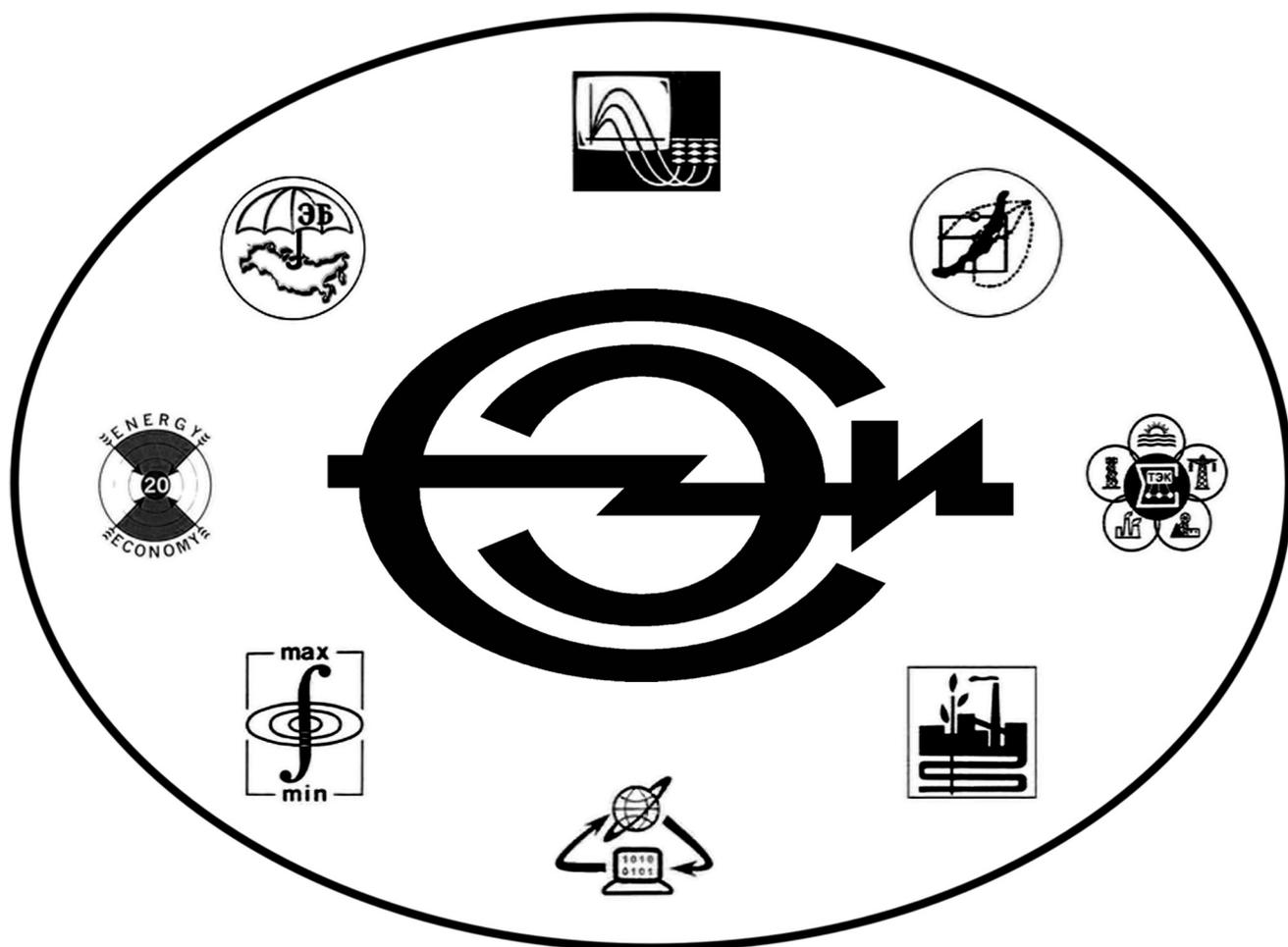

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ



СБОРНИК ТРУДОВ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ К 55-ЛЕТИЮ ИНСТИТУТА

ВЫПУСК 45

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



*К 55-летию
Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН

Выпуск 45

Ответственный редактор
кандидат технических наук *А.С. Медников*

Иркутск
2015 г.

УДК 620.9.001.57

Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 218 с.

ISBN 978-5-93908-134-4

Рассматриваются разносторонние вопросы в области исследования, 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 978-5-93908-134-4

© Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

Работы, вошедшие в сборник, представлены на ежегодной конференции научной молодежи ИСЭМ СО РАН, которая проходила с 17 марта по 2 апреля 2015 г. На сорок пятой конференции заслушан тридцать один доклад. Кроме молодых сотрудников и аспирантов ИСЭМ с докладами выступили представители ИГУ, ИрГАУ и ФГБОУ «ИРННТУ». Представленные работы посвящены различным областям 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 (отборочной сессии) 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 8,07 заняла Екатерина Якимец, 2 место со средним баллом 7,85 – Александр Луценко и 3 место со средним баллом 7,55 – Александр Козлов. Кроме того, жюри отметили высокий уровень работы и выступления Яны Кузькиной, студентки ФГБОУ «ИРННТУ».

Оргкомитет конференции выражает благодарность рецензентам докладов и научным редакторам.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие		3
Оглавление		4
Специализированные системы энергетики		6
Аксаева Е.С.	Применение искусственных нейронных сетей при выработке управляющих воздействий для решения оперативно диспетчерских задач	7
Кузькина Я.И.	Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронных векторных измерений	14
Луценко А.В.	Иерархическая оптимизация гидравлических режимов теплоснабжающих систем	21
Сурнин Н.В.	Моделирование энергопотребления от источников централизованной и распределенной генерации для потребителей узлов расчетной схемы	29
Съемщиков Е.С.	Программный комплекс для настройки, расчета и анализа результатов оценивания состояния режимов электроэнергетической системы	34
Тихонов А.В.	Моделирование статистических синхронных компенсаторов в задаче оценивания состояния ЭЭС	41
Хамисов О.О.	Решение задачи потокораспределения с учетом разреженности	48
Шелехова В.Б.	Модернизация ТЭЦ-12 с целью повышения эффективности ее работы	56
Якимец Е.Е.	Нормирование показателей плотности нагрузки при решении задач планирования теплоснабжающих систем	62
Научно-технический прогресс в энергетике		69
Быкова С.М.	Определение критической массовой скорости истечения влажного пара через засыпки шаровых частиц	70
Епишкин Н.О.	Оптимизация перспективного угольного энергоблока по критериям максимума КПД и минимума удельных капвложений	77
Карамов Д.Н.	Структурная оптимизация автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии	84
Козлов А.Н.	Исследование стадии выхода летучих веществ при термохимической конверсии низкосортных твердых топлив	91
Ощепков В.В.	Моделирование аэродинамического сопротивления шаровой барабанной мельницы (ШБМ)	98
Сафаров А.С.	Использование шлирен-метода в скоростной видеосъемке процесса нестационарного кипения	102
Межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса		107
Блохин А.А.	Принципы оценки качества жизни в мультицентровых исследованиях с учетом степени обеспеченности энергетическими ресурсами	108

Воробьев С.В.	Анализ возможных недопоставок газа европейским странам и изменения режимов газопотребления в России при нарушении поставок российского газа через территорию Украины	116
Добровольская Т.В.	Мониторинг уровней теплотребления с помощью регрессионных моделей	124
Калинина Ж.В.	Подготовка агрегированных данных для расчетной схемы газоснабжения при исследовании ее развития на перспективу до 2030 г.	131
Корнеев К.А.	Либерализация электроэнергетической отрасли в Японии и России: опыт реформ и планы на будущее	138
Хажеев И.И.	Исследование колебаний потребности в энергоресурсах на отопление на основе многолетних метеорологических данных	144
Прикладная математика и информатика		152
Гальперов В.И.	Методика построения многоагентных систем с использованием Joiner-сетей для описания сценариев взаимодействия агентов	153
Дресвянская Н.В.	Целочисленный аналог двухуровневой электроэнергетической модели	160
Колосницын А.В.	Модифицированный метод симплексных погружений, основанный на параметрическом описании субдифференциала	166
Мельникова Е.В.	Формулы обращения некоторых интегральных уравнений, возникающих в теории развивающихся систем	173
Минарченко И.М.	Глобальный поиск при отыскании равновесия в билинейной игре двух лиц	179
Нирконен Д.П.	Технология разработки адаптивной информационно-вычислительной системы для мониторинга теплового хозяйства страны и регионов	183
Пестерев Д.В.	Интерпретация когнитивных моделей угроз энергетической безопасности с использованием продукционных экспертных систем	189
Трофимов И.Л.	Технология автоматизации обработки форм статистической отчетности с использованием элементов кластерного анализа	196
Тюрюмин В.О.	Методика интеграции событийного моделирования и байесовских сетей доверия в исследованиях проблем энергетической безопасности	204
Чемезов А.А.	Применение генетического алгоритма для синтеза структуры тепловых сетей с учётом требований надёжности	211

Специализированные
системы энергетики
(электроэнергетические и
трубопроводные системы)

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ВЫРАБОТКЕ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОПЕРАТИВНО ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАДАЧ

Е. С. Аксаева

Введение

Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетической системой (ЭЭС) – это непрерывное управление ее текущим режимом, осуществляемое диспетчерским персоналом. Одной из функций диспетчера является выработка управляющих воздействий с целью ведения режима с максимальным использованием пропускной способности линии. Каждая линия электропередачи имеет определенный максимум пропускной способности, который во многом зависит от ограничений на параметры режима в рассматриваемый момент времени. В условиях скоротечности событий и требуемой эффективности управления задача оперативного выбора управляющих воздействий является достаточно сложной. Вопрос поиска допустимых решений в условиях дефицита времени может быть успешно решен при применении быстродейственного алгоритма.

В данной работе рассматривается применение искусственных нейронных сетей в методике формирования управляющих воздействий на регулируемые параметры режима с целью максимального использования пропускной способности линии в различных режимных условиях.

Описание методики

Методика выработки управляющих воздействий (УВ) для достижения максимального перетока в контролируемых линиях включает в себя использование модифицированного оценивания состояния и искусственных нейронных сетей. Модифицированное оценивание состояния (МОС) вырабатывает рекомендации в виде набора УВ, способствующих достижению максимального перетока по контролируемой линии. Искусственные нейронные сети (ИНС) применяются для быстрой настройки МОС в режиме реального времени.

Настройка МОС заключается в подборе весовых коэффициентов корректируемым измерениям и псевдоизмерениям максимально допустимого перетока активной мощности (ПИ МДП – $P^{ПИ\ МДП}$) [1]. Значения весовых коэффициентов во многом определяют точность результатов расчетов УВ, поэтому задаче подбора весовых коэффициентов уделяется особое внимание. Заблаговременно в помощь МОС обрабатываются множество разнообразных срезов измерений ЭЭС с целью определения весовых коэффициентов, обеспечивающих оптимальный результат МОС. Быстрая идентификация весовых коэффициентов в режиме реального времени, которые соответствуют текущим режиму и ограничениям, выполняется с помощью обученной ИНС. Обучение нейронной сети осуществляется по специальным задачкам. Для создания обучающего и тестирующего задачников используется архив приближенных к действительности срезов измерений [2].

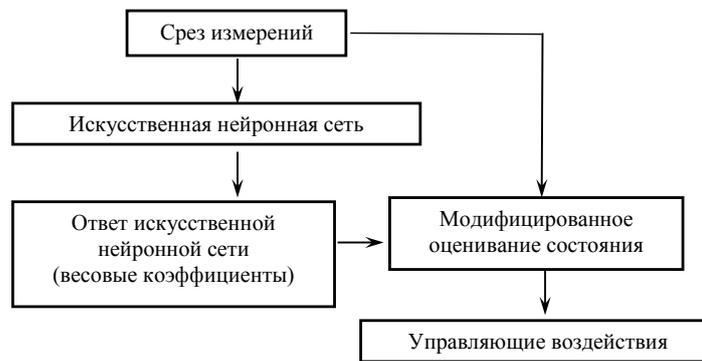


Рис.1 Алгоритм выработки УВ

На рис. 1 показан алгоритм методики формирования УВ в режиме реального времени. По срезу измерений ИНС идентифицирует значения весовых коэффициентов и выполняется МОС. Результатами МОС являются рекомендации в виде набора управляющих воздействий.

Модифицированное оценивание состояния

Модифицированное оценивание состояния – это вычисление установившегося режима (УР) с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС. Значения перетоков в контролируемых линиях изменяются вследствие корректировки, определенных заранее, параметров режима ЭЭС. Полученный режим называется результирующим режимом. Для оценивания состояния результирующего режима ЭЭС используются измерения текущего режима \bar{y} и идеальные пределы мощности по статической или термической устойчивости каждой контролируемой линии. Модифицированный метод оценивания состояния «подтягивает» текущие значения перетоков в контролируемых линиях к идеальному пределу мощности настолько, насколько это позволяют схемно-режимные ограничения и текущие значения нерегулируемых параметров режима. Определение искомого результирующего режима обеспечивается настройкой весовых коэффициентов измерений, которые участвуют в регулировании (регулируемые параметры режима) и ПИ МДП. Правило подбора основано на том, что оптимальный результат МОС обеспечивается определенным соотношением весовых коэффициентов измерений, а не конкретными значениями этих коэффициентов.

Диапазоны изменения регулируемых параметров режима определяются ограничениями. Под ограничениями понимаются верхние и нижние значения напряжений, величины располагаемой активной и реактивной мощностей в ЭЭС.

