

5. Генерируются новые решения $G \in A, A = \{G = (V, E) | E = \{u\} + E_{it}/\{c\}\}$ путём поочерёдной исключения одного из участков выделенного контура $c \in C$ и включения хорды u . $G_{it+1} = G_{it}$

6. $\forall G \in A$ если $p(G, G_{it+1}) > r$, при $(0 < r < 1)$, где r – случайное число, то $G_{it+1} = G$.

7. Если $G_{it+1} \neq G_{it}$, то исключенная ветвь c добавляется в конец массива хорд U , обнуляется счётчик $n1 = 0$, иначе рассмотренная хорда u добавляется в конец массива U и увеличивается значение счётчика $n1 + 1$;
8. Если $t^\circ \leq t^{stop}$, то $t^\circ = 0$, иначе $t^\circ = T(t^\circ, it)$
9. Если $n1 = n0$, то завершить алгоритм, перейти к шагу 4.

Результаты вычислительных экспериментов

В рамках экспериментальной работы сравниваются результаты запусков алгоритмов на четырёх случайно сгенерированных избыточных сетях различных размеров и параметров.

Сокращения названий алгоритмов:

- ПД – исходный алгоритм целенаправленного перебора деревьев;
- ПДХ – модификация алгоритма ПД с динамическим добавлением хорд в массив хорд;
- МОК – модификация ПДХ с законом перехода метода имитации отжига, в качестве закона изменения параметра температуры принят «Отжиг Коши»;
- МОТ – модификация ПДХ с законом перехода метода имитации отжига, в качестве закона изменения параметра температуры принят «Метод тушения»;
- СП – Случайный поиск (Генерация и расчёт случайных деревьев).

Для определения количества возможных остовных деревьев избыточной схемы воспользуемся матричной теоремой о деревьях. Для этого найдем матрицу Кирхгофа K для G^* . Число вариантов остовных деревьев S определяется как:

$$S = M_{1,1}$$

где $M_{1,1}$ — дополнительный минор, определитель матрицы, получающейся из матрицы K путем вычёркивания 1-й строки и 1-го столбца. Характеристики тестируемых сетей, включая количество возможных различных деревьев, сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Характеристики тестируемых сетей

Сеть	Характеристики сети				Вариантов деревьев
	Участков	Узлов	Источников	Узлов разветвления	
1	332	200	1	30	2,20159E+75
2	506	250	2	0	2,0796E+104
3	600	100	10	10	3,7534E+101
4	2016	1000	3	10	$\rightarrow \infty$

Каждому запуску соответствует определённое дерево начального приближения. Последовательность запусков для определённых деревьев начальных приближений представлены в таблице 2.

Таблица 2

Дерево начального приближения алгоритма в зависимости от номера запуска

Начальное приближение	Номер запуска
Дерево минимальной суммарной длины	1
Дерево максимальной суммарной длинны	2
Дерево минимальных расстояний от потребителей до источника	3
Дерево максимальных расстояний от потребителей до источника	4
Случайное дерево	5,6,..

Для каждой сети производилась серия запусков каждого алгоритма. Серия запусков ограничивалась либо числом запусков \bar{r} , либо временем \bar{t} . Параметры запуска алгоритмов для соответствующих сетей отражены в таблице 3.

Таблица 3

Параметры запуска алгоритмов для тестируемых сетей

Алгоритм	Сеть 1	Сеть 2	Сеть 3	Сеть 4
ПД	$\bar{r} = 1000$	$\bar{r} = 1000$	$\bar{r} = 1000$	$\bar{t} = 1800$
ПДХ	$\bar{r} = 1000$	$\bar{r} = 1000$	$\bar{r} = 1000$	$\bar{t} = 1800$
МОК	$\bar{r} = 1000$ $t^{start} = 200$ $t^{stop} = 0,1$	$\bar{r} = 1000$ $t^{start} = 100$ $t^{stop} = 0,05$	$\bar{r} = 1000$ $t^{start} = 1$ $t^{stop} = 0,001$	$\bar{t} = 1800$ $t^{start} = 100$ $t^{stop} = 0,01$
МОТ	$\bar{r} = 1000$ $t^{start} = 10$ $c = 0,99$ $t^{stop} = 0$	$\bar{r} = 1000$ $t^{start} = 10$ $c = 0,99$ $t^{stop} = 0$	$\bar{r} = 1000$ $t^{start} = 1,0$ $c = 0,99$ $t^{stop} = 0$	$\bar{t} = 1800$ $t^{start} = 100$ $c = 0,99$ $t^{stop} = 0$
СП	Не выполнялся	Не выполнялся	Не выполнялся	$\bar{t} = 1800$