Математически этот вид ограничения записывается следующим образом:

$$U_{i \min} < U_i < U_{i \max}, \quad (1)$$

где U_i -напряжение в i -ом узле в результирующем режиме; U_{\min} -напряжение в i -ом узле, соответствующее статической устойчивости электродвигателей; U_{\max} -напряжение в i -ом узле, соответствующее надежности изоляции.

$$P_l \leq P_{l1} + P_{l2}, \quad (2)$$

где P_l - активная мощность в узле в результирующем режиме, P_{l1} - текущая мощность станции, P_{l2} - оперативный резерв мощности на станции.

$$Q_{l \min} \leq Q_l \leq Q_{l \max}, \quad (3)$$

где Q_l - реактивная мощность в узле l в результирующем режиме, $Q_{l \min}$ и $Q_{l \max}$ - нижнее и верхнее ограничения реактивной мощности в рассматриваемом узле.

Задача получения желаемого результирующего режима считается достигнутой, если выполняются следующие условия:

- некорректируемые параметры режима изменяются в пределах точности измерений;
- корректируемые параметры режима не выходят за пределы ограничения;
- значения перетоков максимальны во всех контролируемых линиях.

Выполнение поставленных условий достигается определенной настройкой весовых коэффициентов измерений и псевдоизмерений.

Формирование искусственной нейронной сети

Описание ИНС

Для решения поставленной задачи с помощью ИНС необходимо выбрать структуру сети, создать обучающий задачник, обучить сеть, протестировать сеть.

В данной работе применяется сеть Кохонена [3]. 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.

Создание задачника и обучение ИНС

Для создания обучающего и тестирующего задачников используется архив, приближенных к действительности срезов измерений. Приближение к реальности достигается использованием типовых или фактических графиков активной и реактивной нагрузки в нагрузочных узлах и графиков реактивной нагрузки в узлах, где установлены компенсирующие устройства при вычислении УР. По заданным исходным данным вычисляются установившиеся режимы для каждой точки графика нагрузки. Все вычисленные режимы записываются в базу данных УР. Для создания эталона среза измерений \bar{y}_y из базы данных УР выбираются измеряемые параметры режима $y_{уст}$. Для формирования среза измерений на $y_{уст}$ накладываются ошибки $x_{сл}$, сгенерированные датчиком случайных чисел:

$$\bar{y} = y_{уст} + x_{сл}\sigma_y, \quad (4)$$

где $x_{сл} \rightarrow N(0, 1)$, σ_y^2 – дисперсия измерения.

При создании срезов измерений исходят из того, что в течение заданного времени (например, 15 мин) измерения отличаются друг от друга величиной случайной ошибки. Таким образом, количество измерений за период графика нагрузки равно $n \times j$, где n – количество точек в графике нагрузки; j – количество точек, где величина нагрузки отличается друг от друга только значением случайной ошибки.

По составленному задачнику обучается ИНС. Отнесение входных данных к определенному классу проводится путем их сравнения с типичными элементами разных классов и выбора ближайшего. Ответом сети является указание классов, к которым принадлежат примеры из обучающей выборки.

Тестирование ИНС

Тестирование нейросети проводится с различными целями:

- проверка того, как обучилась нейросеть (сети предъявляются примеры из обучающей выборки);
- проверка способности сети к обобщению (сети предъявляются примеры, отсутствующие в обучающей выборке);
- решение конкретных задач (использование обученной сети в реальном времени).

Тестируется сеть на специально созданной тестовой выборке. На вход обученной нейронной сети Кохонена подаются примеры из тестовой выборки, и она определяет, к какому классу относятся входные данные. Относительная ошибка тестирования вычисляется в процентах ошибочных ответов от общего количества примеров.

Интерпретация ответов ИНС

Ответом ИНС является номер класса. Для интерпретации ответов ИНС заранее выполняется процедура МОС N раз по каждому из K срезов, где N – количество комбинаций весовых коэффициентов. По окончании задачи МОС выполняется анализ результатов, где проверяется нахождение оценок некорректируемых и корректируемых параметров режима в пределах точности измерения и в пределах регулирования (1), (2), (3) соответственно. При выполнении условий вычисляется критерий

$$\varphi_{МДП}^j < \varphi_{МДП}^{j-1}, \quad (5)$$

где

$$\varphi_{МДП} = \sqrt{\sum_1^{k0} (P_{ij}^{ПИ МДП} - P_{ij}^{МДП}(U, \delta))^2} \rightarrow \min, \quad (6)$$

где $k0$ – количество ПИ МДП мощности.

При выполнении условия (5) весовые коэффициенты записываются в базу данных.

Затем изменяются весовые коэффициенты ПИ МДП, и снова оценивается режим, проверяются ограничения и вычисляется критерий (5). По окончании N расчетов в базе данных остается один набор весовых коэффициентов. Далее выполняется обработка следующего среза. По окончании N*K расчетов в базе данных остаются K наборов весовых коэффициентов, которые обеспечивают оптимальный результат модифицированного оценивания состояния рассматриваемых режимов в реальном времени.

Практическое использование

Описание схемы. В качестве примера рассматривается тестовая схема (рис.2), состоящая из 13 узлов и 12 связей. Узлы 1, 8, 10 являются узлами с регулируемыми параметрами, все остальные узлы считаются узлами с нерегулируемыми параметрами. Узел 8 генераторный, узлы 1 и 10 нагрузочные.

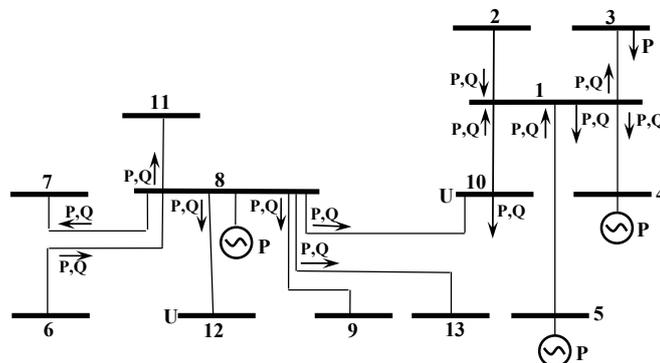


Рис.2 Тестовая схема

Описание сценария. Для тестовой схемы требуется выработать УВ для достижения максимальных перетоков контролируемых линий 8-10 и 10-1. Основными требованиями при передаче максимальной мощности служат: инъекции мощности и напряжения в узлах 2-7, 9, 11-13 остаются такими же, как и в текущем режиме,

изменение допускается только в диапазоне заданной точности измерений; инъекции и напряжения в узлах 1,8,10 с регулируемыми параметрами находятся в диапазоне системных ограничений. В качестве системных ограничений рассматривались: снижение и повышение значения напряжения в пределе ± 15 кВ. Диапазон регулирования реактивной мощности в узлах 8 и 10 составляет ± 100 МВар. Активная мощность, вырабатываемая в узле 8 не должна превышать 2000 МВт.

Создание обучающего задачника для ИНС. Обучающий задачник для сети Кохонена состоит только из входных данных, которые представляют собой измерения параметров режима. Для создания обучающего задачника используется график нагрузки в узле 10 (рис. 3). График состоит из 24 эталонных точек (срезов). При формировании примеров обучающего задачника допускается, что в течение 10 срезов нагрузка не меняется. Это означает, что из каждого эталонного среза моделируется по 10 срезов с различными случайными ошибками, сгенерированными датчиком случайных чисел. В итоге, задачник для ИНС состоит из 240 срезов.

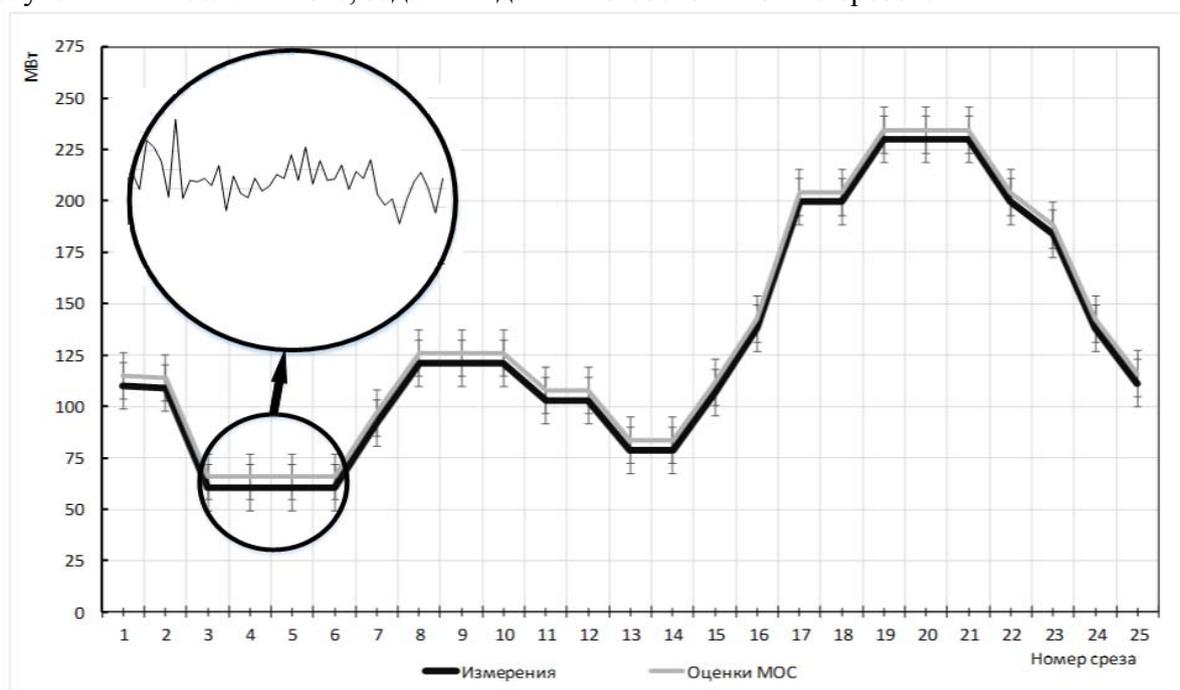


Рис.3 График нагрузки активной мощности в узле 10

Обучение и тестирование сети Кохонена. Сеть Кохонена решает задачу классификации режимов на несколько классов. Результаты обучения показаны в графическом виде на рис.4. Как видно из графика ИНС разделила все срезы на 4 класса. 1 класс соответствует диапазону нагрузки от 50 МВт до 100 МВт; 2 класс - от 100 МВт до 150 МВт; 3 класс - от 150 МВт до 200 МВт; 4 класс - от 200 МВт до 250 МВт. Относительная ошибка тестирования равна 0,83% (2 неправильных из 240).

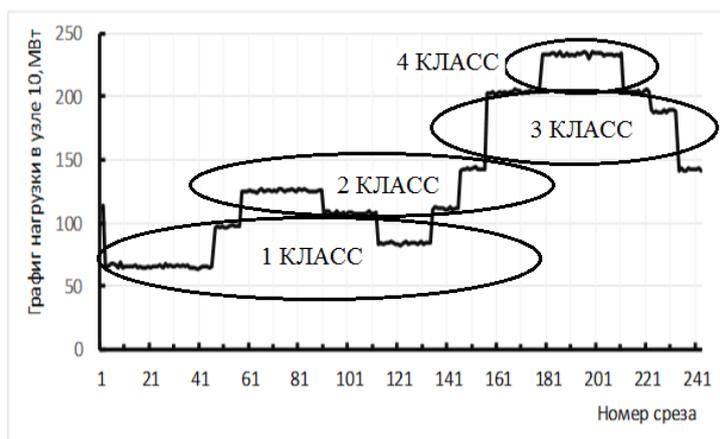


Рис.4 Результат обучения сети Кохонена

Интерпретация ответов ИНС. Для интерпретации ответов ИНС выполняется МОС 100 раз по каждому из 240 срезов, где 100 это количество комбинаций весовых коэффициентов для ПИ МДП линий 1-10 и 8-10. Перебор весовых коэффициентов начинается со значения 0,1 и изменяется при следующем расчете на 0,0003. На рис. 5 представлен фрагмент протокола подбора весовых коэффициентов для среза 10. Из протокола видно, что при весовых коэффициентах для ПИ МДП линии 1-10 и 8-10 равных 0,0077 ($\sigma^2=130$) оценки МОС некорректируемых и корректируемых параметров не выходят за пределы заданных значений, следовательно, данные комбинации весовых коэффициентов записываются в базу данных.

Анализ		Анализ	
В.к. линии 8-10 (0,008)	В.к. линии 10-1(0,008)	В.к. линии 8-10 (0,0077)	В.к. линии 10-1(0,0077)
Срез № 10:		Срез № 10:	
Значение Q в 1 узле в пределах заданного значения		Значение Q в 1 узле в пределах заданного значения	
Значение Q в 1-2 ветви в пределах заданного значения		Значение Q в 1-2 ветви в пределах заданного значения	
Значение Q в 1-3 ветви в пределах заданного значения		Значение Q в 1-3 ветви в пределах заданного значения	
Значение P в 1-2 ветви выходит за предел заданного значения (-10,31)		Значение P в 1-2 ветви в пределах заданного значения	
Значение U в 10 узле в пределах заданного значения		Значение U в 10 узле в пределах заданного значения	
Значение P в 1-3 ветви в пределах заданного значения		Значение P в 1-3 ветви в пределах заданного значения	

Рис. 5 Фрагмент протокола

Режим реального времени. Для выработки адекватных текущему режиму УВ с помощью МОС, ИНС по измерениям текущего среза определяет весовые коэффициенты ПИ МДП. В таблице 1 представлены результаты расчета МОС и рекомендации по выработке УВ для 4 срезов. В первом столбце записаны номера срезов. Во втором столбце записаны номера классов к которому ИНС отнесла текущие срезы. В третьем столбце показаны значения весовых коэффициентов соответствующие каждому классу. В 4 столбце записаны измерения перетоков активной мощности линий 1-10 и 8-10. В 5 столбце записаны рекомендованные УВ. Из таблицы видно, что для достижения максимальных перетоков по контролируемым линиям необходимо увеличить напряжения в узле 8 и 10, увеличить генерацию активной мощности в узлах 8, увеличить генерацию реактивной мощности в узле 10 и уменьшить реактивную генерацию в узле 1. Значения максимальных перетоков записаны в столбце 6.