Для сопоставления результатов работы алгоритмов, аналогично работе [9], рассчитываются следующие показатели для каждой серии запусков:

- $minF(G)$, $midF(G)$, $maxF(G)$ – соответственно минимальное, среднее арифметическое и максимальное значение $F(G)$ среди всех тестовых запусков алгоритма для данной сети (меньше – лучше), т. р.;
- $mid t$ – среднее арифметическое значение затраченного времени на один запуск алгоритма (меньше – лучше), с;
- $mid G$ – среднее арифметическое количество рассмотренных сетей за один запуск алгоритма;
- $mid \rho$ – среднее арифметическое отклонение найденных решений от лучшего найденного решения среди всех алгоритмов (меньше – лучше), %;
- λ - отношение количества запусков, где $F(G) = minF(G)$, к общему количеству запусков алгоритма (больше – лучше), %;
- t^{one} – среднее арифметическое значение времени, потраченного на расчёт затрат одной сети, с;
- t^{min} – расчётное время, необходимое для нахождения сети где $F(G) = minF(G)$ (меньше – лучше), с;
- r^{min} – расчётное количество запусков алгоритма, необходимое для нахождения сети с $F(G) = minF(G)$ (меньше – лучше).

В таблице 4 отображены результаты работы рассмотренных в статье алгоритмов. Желтым цветом выделены найденные условно-глобальные минимумы функции затрат для тестируемых сетей. Экспериментальная работа выполнялась на компьютере на базе процессора Intel® Core™ i5-4670K.

Таблица 4

Сопоставление результатов работы алгоритмов

Сеть	Алгоритм	$minF(G)$	$midF(G)$	$maxF(G)$	$mid t$	$mid G$	$mid \rho$	λ	t^{one}	t^{min}	r^{min}
1	ПД	71126,0	72787,9	74018,0	0,26с	2617,4	2,63%	0,10%	9,95E-5с	260с	1000
	ПДХ	70922,4	71746,1	72575,4	0,78с	7962,9	1,16%	9,70%	9,79E-5с	9с	11
	МОК	70922,4	71191,3	72209,6	1,55с	15626,3	0,38%	29,70%	9,93E-5с	6с	4
	МОТ	70922,4	71255,2	72575,4	1,12с	11072,1	0,47%	32,20%	1,01E-4с	4с	4

2	ПД	150662,5	153829,5	160643,6	0,42с	1281,1	2,13%	0,10%	3,24E-4с	416с	1000
	ПДХ	150620,9	151576,9	152485,5	1,68с	5154,8	0,63%	7,60%	3,27E-4с	24с	14
	МОК	150620,9	150785,8	152092,3	3,27с	9998,9	0,11%	74,60%	3,27E-4с	7с	2
	МОТ	150620,9	151235,9	152834,0	2,58с	7668,8	0,41%	29,70%	3,37E-4с	10с	4
3	ПД	950636,6	968046,9	1017854,2	0,30с	1209,3	1,90%	0,10%	2,46E-4с	298с	1000
	ПДХ	949990,3	955862,6	974523,4	1,00с	4153,4	0,62%	1,20%	2,42E-4с	84с	84
	МОК	949990,3	955528,0	973488,5	1,09с	4525,9	0,58%	1,30%	2,42E-4с	84с	77
	МОТ	949990,3	954288,0	966761,3	1,58с	6619,1	0,45%	1,80%	2,38E-4с	88с	56
4	ПД	365134,3	375475,6	388603,2	10,68с	6383,3	3,39%	0,60%	1,67E-3с	1784с	167
	ПДХ	364019,4	365170,9	369091,8	66,75с	38610,2	0,55%	3,85%	1,73E-3с	1736с	26
	МОК	363158,0	364429,6	366246,1	105,27с	66334,1	0,35%	6,25%	1,59E-3с	1684с	16
	МОТ	363240,8	364794,2	367187,6	77,64с	44681,9	0,45%	4,55%	1,74E-3с	1708с	22
	СП	436955,2	615916,3	3794069,7	0,002с	1,0	69,60%	6,3E-6%	2,28E-3с	364с	159109

Визуально результаты отображены в виде точечных графиков (рисунки 1-4). На оси абсцисс значения функции $F(G)$ для полученных деревьев, на оси ординат потраченное время на его поиск. Фиолетовые точки – результаты для ПД, чёрные – ПДХ, красные – МОК, синие – МОТ.