Результаты расчета МОС

№ среза	Класс	Весовой коэффициент	Измерения перетоков активной мощности		Предлагаемые управляющие воздействия регулируемые параметрами					Оценки перетоков активной мощности	
			4		5					6	
			1-10	8-10	U8	U10	P8	Q1	Q10	1-10	8-10
28	1	0,0086	-111	350	4,1	1,4	287,9	-8	20,3	-223,4	460
73	2	0,0083	-109	312	4	1,5	252,2	-6,7	18,2	-220,5	424
220	3	0,008	-116	260	4,2	1,6	185,1	-4,4	15,4	-222,7	356,5
190	4	0,0077	-111	201	4,3	1,7	136,8	-2,9	13,3	-223	307,9

Заключение

В работе рассмотрено применение искусственной нейронной сети в методике выработки управляющих воздействий для достижения максимально перетока активной мощности в контролируемых линиях. Методика включает в себя использование модифицированного оценивания состояния и искусственных нейронных сетей. В режиме реального времени обученная искусственная нейронная сеть определяет весовые коэффициенты, модифицированное оценивание состояния рассчитывает адекватные текущему режиму управляющие воздействия. Время работы алгоритма увеличивается незначительно по сравнению с временем расчета оценивания состояния, поскольку обученная искусственная нейронная сеть быстро выдает ответ.

В имитационном эксперименте показано, что при определенной настройке весовых коэффициентов псевдоизмерений максимально допустимого перетока изменяются регулируемые параметры режима, вследствие чего переток активной мощности в заданных линиях при любой нагрузке в узле соответствует максимальному значению.

Использование предложенной методики позволяет вырабатывать управляющие воздействия для достижения максимального перетока мощности по линии в режиме реального времени и упрощает работу диспетчера при принятии решения по коррекции параметров режима работы электроэнергетической системы в реальном времени.

Список литературы

1. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. / Электричество, 12, 2013, –С.21-29.
2. Съёмщиков Е. С., Глазунова А. М. «Построение модели функционирования электроэнергетической системы». Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды V международной молодежной научно-технической конференции., Т 1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, ТПУ, –С. 116-120.
3. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника. Теория и практика.– М. Мир, 1992. – 186 с.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТОПОЛОГИЧЕСКОЙ НАБЛЮДАЕМОСТИ ЭЭС НА ОСНОВЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Я.И. Кузькина

Надежность и качество управления электроэнергетической системой (ЭЭС) зависят от полноты измерительной информации о переменных, характеризующих текущий режим системы. Недостаточный объем измерений не позволяет с использованием алгоритмов оценивания состояния определить все переменные режима.

Важнейшее информационное свойство ЭЭС, определяющее условие существования решения задачи расчета переменных режима ЭЭС (модули и фазы напряжений во всех узлах) по данным измерений (оценивания состояния), называется наблюдаемостью [1].

Связь между измерениями \bar{Z} , в качестве которых используются традиционные телеизмерения перетоков, инъекций активной и реактивной мощности, модулей напряжения, с переменными состояния X , включающими модули и фазы узловых напряжений, может быть представлена линеаризованной системой уравнений измерений

$$R_v^{-1/2} \left(\frac{\partial Z}{\partial X} \right) \Delta X = R_v^{-1/2} (\bar{Z} - Z(X)) \quad (1)$$

или как

$$R_v^{-1/2} H \Delta X = R_v^{-1/2} \Delta Z, \quad (2)$$

где $Z(X)$ вычисленные значения измеряемых переменных, $H = (\partial Z / \partial X)$ матрица наблюдаемости, $R_v^{-1/2}$ диагональная матрица весов измерений.

Необходимым и достаточным условием существования решения линеаризованной системы уравнений (1) является равенство ранга матрицы наблюдаемости H числу оцениваемых параметров состояния.

В начале 70-х годов были разработаны первые алгоритмы анализа наблюдаемости на основе традиционных измерений, алгоритмы выбора состава таких измерений для обеспечения наблюдаемости. Было введено понятие топологической наблюдаемости, определяющей ранг матрицы H по информации о структуре схемы сети, составу и расстановке измерений.

Появление новой технологии синхронизированных векторных измерений, названной PMU (Phasor Measurement Unit), возродило интерес к разработке методов выбора минимального числа измерений, обеспечивающих наблюдаемость в различных режимных ситуациях. К таким работам могут быть отнесены отечественные работы [2], [3].

Возможна организация измерительной системы на базе многоканальных устройств PMU, включающих измерения вектора напряжения в узле установки устройства и векторов токов в смежных связях, назовем их PMU I типа. Другой тип – двухканальные устройства, содержащие измерение вектора напряжения в узле и вектора тока в одной из смежных связей, назовем их PMU II типа.

Задача оценивания состояния на основе любого из типов PMU измерений становится линейной:

$$R_z^{-1/2} H X = R_z^{-1/2} Z. \quad (3)$$

Алгоритмы анализа топологической наблюдаемости, разработанные для решения проблемы оценивания состояния на основе традиционных измерений [1], без какого-либо изменения могут использоваться и при анализе наблюдаемости на основе новой технологии синхронизированных векторных измерений.

Для выбора минимального числа устройств PMU в различных режимных ситуациях потребовалась разработка новых алгоритмов, предложенных в [2], [3]. В данной работе анализируются решения, полученные с использованием этих алгоритмов для PMU I и II типов, по числу используемых PMU, общему числу используемых измерений, влиянию нулевых инъекций в транзитных узлах на число требуемых PMU.

Сравнение алгоритмов выбора минимального числа PMU I и II типов, обеспечивающих топологическую наблюдаемость ЭЭС производится для:

- нормальных условий функционирования (Задача 1);
- возможных отключений отдельных связей (Задача 2);
- выхода из строя отдельных PMU (Задача 3);

выхода из строя отдельных векторных измерений, напряжений или токов, что равносильно требованию отсутствия в системе критических измерений, выпадение которых приводит к потере наблюдаемости. (Задача 4).

При выборе минимального числа PMU обоих типов для обеспечения наблюдаемости ЭЭС в каждой из четырех задач с учетом и без учета нулевых инъекций решается задача целочисленного линейного программирования (ЦЛП) вида

$$\begin{aligned} \min_x f^T x \\ Mx \geq g \end{aligned} \quad (4)$$

Проанализируем правила формирования системы (4) для Задач 1-4 на основе алгоритмов [2], [3].

Задача 1. Наблюдаемость каждого узла должна быть обеспечена измерениями, по крайней мере, одного PMU, поэтому g - единичный вектор. Критическим, в данном случае, может быть любое измерение. M - матрица смежности узлов размера (n, n) с единичной диагональю для PMU I и первая матрица инцидентий размера (n, m) для PMU II, где n равно числу узлов, а m - числу связей в схеме сети. Вектор f - единичный вектор размера $(1, n)$ для PMU I и $(1, m)$ для PMU II.

На рис.1 для простой схемы, состоящей из двух ветвей, проиллюстрирован процесс нахождения минимального числа PMU I и II типов для Задачи 1. В первом случае оптимальное решение соответствует установке многоканального PMU в узле 2. Для случая двухканального PMU существует одно оптимальное решение, значение целевой функции для которого не минимально, но удовлетворяет условию $g \geq 1$. Это решение может быть осуществлено либо установкой двух PMU II в узлах 1 и 3, либо установкой двух PMU II в узле 2.

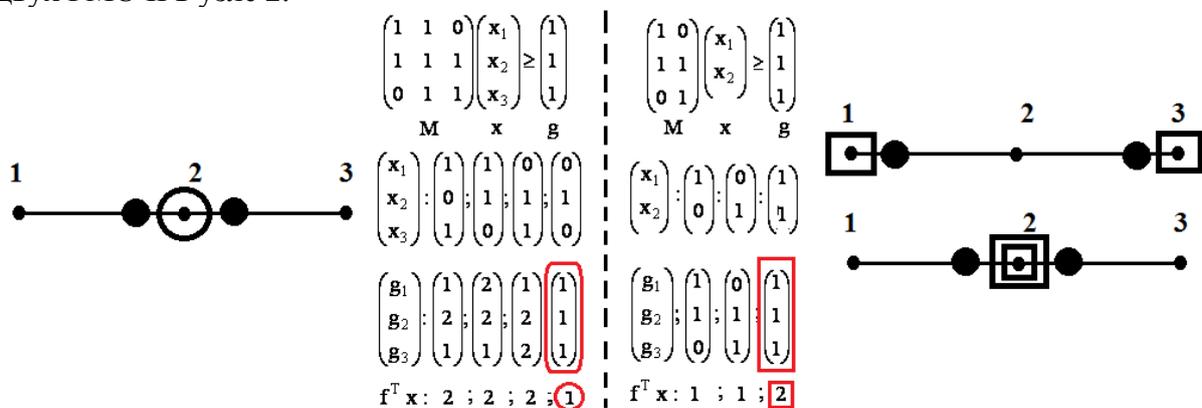


Рис. 1. Пример выбора минимального числа PMU I и II типов для сети 3 узла 2 связи

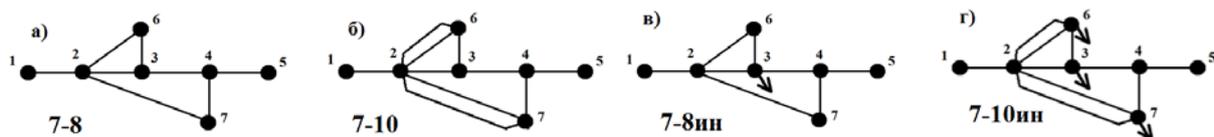


Рис. 2. Тестовая 7 узловая схема и её модификации

В качестве тестовой в работе использовалась схема 7 узлов и 8 связей (7-8), представленная на рис. 2, а и её модификации: с добавленными параллельными связями (7-10) на рис. 2, б, схемы с разным числом нулевых токовых инъекций (7-8ин, 7-10ин) на рис. 2, в и г соответственно. Для Задачи 1 ограничения $Mx \geq g$ для схемы 7-8 для I и II типов РМУ могут быть записаны как

$$\begin{aligned}
 x_1 + x_2 &\geq g & x_{1-2} &\geq g \\
 x_1 + x_2 + x_3 + x_6 + x_7 &\geq g & x_{1-2} + x_{2-3} + x_{2-6} + x_{2-7} &\geq g \\
 x_2 + x_3 + x_4 &\geq g & x_{2-3} + x_{3-4} + x_{3-6} &\geq g \\
 x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 &\geq g & x_{3-4} + x_{4-5} + x_{4-7} &\geq g \\
 x_4 + x_5 &\geq g & x_{4-5} &\geq g \\
 x_2 + x_3 + x_6 &\geq g & x_{2-6} + x_{3-6} &\geq g \\
 x_2 + x_4 + x_7 &\geq g & x_{2-7} + x_{4-7} &\geq g
 \end{aligned} \tag{5}$$

Учет нулевых токовых инъекций состоит в том, что инъекция в транзитном узле может быть использована для обеспечения наблюдаемости либо узла с инъекцией, либо одного из смежных ей узлов [4]. Таким образом, для РМУ I типа уравнение баланса токов в узле 3 с нулевой инъекцией (схема рис. 2, в) может быть записано, как

$$x_{3-2} + x_{3-3} + x_{3-4} + x_{3-6} = 1, \dots \tag{7}$$

а для РМУ II типа как

$$x_2 + x_3 + x_4 + x_6 = 1 \dots \tag{8}$$

Добавление к (5) и (6) ограничений-равенств (7) и (8) и добавление в (5) и (6) переменных, вошедших в (7) и (8), позволяют представить $Mx \geq g$ для тестовой схемы (рис. 2, в), имеющей нулевую токовую инъекцию в 3-м узле, для I и II типов РМУ, как

$$\begin{aligned}
 x_1 + x_2 &\geq g & x_{1-2} &\geq g \\
 x_1 + x_2 + x_3 + x_6 + x_7 + x_{3-2} &\geq g & x_{1-2} + x_{2-3} + x_{2-6} + x_{2-7} + x_2 &\geq g \\
 x_2 + x_3 + x_4 + x_{3-3} &\geq g & x_{2-3} + x_{3-4} + x_{3-6} + x_3 &\geq g \\
 x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_{3-4} &\geq g & x_{3-4} + x_{4-5} + x_{4-7} + x_4 &\geq g \\
 x_4 + x_5 &\geq g & x_{4-5} &\geq g \\
 x_2 + x_3 + x_6 + x_{3-6} &\geq g & x_{2-6} + x_{3-6} + x_6 &\geq g \\
 x_2 + x_4 + x_7 &\geq g & x_{2-7} + x_{4-7} &\geq g \\
 x_{3-2} + x_{3-3} + x_{3-4} + x_{3-6} &= 1 & x_2 + x_3 + x_4 + x_6 &= 1
 \end{aligned} \tag{9}$$

Задача 2. Наблюдаемость узлов без РМУ должна обеспечиваться как минимум дважды, а для узлов с РМУ и висячих узлов¹ - только один раз. Элементы вектора g , соответствующие висячим узлам, равны единицам, остальные элементы равны двойкам. Критическими могут быть только измерения векторов токов в висячих ветвях. Матрица M при расстановке в схеме РМУ I типа представляет собой матрицу смежности узлов (n, n), на диагонали которой записаны двойки, а для II типа устройств матрица M состоит из двух горизонтально сочленённых подматриц размерами (n, m) каждая.

¹ Висячий узел - это узел, которому инцидентна только одна смежная связь.

Обе эти подматрицы являются матрицами инцидентий, отличающимися тем, что в левой матрице инцидентий ненулевые элементы, соответствующие началам связей, обозначаются единицей, а соответствующие концам - двойкой, а для правой матрицы - наоборот. Вектор f - единичный вектор размера $(1, n)$ для PMU I типа и $(1, 2m)$ для PMU II типа.

Задача 3. Вектор g состоит из двоек, поскольку при выпадении отдельных PMU, для любого из узлов наблюдаемость должна обеспечиваться как минимум дважды, а измерения каждого PMU образуют группу некритических измерений. M - матрица смежности (n, n) с единичной диагональю для PMU I типа, а для II типа - составная матрица, образованная двумя горизонтально сочленёнными идентичными подматрицами инцидентий размерами (n, m) каждая. Вектор f - единичный вектор размера $(1, n)$ для PMU I типа и $(1, 2m)$ для PMU II типа.

Задача 4. Формирование системы (4) аналогично Задаче 2, но наблюдаемость висячих узлов должна обеспечиваться не менее двух раз, поэтому вектор g составляют двойки. Критических измерений быть не должно.

При учете нулевых токовых инъекций в Задачах 2-4 необходимо иметь в виду, что при выпадении измерений и связей нулевые инъекции сохраняются. Кроме того, следует отметить, что Задача 3 содержит максимальное число измерений, которые обеспечивают условия наблюдаемости для всех четырёх Задач.

В соответствии с рассмотренными правилами формирования выражений (4) для решения проблемы ЦЛП для Задач 1-4 в системе MATLAB было разработано 8 программ оптимизации числа PMU I типа и 8 программ для PMU II типа, по 4 программы без учета и 4 с учетом нулевых токовых инъекций.



Рис. 3. Блок-схема взаимодействия разработанных программ с программой АТН

Поскольку использование функции ЦЛП `bintprog`, заложенной в MATLAB, позволяет получить решение только для схем ЭЭС небольшой размерности [5], что было выявлено в ходе проведенных автором статьи исследований с использованием этой функции для схем [6]. В данной работе использовалась программа `lp_solve` [7], к которой при оптимизации PMU обращаются разработанные в MATLAB программы. В ходе исследования оказалось, что и ее работоспособность ограничена размерами решаемой задачи. Возникла необходимость поиска другого метода для решения задачи ЦЛП применительно к схемам любой размерности.

На рис. 3 представлена блок-схема взаимодействия программ оптимизации составов PMU с использовавшейся при их отладке программой «Анализа топологической наблюдаемости» (АТН).

Для решения задачи оптимизации вводится информация о топологии схемы сети, наличии нулевых токовых инъекций. Информация о полученном оптимальном составе

PMU используется при формировании исходных данных для программы АТН, позволяющей при решении Задачи 1 убедиться в том, что схема наблюдаема, для Задачи 3 осуществить проверку наблюдаемости при выпадении всех смежных узлу измерений, а для Задач 2-4 проверить отсутствие в решении критических измерений.

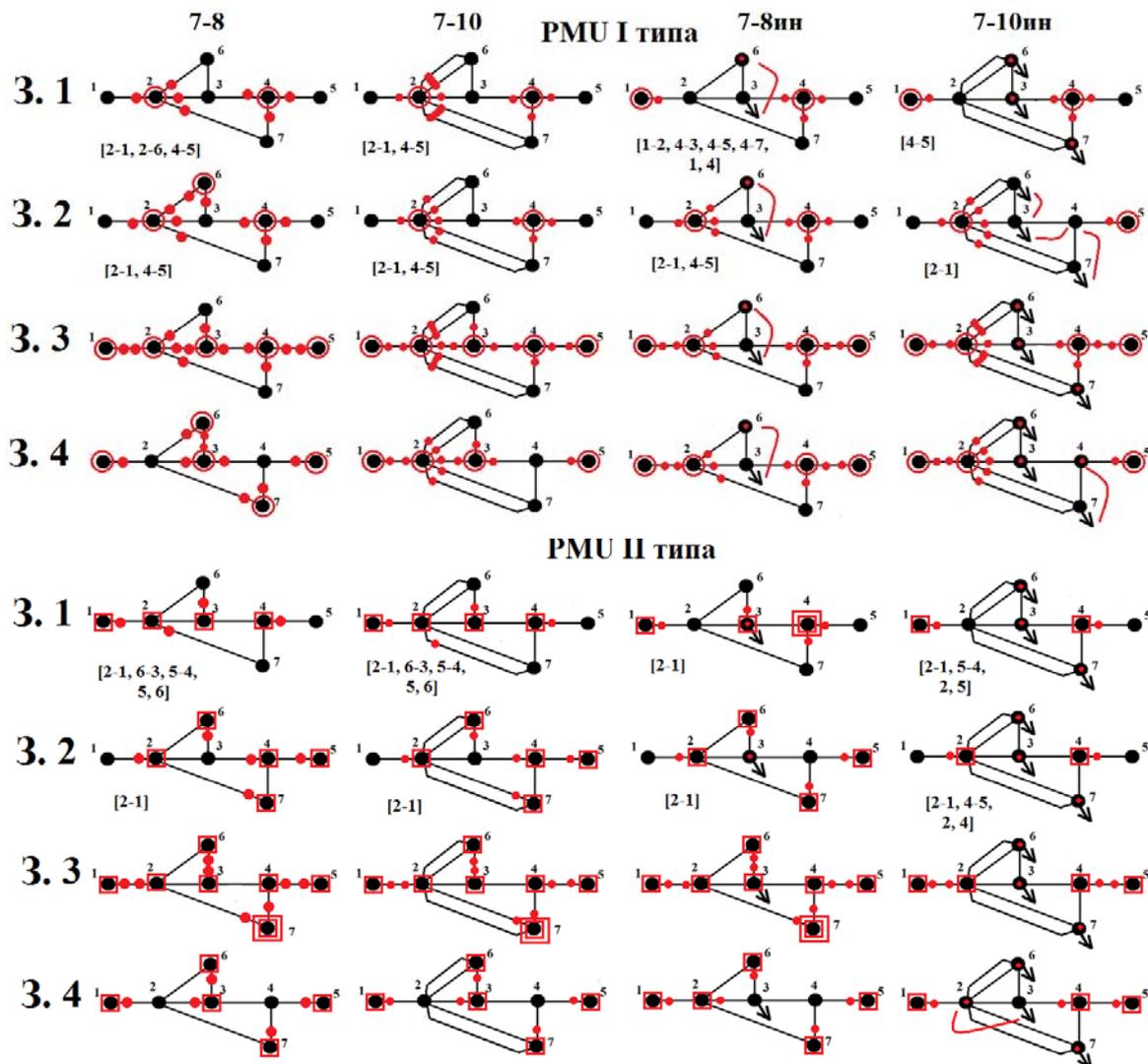


Рис. 4. Иллюстрация полученных оптимальных решений для тестовых схем с инъекциями и без, PMU I/II, Задачи 1-4, \circ – PMU I, \square – PMU II, \bullet – измерения токов в ветвях

Для каждой из показанных на рис. 2 схем для обоих типов PMU, были решены Задачи 1-4, оптимальные решения которых представлены на рис.4. Дуги, связывающие на рис.4 нулевые инъекции с узлами, показывают, что инъекция может быть использована для обеспечения наблюдаемости узла. При наличии критических измерений в полученном оптимальном решении их состав записан в квадратных скобках на рис.4. Анализ полученных решений, проведенный с помощью программы АТН, показал, что во всех случаях условия наблюдаемости, заложенные в формулировку Задач 1-4, выполнены. Оптимальные решения в Задачах 1 и 3 для обоих типов PMU в схеме без параллельных связей и с параллельными связями совпадают, поэтому в этих задачах параллельные связи могут рассматриваться как одна связь. Следует отметить также, что выпадение одной из параллельных связей в условиях Задачи 2 эквивалентно отсутствию ее потери.

Полученные результаты оптимизации числа РМУ обоих типов для Задач 1-4 сведены в табл. 1. Для каждой Задачи в строках А, Б, В, Г указано оптимальное число РМУ, размещение РМУ в узлах или связях, суммарное число измерений векторов напряжений и токов, вошедших во все РМУ, число критических измерений.

Данные табл. 1 подтверждают, что для Задач 3 и 4 критические измерения отсутствуют, в Задаче 1 любое измерение может быть критическим, а в Задаче 2 критическими могут быть только измерения в висячих связях.

Таблица 1

Результаты анализа топологической наблюдаемости для тестовых схем при наличии и без инъекций

Задача		I типа				II типа			
		7-8	7-10	7-8 ин	7-10 ин	7-8	7-10	7-8 ин	7-10 ин
1	А	2	2	2	2	4	4	4	2
	Б	2, 4	2, 4	1, 4	1, 4	1-2, 2-7, 3-6, 4-5	1-2, 2-7, 3-6, 4-5	1-2, 3-6, 4-5, 4-7	1-2, 4-5
	В	9	9	6	6	8	8	8	4
	Г	3	2	6	1	5	5	1	4
2	А	3	2	2	2	5	5	4	4
	Б	2, 4, 6	2, 4	2, 4	2, 5	2-1, 7-2, 4-3, 6-3, 5-4	2-1, 7-2, 4-3, 6-3, 5-4	2-1, 6-3, 5-4, 7-4	2-1, 4-5
	В	12	11	9	9	10	10	8	4
	Г	2	2	2	1	1	1	1	4
3	А	5	5	4	4	8	8	8	4
	Б	1, 2, 3, 4, 5	1, 2, 3, 4, 5	1, 2, 4, 5	1, 2, 4, 5	2-1, 7-2, 6-3, 5-4, 7-4, 1-2, 3-6, 4-5	2-1, 7-2, 6-3, 5-4, 7-4, 1-2, 3-6, 4-5	1-2, 3-6, 4-5, 7-2, 2-1, 6-3, 5-4, 7-4	1-2, 2-1, 4-5, 5-4
	В	17	17	13	13	16	16	16	8
	Г	0	0	0	0	0	0	0	0
4	А	5	4	4	3	5	5	5	3
	Б	1, 3, 5, 6, 7	1, 2, 3, 5	1, 2, 4, 5	1, 2, 5	3-2, 6-3, 5-4, 7-4, 1-2	3-2, 6-3, 5-4, 7-4, 1-2	1-2, 2-3, 6-3, 5-4, 7-4	1-2, 5-4, 4-3
	В	14	15	13	11	10	10	10	6
	Г	0	0	0	0	0	0	0	0

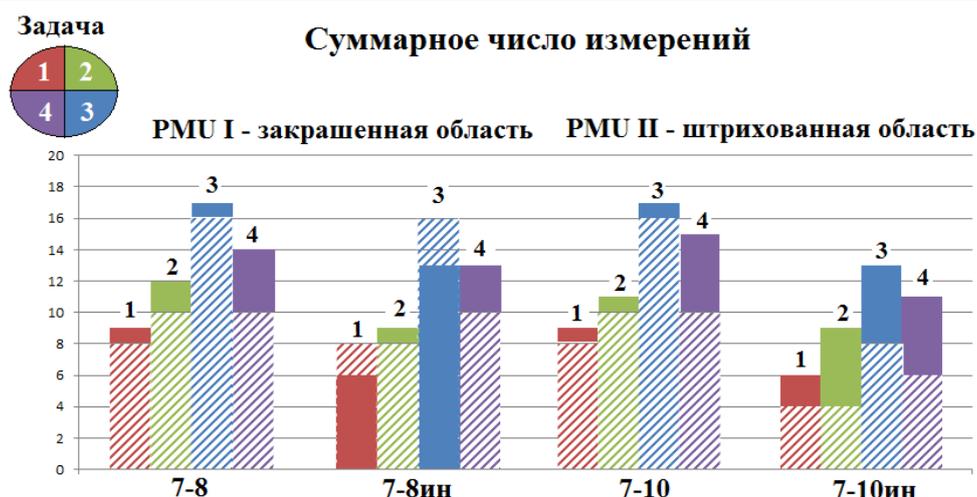


Рис. 5. Сравнительная диаграмма по суммарному числу измерений для тестовых схем без и при наличии нулевых токовых инъекций для обоих типов РМУ

Результаты, приведенные на рис. 5, позволяют сравнить суммарное число измерений, вошедших в РМУ обоих типов, при решении Задач 1-4 для двух вариантов 7-узловой схемы с учетом и без учета нулевых инъекций. Суммарное число измерений в рассматриваемых задачах для РМУ I больше, чем для РМУ II типа. Учет нулевых инъ-

екций приводит к уменьшению суммарного числа измерений для обоих типов РМУ. Поскольку двухканальные устройства являются более дешевыми, то этот вывод позволяет утверждать, что их использование является предпочтительным.

Выводы

1. Разработаны программы оптимизации числа многоканальных и двухканальных РМУ в зависимости от условий наблюдаемости Задач 1-4 и наличия нулевых токовых инъекций; разработана программа подготовки данных для программы «Анализ топологической наблюдаемости» для векторных измерений.
2. Описаны правила формирования задачи целочисленного линейного программирования, приведены полученные оптимальные решения для 7-узловой тестовой схемы и её модификаций, учитывающие нулевые токовые инъекции и параллельные связи.
3. Проверена работоспособность программы ЦПП `lp_solve` на тестовых схемах; выявлена необходимость поиска другого метода для оптимизации числа РМУ при их расстановке в схемах ЭЭС различной размерности.
4. Показано, что наличие в схеме сети нулевых токовых инъекций позволяет снизить суммарное число измерений, необходимых для обеспечения топологической наблюдаемости, как при использовании РМУ I типа, так и для РМУ II типа.
5. Проверено, как условия наблюдаемости в рамках Задач 1-4 влияют на наличие и количество критических измерений.
6. Выявлено, что использование РМУ II типа целесообразнее, так как общее число измерений ниже по сравнению с РМУ I типа, как при учёте нулевых токовых инъекций, так и без них, и выгоднее с экономической точки зрения ввиду меньшей стоимости двухканальных устройств.