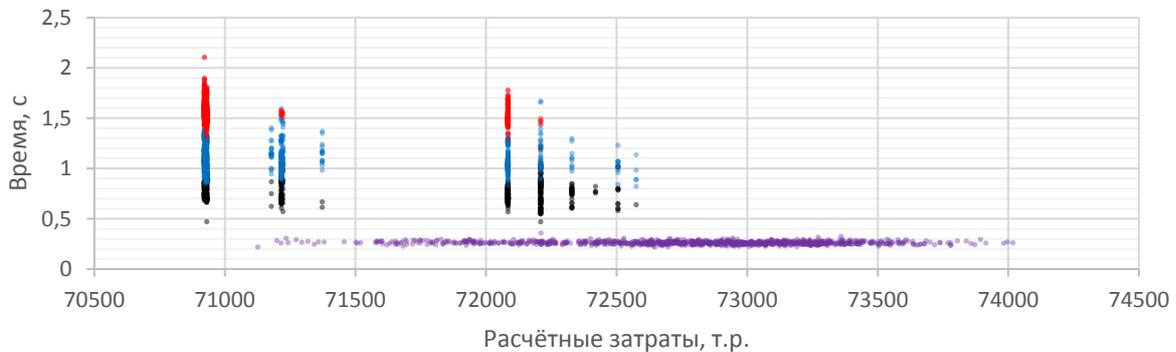


Рис. 1. Результаты работы алгоритмов для сети 1



Рис. 2. Результаты работы алгоритмов для сети 2

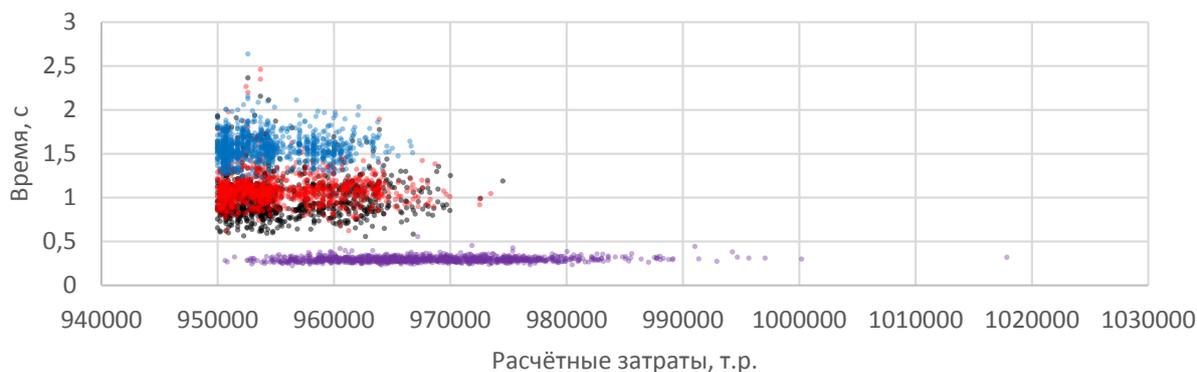


Рис. 3. Результаты работы алгоритмов для сети 3



Рис. 4. Результаты работы алгоритмов для сети 4

Анализируя результаты (таблица 4), можно сделать вывод, что предложенная модификация динамического массива хорд даёт прирост эффективности работы алгоритма перебора деревьев в 2-5 раз в процентном отношении ($mid \rho$), но при этом затрачивая больше времени (в 2-3 раза) на один запуск ($mid t$). Однако ПДХ при достаточном количестве запусков (t^{min}) обеспечивает обнаружение условно-глобального минимума (сети 1,2,3) или точки близкой к нему (сеть 4), в то время исходным алгоритмом перебора деревьев условно-глобальные минимумы для тестируемых сетей не были найдены. Предложенные модификации имитации отжига имеют большую вероятность попадания в условно-глобальный оптимум (λ) по сравнению с ПДХ при достаточном количестве запусков алгоритмов и подходящих параметрах. Для больших сетей (сеть 4) при ограниченном времени расчёта (\bar{t}) модификации имитации отжига находят более выгодные решения, чем ПД и ПДХ, несмотря на меньшее количество запусков. В общем случае у алгоритмов МОК и МОТ время t^{min} , обеспечивающее нахождение условно-глобального минимума функции (9) или близкого к нему, меньше чем у ПДХ. Так же следует отметить, что алгоритм имитации отжига показывает лучшие результаты, используя «отжиг Коши» в качестве закона изменения параметра температуры. На основе полученных результатов предложенные модификации алгоритма перебора деревьев являются +более эффективным для решения задачи схемно-структурной оптимизации ТС.