Литература

1. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
2. Голуб И. И., Хохлов М. В. Алгоритмы синтеза наблюдаемости электроэнергетических систем на основе синхронизированных векторных измерений // *Электричество*. – 2015. – №1. – С. 26–33.
3. Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения РМУ в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС. // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*. Вып.65, Иркутск, ИСЭМ СО РАН. – 2015. – С 237-246
4. Gou B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming // *IEEE Trans. Power Syst.* - 2008. - V.23. - № 3. -P. 1525-1526.
5. Кузькина Я. И. Топологическая наблюдаемость распределительных сетей // *Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. научн.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 22-26 апреля, 2014 г.)* : в 2 т. / под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2014. – Т. 2. – С. 75–80.
6. Хохлов М. В. Тестовые схемы // *Отдел энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН*. - 2008. [Электронный ресурс]. URL: http://energy.komisc.ru/dev/test_cases (дата обращения 17.04.2015).
7. `lp_solve 5.5`. Using `lp_solve` from MATLAB. [Электронный ресурс]. URL: <http://lpsolve.sourceforge.net> (дата обращения 17.04.2015).

ИЕРАРХИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ 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. Успешному решению данных задач во многом препятствует наличие ряда факторов сложности: большая размерность ТСС, нелинейность привлекаемых моделей потокораспределения, наличие дискретных управляющих воздействий и др. По этим причинам в настоящее время отсутствуют работоспособные методики и программные комплексы, пригодные для оптимизации режимов функционирования реальных ТСС.

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 [1–3] и диспетчерскому управлению [4, 5]. В то же время практически отсутствуют работы по планированию оптимальных режимов при наладке ТСС. В ИСЭМ СО РАН имеются заделы в области общих методов расчета допустимых и оптимальных режимов ТПС [6]. Их адаптация к ТСС представляет отдельную задачу.

Содержательная постановка задачи

В докладе обобщаются разработанные и доложенные ранее [7–10 и др.] методы оптимизации ГР крупных ТСС на основе декомпозиции задачи с последующей координацией полученных решений для решения задачи в целом.

Принципы декомпозиции

При декомпозиции ТСС условно разделяется на магистральную тепловую сеть (МС) и распределительные тепловые сети (РС).

МС содержит все источники тепла (ИТ), насосные станции (НС) и многоконтурную в однолинейном представлении часть сети. К РС относятся разветвленные (древовидные в однолинейном изображении) пассивные сети (содержащие только трубопроводные участки, и узлы разветвления и потребления).

Точка декомпозиции является местом присоединения РС к МС в однолинейном представлении и двумя узлами в билинейном представлении, один из которых является местом присоединения подающего трубопровода РС к подающему трубопроводу МС, второй – местом присоединения обратного трубопровода РС к МС. Точка декомпозиции выступает для РС как условный ИТ. Такие его параметры, как давления в подающем и обратном трубопроводах и располагаемый напор (разница между этими давлениями) являются граничными условиями, от которых полностью зависит режим работы РС. Для МС точка декомпозиции является обобщенным потребителем (ОП) с заданной нагрузкой и ограничениями на изменение давления на входе, выходе и располагаемый напор.

Из принципов декомпозиции вытекает зависимость значения экономического критерия оптимальности только от режима МС. Требования допустимости режимов РС сказываются только на пределах допустимого изменения граничных условий в точках декомпозиции, что накладывает ограничения на режим МС. Из этого следует, что при оптимизации режимов МС основным является экономический критерий оптимальности, а при оптимизации режимов РС можно использовать технологические, например, связанные с трудоемкостью наладочных мероприятий.

Предполагается, что процесс декомпозиции ТСС на магистральную и распределительные сети возлагается на специалиста, проводящего расчеты.

Методика иерархической оптимизации ГР ТСС включает следующие этапы:

1. Декомпозиция ТСС на магистральную и распределительные сети.
2. Определение допустимых пределов изменения давлений в подающем и обратном трубопроводах, располагаемых напоров для всех ОП МС исходя из характеристик РС.
3. Оптимизация режима МС с учетом всех ограничений, включая ограничения, полученные на предыдущем этапе.
4. Оптимизация режимов РС при значениях граничных условий в точках декомпозиции, полученных на этапе 3.

Данная методика дает гарантированно согласованные режимы МС и РС, так как условия гарантированного существования допустимых режимов РС находятся на втором этапе и учитываются на третьем.

Также при применении этой методики можно проводить декомпозиция одной РС на несколько распределительных сетей разного уровня. При этом оптимизация в пункте 2 производится в порядке от дальних от МС РС к ближним, а в пункте 4 – в обратном направлении.

Математическая постановка задачи

В качестве *исходной модели потокораспределения* возьмем модель управляемого потокораспределения [11], состоящую из равенств $Ax = Q$, $A^T P = y$, $y = f(x, \alpha)$, и неравенств $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$. Здесь $X = (P, x, y, \alpha, Q)$; \underline{X}, \bar{X} – векторы нижних и верхних границ допустимого изменения неизвестных, компоненты которых могут принимать бесконечные значения для моделирования односторонних неравенств, либо отсутствия ограничений неравенств. A – матрица инцидентности узлов и ветвей расчетной схемы ТСС; P, Q – m -мерные векторы узловых давлений и расходов; n, m – число ветвей и узлов расчетной схемы; x, y – n -мерные векторы расходов и перепадов давления; α – вектор управлений; $f(x, \alpha)$ – n -мерная вектор-функция с элементами $f_i(x_i, \alpha_i), i = \overline{1, n}$, задаваемая перечнем тех или иных аналитических выражений, отражающих гидравлические характеристики элементов. Ограничения неравенства здесь вызваны различными технологическими требованиями. Фиксированное значение параметра

режима можно задать условием типа $\underline{X}_i = X_i = \overline{X}_i$. Будем называть соотношение $y=f(x,\alpha)$ замыкающим.

Замыкающее соотношение и мощностная характеристика насосной станции [9]. Пусть γ – величина частотного регулирования, ρ – число включенных насосов на НС, причем: $\rho \in \{0,1,2,\dots,\bar{\rho}\}$, где $\bar{\rho}$ число всех насосов на НС. Если на НС включено $\rho > 0$ насосов, и производительность этой насосной станции равна x , то производительность одного насоса будет равна x/ρ , а замыкающее соотношение для НС примет вид $y(x,z,\gamma,\rho) = sz(x/\rho)^2 - \gamma^2 H$.

Мощностная характеристика НС примет вид

$$N_i = \rho_i \left(\gamma^3 b_0 + \gamma^2 b_1 \frac{x_i}{\rho_i} + \gamma b_2 \left(\frac{x_i}{\rho_i} \right)^2 + b_3 \left(\frac{x_i}{\rho_i} \right)^3 \right).$$

Если $\rho = 0$, то НС превращается в обычный трубопроводный участок с возможностью дросселирования. При этом $y(x,z,\gamma,\rho) = s_1 z x^2$, где s_1 – сопротивление НС без насосов. При $\rho > 0$ ограничения на зону рабочей производительности НС примут вид $\rho \gamma \underline{x}_0 < x < \rho \gamma \overline{x}_0 \Leftrightarrow \underline{x}_0 < x/\rho \gamma < \overline{x}_0$.

Экономический критерий оптимальности [9]. Переменная составляющая затрат на поддержание режима состоит из затрат на перекачку и затрат на теплогенерацию $F_\Sigma = F_\Sigma^e + F_\Sigma^f$.

Затраты на теплогенерацию (F_Σ^f) определяются как сумма по всем источникам тепла их расхода топлива на теплогенерацию, умноженного на стоимость этого топлива. В первом приближении зависимость расхода топлива от расхода теплоносителя при заданном температурном графике аппроксимируется многочленом второй степени [12].

Выделим из множества ветвей ТСС (I) множество НС (I_n). Будем считать, что на каждой НС параллельно установлены однотипные насосы, мощностные характеристики которых аппроксимируются функцией $N(x) = b^0 + b^1 x + b^2 x^2 + b^3 x^3$. Тогда затраты на перекачку будут равны

$$F_\Sigma^e(x,\gamma,\rho) = \sum_{i \in I_i} N_i(x,\gamma,\rho) c_i^e = \sum_{i \in I_i} \rho_i \left(\gamma^3 b_i^0 + \gamma^2 b_i^1 \frac{x_i}{\rho_i} + \gamma b_i^2 \left(\frac{x_i}{\rho_i} \right)^2 + b_i^3 \left(\frac{x_i}{\rho_i} \right)^3 \right) c_i^e,$$

где c_i^e – цена электроэнергии для i -й НС.

Технологические критерии оптимальности. Затраты на поддержание режима можно снизить неявно за счет сокращения непроизводительных расходов путем снижения давления в сети. Для этого можно использовать в качестве критерия оптимальности среднее по всем узлам давление $F_p = \sum_{j=1}^m P_j$.

В [7] показано, что для снижения количества мест установки дросселирующих шайб и регуляторов расхода целесообразно применять в качестве критерия оптимальности сумму дросселирований по всем ветвям $F_z = \sum_{i=1}^n z_i$.

Задача отыскания допустимых пределов изменения граничных условий в точке декомпозиции. Под допустимыми пределами изменения граничных условий понимаются такие ограничения сверху и снизу на давления в подающем (P_{in}) и обратном (P_{out}) трубопроводах, располагаемый напор (y_{zp}) и расход теплоносителя в

точке декомпозиции, при которых гарантированно существует хотя бы один допустимый ГР РС, и не существует ни одного допустимого РГ РС вне их [10].

Так как РС имеют древовидную структуру, и все расходы у потребителей фиксированы, то расход теплоносителя у обобщенного потребителя МС, заменяющего собой РС, вычисляется арифметически.

Данная задача является задачей на поиск минимума и максимума критерия оптимальности, при принятии в качестве этого критерия искомого граничного условия.

Математическая постановка задачи.

1. Для каждой РС определить максимальные и минимальные допустимые значения давлений в подающей и обратной линиях и располагаемого напора при ограничениях равенствах $Ax = Q$, $A^T P = y$, $y = f(x, z)$ и неравенствах $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$, где $X = (P, x, y, z, Q)$, \underline{X}, \bar{X} – векторы нижних и верхних границ допустимого изменения неизвестных.

2. Минимизировать F_Σ при ограничениях равенствах $Ax = Q$, $A^T P = y$, $y = f(x, z, \gamma, \rho)$ и неравенствах $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$, где $X = (P, x, y, z, Q, \gamma)$, \underline{X}, \bar{X} – векторы нижних и верхних границ допустимого изменения непрерывных неизвестных, а также при условии $\rho \in \{0, 1, 2, \dots, \bar{\rho}\}$ для МС.

3. Минимизировать F_z и F_p при ограничениях равенствах $Ax = Q$, $A^T P = y$, $y = f(x, z)$ и неравенствах $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$, где $X = (P, x, y, z, Q)$, \underline{X}, \bar{X} – векторы нижних и верхних границ допустимого изменения непрерывных неизвестных для РС.

Методы решения

Поиск допустимых пределов изменения граничных условий можно произвести, приняв в качестве критерия оптимальности исследуемое граничное условие и произведя максимизацию и минимизацию критерия оптимальности.

Оптимизация по непрерывным переменным имеет место при оптимизации ГР РС и при оптимизации ГР МС, когда количество включенных насосов на каждой НС фиксировано (после оптимизации по экономическому критерию).

Задача поиска допустимого режима состоит в отыскании вектора X , удовлетворяющего ограничениям $U(X) = 0$, $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$. В общем случае решение может быть не единственно, либо отсутствовать. Необходимость специального рассмотрения этой задачи связана с тем, что существование допустимого режима является необходимым условием для его оптимизации, в излагаемых ниже методах оптимизации в роли начального приближения требуется допустимая точка, а процедура ввода в допустимую область является составной частью оптимизационного процесса.

Для решения этой задачи предлагается использовать разработанный и развиваемый в ИСЭМ СО РАН метод внутренних точек (МВТ) [13, 11]. Метод отличается хорошей сходимостью, простотой реализации, требует минимальных модификаций при переходе к оптимизационным постановкам, универсальностью в отношении учета как линейных, так и нелинейных ограничений, обеспечивает возможность идентификации факта их несовместности.

Суть метода состоит в организации процесса $X_{k+1} = X_k + \lambda_k \Delta X_k$, $k = 1, 2, \dots$ (где λ_k , ΔX_k – длина и направление шага), на каждой итерации которого отыскивается квадрат кратчайшего взвешенного расстояния $L_k^2 = \Delta X_k^T \Omega_k^{-1} \Delta X_k$ от текущей точки X_k , удовлетворяющей строгим неравенствам $\underline{X} < X < \bar{X}$, до точки, удовлетворяющей линеаризованным ограничениям равенствам $J_k \Delta X_k + U(X_k) = 0$, где $J_k = \partial U / \partial X$ – матрица Якоби в точке X_k .

Ограничения на значение критерия оптимальности обеспечиваются путем добавления ограничения равенства $F(X) = \varphi$ к системе ограничений равенств и ограничения неравенства $\underline{\varphi} \leq \varphi \leq \bar{\varphi}$ к системе ограничений неравенств.

Минимизация критерия оптимальности имеет место при поиске оптимальных режимов МС и РС, а также при поиске минимально допустимых значений параметров в точках декомпозиции. При наличии эффективных алгоритмов расчета допустимого режима, его оптимизацию можно организовать путем последовательного сокращения начального интервала неопределенности $[\underline{F}_0, \bar{F}_0]$, заведомо содержащего оптимальное значение некоторой целевой функции $F(X)$, например, делением пополам. Всегда можно положить $\bar{F}_0 = F(X_0)$, где X_0 – решение рассмотренной выше задачи расчета допустимого режима. Нижнюю оценку целевой функции \underline{F}_0 , как правило, можно назначить исходя из содержательного смысла задачи. Для всех приведенных выше критериев оптимальности можно положить $\underline{F}_0 = 0$. Подробно метод описан в [7,10].

Максимизация критерия оптимальности имеет место при поиске максимальных допустимых значений параметров в точках декомпозиции. Организовать поиск максимума критерия оптимальности можно путем последовательного сокращения интервала неопределенности $[\underline{F}_0, \bar{F}_0]$, заведомо содержащего максимальное допустимое значение некоторой целевой функции $F(X)$, например, делением пополам. Нижняя граница начального интервала неопределенности при этом назначается исходя из содержательного смысла задачи, а верхняя ищется путем «умножения на 2». Подробно алгоритм описан в [10].

Дискретно-непрерывная оптимизация. Для оптимизации ГР МС по экономическому критерию в [9] исследовались четыре метода: метод полного перебора; дискретный метод ветвей и границ; метод ветвлений и отсечений; непрерывный метод ветвей и границ (НМВГ). Наиболее перспективным представляется НМВГ. Суть метода заключается в том, что дискретные переменные считаются непрерывными, а дроблению подвергается непрерывная область их значений до тех пор, пока все изначально дискретные переменные в процессе оптимизации не примут дискретные значения. Принцип действия НМВГ показан на рис. 1 для двух НС, содержащих 4 и 6 насосов соответственно, включенных последовательно. Сплошной линией выделена область поиска оптимального непрерывного решения, пунктиром – вырезаемая часть области поиска кружком выделены результаты оптимизации.

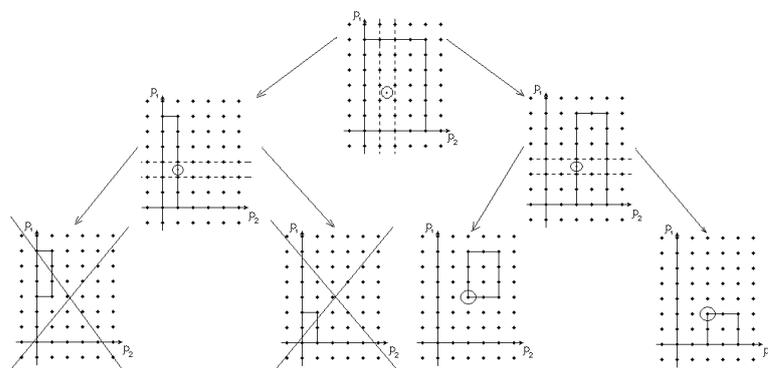


Рис. 1 Пример непрерывного варианта метода ветвей и границ для случая двух насосных станций

Пример применения методики

Описанная выше методика испытывалась на расчетной модели ТСС (Рис. 2), соответствующей ТСС г. Байкальска с той лишь разницей, что в ней часть распределительных сетей микрорайонов заменена на обобщенных потребителей, и на НС-2 количество насосов увеличено до пяти. Также в ней на всех НС разрешено частотное регулирование. В НС-1 насосы установлены на подающем трубопроводе, в остальных НС – на обратном. ТСС имеет один источник тепла, а все НС получают электроэнергию по одинаковым ценам, так что при оптимизации по экономическому критерию оптимальности минимизировались только потребляемая ими мощность.

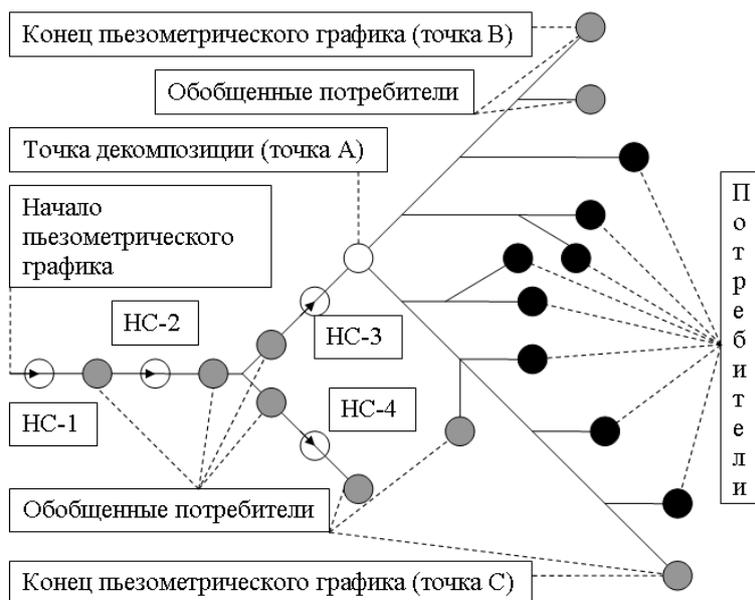


Рис. 2. Схема условной ТСС

Оптимизация гидравлических режимов работы ТСС производилась для варианта нагрузок, соответствующему зимнему режиму работы ТСС г. Байкальска.

На насосных станциях данной сети установлено различное количество насосов. Их число на каждой НС, марки и коэффициенты характеристик приведены в табл. 1.

Таблица 1

Насосное оборудование на НС и его характеристики

Насосная станция	Число насосов	Тип	H	s	b ₀	b ₁	b ₂	b ₃
1	3	СЭ-800-100-11	120	0,0000375	160	0,0706	0,000135	-0,0000001
2	5	1X 200-150-500	80	0,00004	40	0,16	0	0
3	3	ЦН-400-105	120	0,000125	60	0,24	0	0
4	2	Д 320-50	60	0,0001	30	0,09	0	0

Экономический критерий оптимальности для данной ТСС примет вид

$$F_{\Sigma}^e = \rho_1 \left(160 + 0.0706 \frac{x_1}{\rho_1} + 0.000135 \left(\frac{x_1}{\rho_1} \right)^2 - 0.0000001 \left(\frac{x_1}{\rho_1} \right)^3 \right) + \\ + \rho_{13} \left(40 + 0.16 \frac{x_{13}}{\rho_{13}} \right) + \rho_8 \left(60 + 0.24 \frac{x_8}{\rho_8} \right) + \rho_{18} \left(30 + 0.09 \frac{x_{18}}{\rho_{18}} \right)$$

Описание расчетов.

На первом этапе методики была проведена декомпозиция модели ТСС на 3 участка: МС и две РС.

На втором этапе были определены допустимые пределы изменения граничных условий для обеих РС.

На третьем этапе была проведена оптимизация ГР МС по экономическому критерию. Затем количества включенных насосов и величины частотных регулировок на каждой НС фиксировались, и проводилось снижение количества мест приложения управлений. После чего проводилось понижение среднего давления в МС.

На четвертом этапе были сокращены количества мест приложения управлений на каждой РС. Понижения давлений в РС не проводилось, так как это потребовало бы задействования дополнительных управлений на трубопроводных участках.

Результаты расчетов. Количество управлений на пассивных участках сети после оптимизации равнялось одному на всю рассмотренную ТСС. В таблице 2 приведены результаты оптимизации ГР МС.

Таблица 2

Результаты оптимизации ГР МС

Вариант расчета	Потребляемая мощность (КВт)	Количество управлений	Среднее давление в МС (М)
Случайный допустимый режим	491,5	14	56
Снижение затрат	307,5	10	54,6
Количество управлений	307,5	0	49,73
Снижение давления	307,5	0	43,49

На рисунке 3 приведен пьезометрический график оптимального режима данной ТСС. По вертикали отложено давление в трубопроводе в метрах водяного столба, по горизонтали – расстояние от ИТ. Вертикальной пунктирной линией обозначена точка декомпозиции. Слева от нее изображен пьезометрический график магистральной сети. Справа – пьезометрические графики распределительных сетей: сплошной линией – для сети АВ, пунктирной – для сети АС.

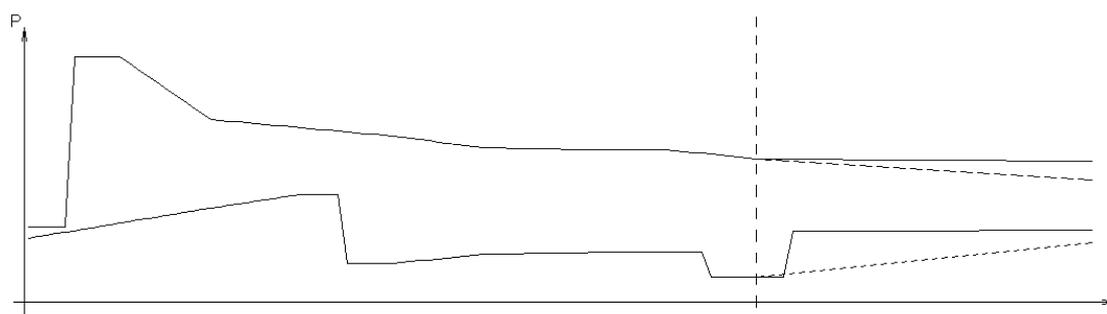


Рис. 3 Пьезометрический график

Выводы из расчетов. При проведении расчета показана возможность использования декомпозиции для оптимизации ГР ТСС большой размерности, также показана работоспособность методики. В результате оптимизации затраты на перекачку сократились более чем в полтора раза.

Заключение

1. Впервые предложена методика, обеспечивающая возможность оптимизации гидравлических режимов ТСС большой размерности.

2. Выполнено комплексное исследование задач оптимизации ГР МС по экономическим критериям оптимальности и предложена иерархическая система алгоритмов, обеспечивающих возможности учета всех имеющих место на практике дискретных и непрерывных управлений.

3. Сформулирована задача оптимизации режимов РС по технологическим критериям оптимальности. Предложены конструктивные методы ее решения.

4. Предложенная методика реализована в виде пакета исследовательских программ в системе компьютерной алгебры “Maple” и опробована на условных примерах, показавших удовлетворительную с практической точки зрения работоспособность и эффективность.

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. – 219 с.
3. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения – Киев: Техника, 1988 – 135 с.
4. Михайленко И.М. Оптимальное управление системами центрального теплоснабжения. – Санкт-Петербург: Стройиздат, 2003. – 240 с.
5. Вороновский Г.К. Усовершенствование практики оперативного управления крупными теплофикационными системами в новых экономических условиях – Харьков: Харьков, 2002. – 239 с.
6. Алексеев А.В., Новицкий Н.Н. Алгоритмы решения дискретно-непрерывных задач расчета допустимых и оптимальных режимов сложных трубопроводных сетей // Труды XII байкальской международной школы семинара «Методы оптимизации и их приложения». Том 5. Моделирование технических и природных систем. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 203–207.
7. Луценко А.В. Оптимизация гидравлических режимов распределительных тепловых сетей по технологическим критериям // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 43. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 37-45.
8. Луценко А.В. Исследование задач и алгоритмизация методов расчета допустимых гидравлических режимов тепловых сетей. // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 42. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2012 – С. 39-48.
9. Луценко А.В. Разработка и исследование методов структурно-параметрической оптимизации гидравлических режимов тепловых сетей // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 44. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014 – С. 56-64.
10. 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.
11. Новицкий Н.Н., Дикин И.И. Расчет допустимых режимов работы трубопроводных сетей методом внутренних точек. – Иркутск: Препринт ИСЭМ СО РАН, 2002. – 48 с.
12. Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Оптимизация теплового рынка на основе двухуровневого подхода//Теплоэнергетика.– 2011. –№11 – С.67-71
13. Дикин И.И., Зоркальцев В.И. Итеративное решение задач математического программирования (методы внутренних точек). – Новосибирск: Наука, 1980. – 144 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ОТ ИСТОЧНИКОВ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ И РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ УЗЛОВ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

Н.В. Сурнин

Газоснабжающая система (ГСС) представляет собой сложный комплекс, состоящий из газодобывающих предприятий, газотранспортных систем (ГТС), подземных хранилищ газа (ПХГ), газораспределительных городских и промышленных систем.

В настоящее время разработаны модели, методы и инструментальные средства для оптимизации структуры, инвестиционных вложений, учета сезонного газопотребления, а так же анализа и синтеза надежности ГСС и ее объектов [1]. В результате решения таких задач определяются оптимальные объемы добычи газа в газодобывающих системах и направления потоков газа по магистральным газопроводам с целью удовлетворения заданного спроса в узлах расчетной схемы. Узлы расчетной схемы агрегируют газораспределительные системы и установки, использующие природный газ. Спрос на газ определяется как существующими, так и новыми установками, такими как конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), котельные, коммунально-бытовой сферой, населением, предприятиями металлургической, машиностроительной промышленности и др. При математическом моделировании газоснабжения потребителей-узлов расчетной схемы важное значение приобретает дезагрегирование этих узлов на отдельные объекты — категории потребителей газа и их распределительные системы.

Для наглядности на рис. 1 представлена условная схема узла. Здесь пунктирными линиями показана новая агломерация, где потребителями электрической и тепловой энергии являются жилые дома, общественные здания, предприятия бытового обслуживания, культурно-развлекательные сооружения просветительные и медицинские учреждения и прочие. Точками со стрелками обозначены узлы — источники потребления газа. Это могут быть различные бытовые приборы, такие как газовые плиты, бойлеры, отопительные устройства, в том случае, когда рассматриваются жилая агломерация, либо некоторые технологические установки (доменные печи), если мы рассматриваем производственные предприятия: заводы, фабрики и др. Прямыми линиями отображены газопроводы различного типа и давления: магистральные газопроводы (МГ), городские и промышленные распределительные газопроводы и др. Белыми квадратами обозначены компрессорные станции, к которым подходят МГ высокого давления, прямоугольниками — газораспределительные станции, от которых газ подается в газораспределительные сети города, а кругами показаны газораспределительные пункты, от которых газ поступает к конечным потребителям.

Анализ структуры потребления природного газа за последние несколько лет [2] показывает увеличение спроса на газ в некоторых отраслях народного хозяйства, например в жилых агломерациях, преимущественно в коммунально-бытовой сфере, у населения и в установках энергетики, вырабатывающих электрическую и тепловую энергию. В последние годы ведется активное возведение новых жилых агломераций, что приводит к росту спроса на энергию, а вместе с этим увеличению потребности в

природном газе. Для удовлетворения этого спроса в настоящее время активно реализуется общемировая тенденция развития распределенной генерации [3], представляющая собой широкое применение распределенных источников генерации электрической и тепловой энергии, находящихся в непосредственной близости от потребителя.