Заключение

Данная работа посвящена решению задачи схемно-структурной оптимизации ТС. Автором разработаны и протестированы три модификации исходного алгоритма целенаправленного перебора деревьев. Анализ результатов вычислительных экспериментов, проведенных на случайно сгенерированных тестовых сетях различных размеров показал, что предложенные алгоритмы для решения поставленной задачи

являются более эффективными с точки зрения отношения качества получаемого решения к количеству машинного времени, затраченного на его поиск, чем исходный алгоритм.

Предложенные алгоритмы могут найти применение в других задачах структурной оптимизации, где решение может быть представлено в виде древовидной структуры, например, задачи транспортного планирования, газо-, нефте-, водоснабжения, оптимизация систем водоотведения и вентиляции, проектирования электрических сетей и др.

В рамках решения задачи схемно-структурной оптимизации ТС следует отметить, что предложенные модификации алгоритма, как и исходный алгоритм, предназначены для оптимизации теплоснабжающих сетей древовидной структуры. Однако в последнее время к тепловым сетям выдвигаются требования повышения надёжности их работы. С точки зрения структуры данные требования ведут к необходимости структурного резервирования, что подразумевает наличия в сети кольцевых структур. Экономическая целесообразность кольцевания сети кроме резервирования может появиться при реконструкции существующей сети, когда новые и старые участки в определённой конфигурации образуют замкнутый контур, который выгоднее, чем древовидное решение. Выделенные задачи определяют направление дальнейших исследований, посвящённых проблеме структурной оптимизации ТС.

Литература

1. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1987. – 134 с.
2. Меренков А. П., Хасилев В. Я. Теория гидравлических цепей. – Наука, 1985. – 175 с.
3. Некрасова О.А., Хасилев В.Я. Оптимальное дерево трубопроводной системы // Экономика и мат. методы. – 1970. – Т. 4. – № 3. – С. 427–432
4. Шифринсон Б. Л. Основной расчет тепловых сетей. – Москва, 1940. – 188 с.
5. Меренкова Н. Н., Сеннова Е. В., Стенников В. А. Схемно-структурная оптимизация систем централизованного теплоснабжения // Электронное моделирование. – 1982. – № 6. – С. 76-82
6. Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков С.В., Сидлер В.Г., Новицкий Н.Н., Стенников В.А., Чупин В.Р. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская изд. фирма, 1992. – 407 с.
7. Наумов И. В., Ямщикова И. В. Математическое обоснование выбора оптимизационной модели трассировки электрической сети // Евразийский Союз Ученых. – 2015. – № 7-2 (16). – С. 123-127
8. Лопатин А.С. Метод отжига // Стохастическая оптимизация в информатике. – 2005. – Т. 1. – № 1-1. – С. 133-149
9. Ватутин Э. И., Титов В. С. Анализ результатов применения алгоритма муравьиной колонии в задаче поиска пути в графе при наличии ограничений // Известия Южного федерального университета. Технические науки. – 2014. – №. 12 (161). – С. 111-120

Сборник научных трудов

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ
(Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 47)

Утверждено к печати Институтом систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Научные редакторы:

Секция «Специализированные системы энергетики»

д.т.н. В.Г. Курбацкий, д.т.н. В.А. Стенников

Секция «Научно-технический прогресс в энергетике»

д.т.н. А.М. Клер, д.т.н. Э.А. Таиров

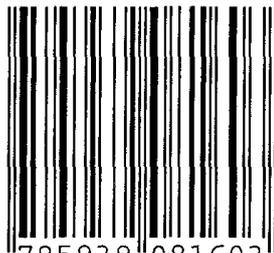
Секция «Региональные проблемы энергетики и
топливно-энергетического комплекса»

д.т.н. Б.Г. Санеев, д.т.н. С.М. Сендеров

Секция «Прикладная математика и информатика»

д.ф.-м.н. А.С. Апарцин, д.т.н. Л.В. Массель, д.ф.-м.н. О.В. Хамисов

ISBN 978-5-93908-160-3



9 785939 081603