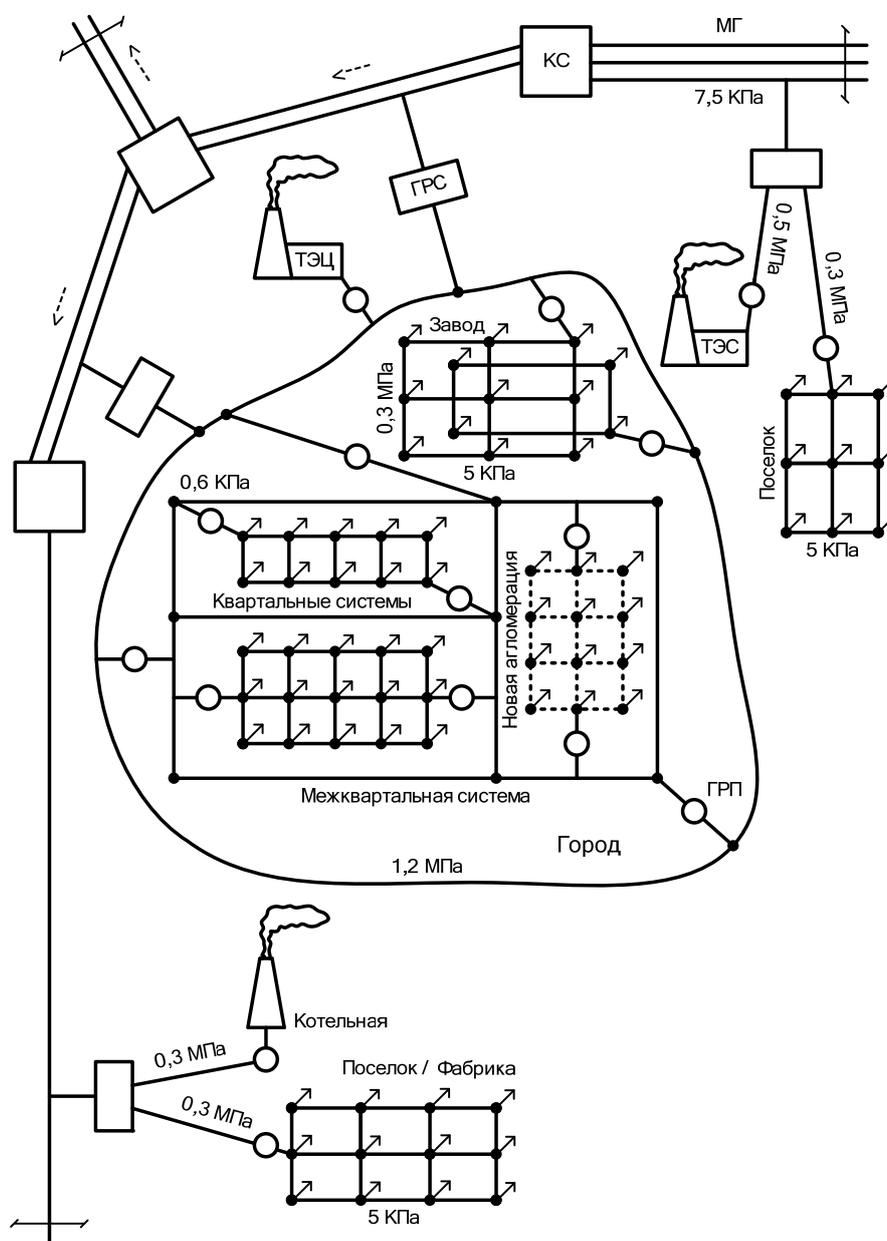


Рис. 1. Распределительные системы газоснабжения узла в расчетной схеме

Важно отметить, что природный газ как топливо и технологическое сырье имеет ряд преимуществ по сравнению с другими ископаемыми энергоносителями. Он имеет сравнительно дешевую стоимость добычи, транспортировки и распределения между потребителями. Способствует увеличению производительности труда, автоматизации технологических процессов, а так же повышению качества и понижению стоимости выпускаемой продукции. Важно и то, что использование природного газа в наименьшей степени влияет на экологию, повышая тем самым экологическую чистоту производства и улучшая условия быта населения. Все выше перечисленные факты позволяют утверждать, что в ближайшей и отдаленной перспективе, природный газ

станет основным видом топлива, используемым в централизованной и распределенной генерации электрической и тепловой энергии.

Учитывая вышесказанное, актуальной представляется задача разработки методического подхода для последующего его использования при решении задач оптимального развития газораспределительных систем, обеспечивающих топливом энергетические устройства, включающие объекты централизованной и распределенной генерации электрической и тепловой энергии, как в существующих, так и в новых агломерациях.

На рис. 2 показана схема возможной подачи тепловой и электрической энергии и природного газа во вновь застраиваемую агломерацию. Здесь, необходимая электрическая и тепловая энергия могут подаваться по традиционной централизованной схеме, которая подразумевает использование ТЭЦ, КЭС, котельной и т. д. для генерирования электрической и тепловой энергии, а так же тепловой трассы и линии электропередач (ЛЭП) — для их транспортировки. С другой стороны, в новую агломерацию, посредством прокладки газораспределительной сети, может подаваться исключительно природный газ, предназначенный для выработки электрической и тепловой энергии на устройствах распределенной генерации [4].

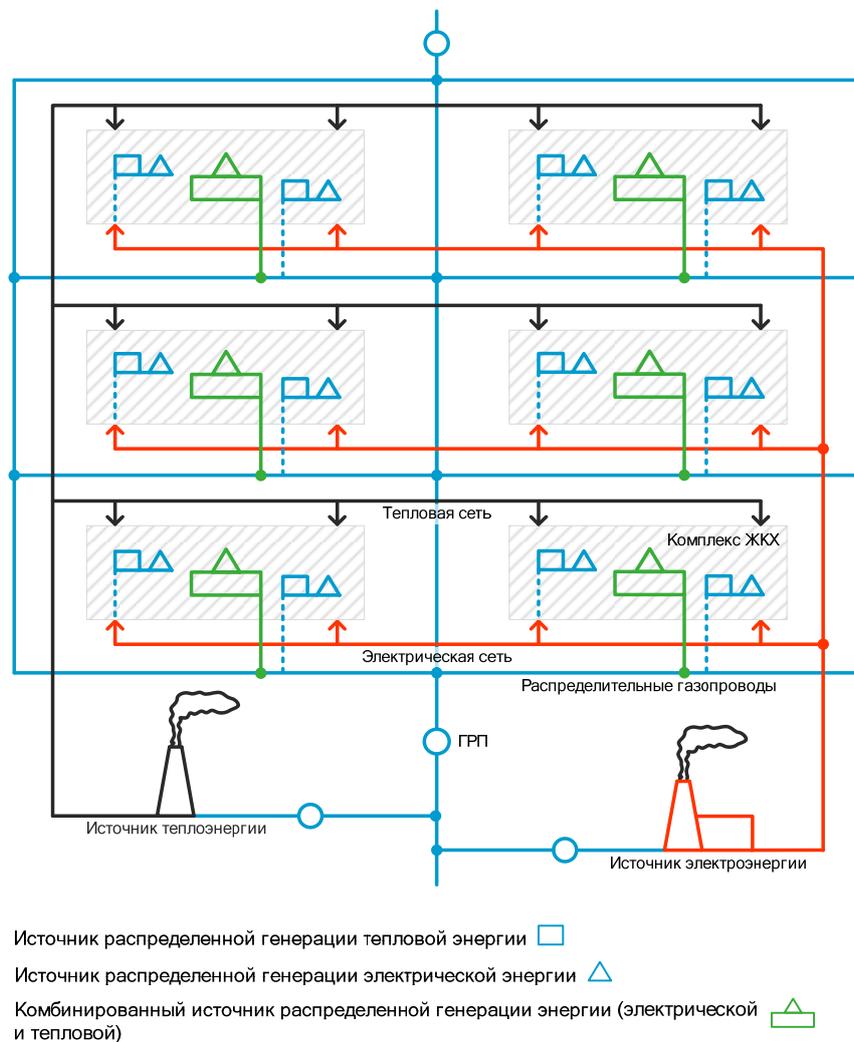


Рис. 2. Новая агломерация

На рассматриваемый период времени задается требуемое количество энергии \mathcal{E} , включая $\mathcal{E}_{э/э}$ (кВт·ч) электрическую и Q (кВт·ч) тепловую энергии, которые необходимо подать потребителям агломерации:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\mathcal{E}/\mathcal{E}} + Q.$$

Энергия может подаваться в агломерацию множеством j вариантов, где $j = \overline{1, N}$. В частности, вариант 1 предполагает размещение в агломерации распределенных источников генерации электрической и тепловой энергии и строительство газораспределительной сети для питания данных источников газом, и т. д. Вариант 2 — размещение распределенных источников генерации тепловой энергии или электрической, в зависимости от потребности в том или ином виде энергии. Вариант 3 учитывает совместное использование как централизованных (ТЭЦ, КЭС или котельная), так и распределенных источников генерации электрической или тепловой энергии и т. д. Вариант N предполагает реконструкцию существующей ТЭЦ, КЭС или котельной, а так же газопроводов, питающих их газом, сооружение или реконструкцию существующих электрических и тепловых сетей. При этом суммарные дисконтированные издержки в эти варианты составят:

$$Z^1 = Z_{\text{рас.э/э}}^1 + Z_{\text{рас.т/э}}^1 + Z_{\text{газ.расп.}}^1,$$

$$Z^2 = Z_{\text{рас.э/э}}^2 + Z_{\text{рас.т/э}}^2 + Z_{\text{газ.расп.}}^2,$$

$$Z^3 = Z_{\text{рас.э/э}}^3 + Z_{\text{кот.}}^3 + Z_{\text{газ.расп.}}^3,$$

...

$$Z^N = Z_{\text{ТЭЦ}}^N + Z_{\mathcal{E}/\mathcal{E}}^N + Z_{\text{т/э}}^N.$$

Здесь $Z_{\text{рас.э/э}}^1$ — дисконтированные издержки в установки РГ, вырабатывающих электрическую энергию для 1-го варианта:

$$Z_{\text{рас.э/э}}^1 = f(\mathcal{E}_{\mathcal{E}/\mathcal{E}}, \Omega_{\text{рас.э/э}}^1, E_{\text{рас.э/э}}^1),$$

где $\mathcal{E}_{\mathcal{E}/\mathcal{E}}$ — количество электроэнергии, необходимое потребителям агломерации; $\Omega_{\text{рас.э/э}}^1$, $E_{\text{рас.э/э}}^1$ — соответственно, технико-экономические показатели установок РГ электрической энергии для 1-го варианта.

$Z_{\text{рас.т/э}}^1$ — дисконтированные издержки в установки РГ, вырабатывающих тепловую энергию для 1-го варианта:

$$Z_{\text{рас.т/э}}^1 = f(Q, \Omega_{\text{рас.т/э}}^1, E_{\text{рас.т/э}}^1),$$

где Q — количество тепловой энергии, необходимое потребителям агломерации; $\Omega_{\text{рас.т/э}}^1$, $E_{\text{рас.т/э}}^1$ — соответственно, технико-экономические показатели установок РГ тепловой энергии для 1-го варианта.

$Z_{\text{газ.расп}}^1$ — дисконтированные издержки в газораспределительную сеть, питающую газом установки РГ, для 1-го варианта:

$$Z_{\text{газ.расп}}^1 = f(B_{\text{агл.}}, \Omega_{\text{газ.расп.}}^1, E_{\text{газ.расп.}}^1),$$

где $B_{\text{агл.}}$ — расход природного газа на питание установок РГ в агломерации; $\Omega_{\text{газ.расп.}}^1$, $E_{\text{газ.расп.}}^1$ — соответственно, технико-экономические показатели газораспределительной сети агломерации для 1-го варианта.

Аналогичные зависимости определяются для всех j вариантов. Оптимальный вариант снабжения агломерации необходимым видом энергии $Z_{\text{опт}}$ находится по минимуму дисконтированных издержек:

$$Z_{\text{опт}} = \min Z^j.$$

Сформулированная задача относится к классу задач целочисленного программирования и может рассматриваться как комбинаторная оптимизационная. Общая схема вычислений показана на рис. 3. Все варианты могут быть рассмотрены перебором.

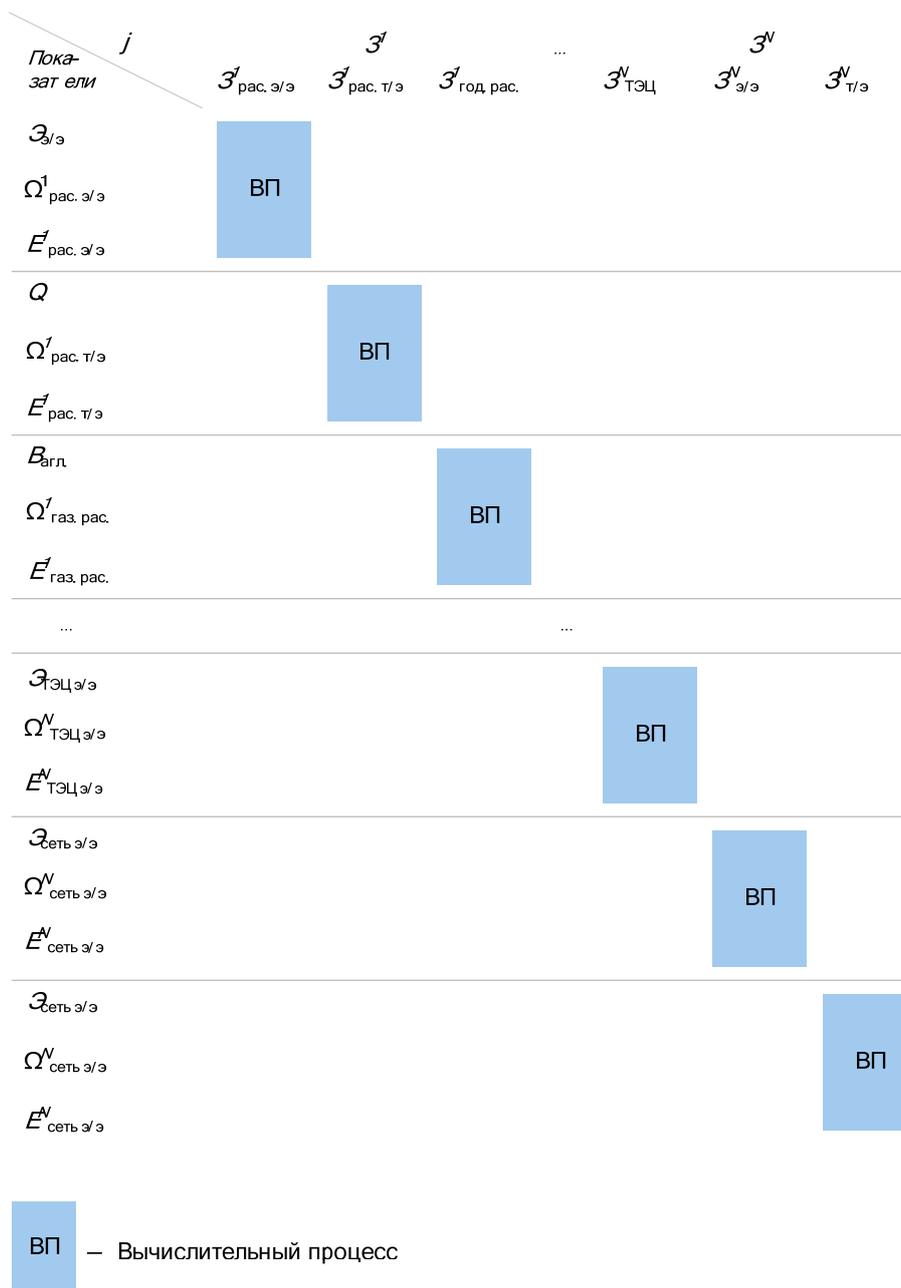


Рис. 3. Схема вычислений

Литература

1. Илькевич Н. И. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. — Новосибирск: Наука, 2014. — 217 с.
2. <http://www.gazprom.ru/investors/reports/2013/>. Годовые отчеты ОАО «Газпром» за 1999–2013 гг.
3. Ньюшлосс Д., Ряпин И. Ю. Тенденции развития распределенной генерации / Энергосбережение. — 2012. — № 7. — С. 18–26.
4. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей / Некоммерческое партнерство «Российское теплоснабжение»: Отчёт. — М., 2004. — Ч. I–II.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ НАСТРОЙКИ, РАСЧЕТА И АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Е.С. Съёмщиков

Введение

При решении задач диспетчерского управления очень важным является получение корректных результатов в любых условиях функционирования ЭЭС. Одной из задач диспетчерского управления является задача оценивания состояния (ОС) режимов ЭЭС, которая предоставляет исходную информацию для всех задач управления. Процедура ОС важна не только как инструмент для обеспечения исходными данными задач диспетчерского управления, но и как самостоятельное приложение. Анализ результатов предоставляет возможность мониторинга текущего режима, формирование информации о наличии систематических ошибок в измерениях. В связи с важностью роли ОС в функционировании ЭЭС к результатам предъявляются повышенные требования. Для отладки методов и алгоритмов программ ОС требуется статистическая информация о параметрах режима. В настоящее время такая информация является закрытой и, следовательно, недоступной для исследователя. Выходом из создавшегося положения может быть построение модели функционирования ЭЭС на основе приближенных к действительности срезов измерений. Не все измеряемые параметры могут быть 100% достоверны. Какие-то измерения могут содержать ошибочные значения, снижающие эффективность ОС. Коэффициент, характеризующий важность, вес данного измерения в сравнении с другими, влияющими на процесс ОС, называется весовым коэффициентом. Весовые коэффициенты измерений имеют большое значение при оценивании состояния. Весовые коэффициенты задаются исходя из метрологического тракта, но из-за его протяженности весовые коэффициенты могут оказаться ошибочными, а результат ОС не оптимальный (не совсем реальный). Поэтому должное внимание должно быть уделено настройке весовых коэффициентов. Полученный результат ОС должен быть проанализирован. Разработанные методы и алгоритмы необходимо подвергать проверке. Другими словами моделировать ситуации, в которых могут быть выявлены все достоинства и недостатки методов.

Для решения данных задач – формирование архива измерений, настройка весовых коэффициентов, анализ полученных результатов, исследование реальных и возможных режимов – разработан программно-вычислительный комплекс(ПВК) State+.

Описание алгоритма работы программы

Наглядное представление алгоритма работы ПВК можно показать на блок схеме (рис. 1).

База данных (БД) срезов измерений формируется в приложении State (рис. 2). Исходной информацией для формирования БД является суточные графики нагрузки во всех нагрузочных узлах, параметры схемы ЭЭС, параметры режима, структура среза измерений.

По заданным исходным данным вычисляются установившиеся режимы для каждой точки графика нагрузки. Все вычисленные режимы записываются в базу данных установившихся режимов (УР).

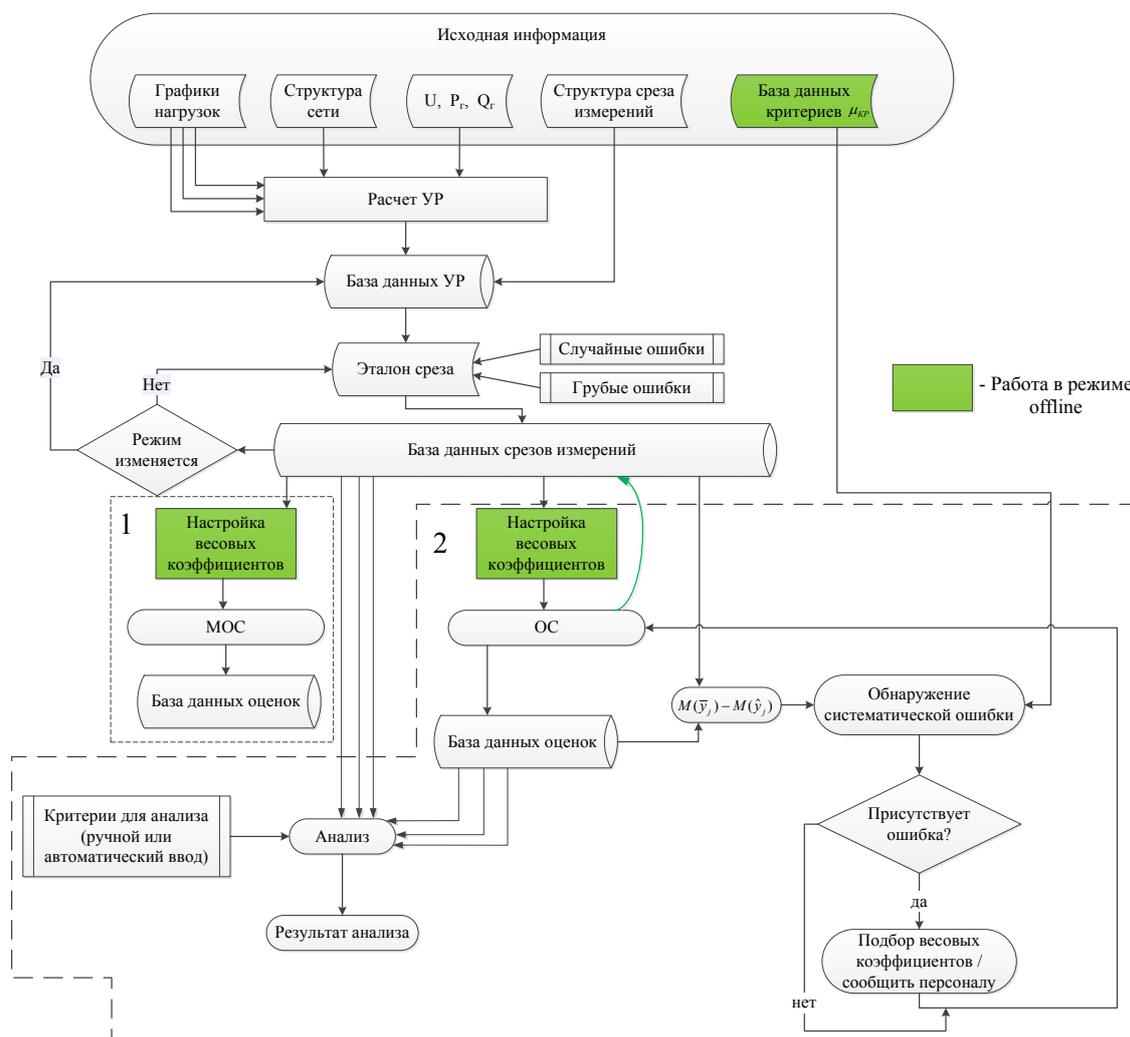


Рис. 1. Алгоритм работы программного комплекса

Далее создается база данных срезов измерений, которая обрабатывается программой ОС в приложении State Estimation (рис.1). Все полученные оценки записываются в БД оценок. Во время формирования базы программа проверяет измерения на наличие систематической ошибки. В случае присутствия ошибки предпринимаются необходимые меры: в первую очередь оповещение персонала, по требованию подбор корректировочных коэффициентов (блок 2).

Программа позволяет настроить весовые коэффициенты измерений и сформировать базу данных критериев $\mu_{кр}$ (используется для поиска систематических ошибок).

Все или выбранные параметры подвергаются анализу. Сравняется расхождение измерений и оценок. Программа в наглядном виде сообщает результаты анализа по каждому срезу и дает подсказку о мерах оптимизации весовых коэффициентов.

Формирование архива измерений

Создание срезов измерений выполняется за счет использования типовых или заданных пользователем графиков нагрузки при вычислении УР [1]. Графики нагрузок

показывают изменение нагрузок в течение рассматриваемого времени. В проектировании применяются типовые суточные графики, характерные для определенного вида производства, в которых максимальная суточная нагрузка принята за единицу или за 100 %, а остальные нагрузки выражены в долях единицы или в процентах. Для построения конкретного суточного графика необходимо знать максимальную нагрузку и иметь типовой суточный график. Основной вид приложения State показан на рисунке 2.



Рис. 2. Главная страница приложения State

Необходимо загрузить файл ЦДУ с расширением *.dat или *.txt, ввести номера балансирующих узлов по активной и реактивной мощности и выбрать точность итерационного процесса.

Для того чтобы моделируемые данные были максимально приближены к реальным данным, в программе были использованы типовые графики суточной нагрузки. За основу было взято три графика, показанных на рисунке 3:

- Сводный график для города населением 20-250 тыс. жителей;
- График нагрузок промышленного потребителя при двухсменной работе;
- График нагрузок промышленного потребителя при трехсменной работе.

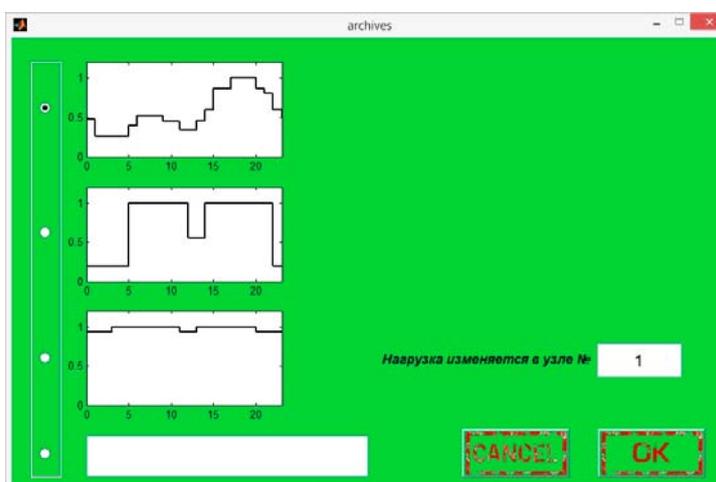


Рис. 3. Окно выбора графика нагрузки

Данные режимов можно посмотреть в таблицах или построить графические зависимости (например, для первого графика нагрузки в 7 узловой схеме изменение напряжений показано на рисунке 4).

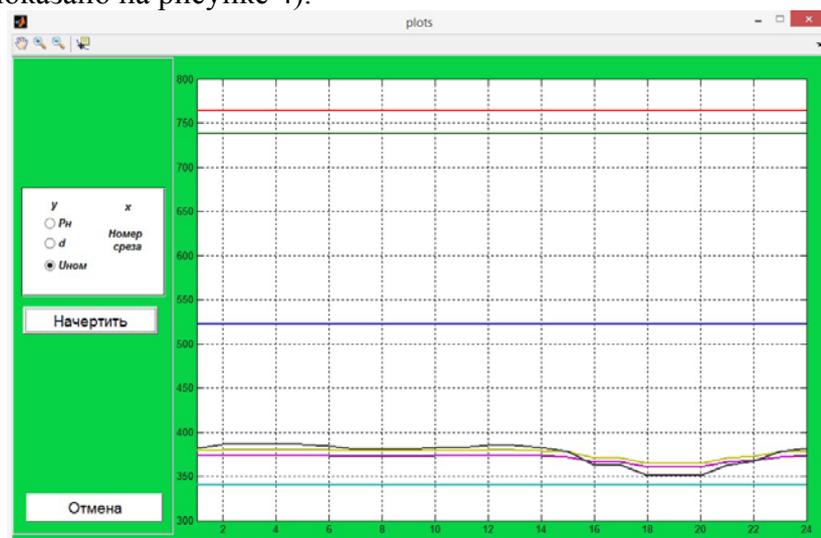


Рис. 4. Окно построения графиков

На основе получившейся базы режимов можно сгенерировать базу срезов измерений. Информацию об измеряемых параметрах содержит файл INF. С помощью генератора случайных чисел (функции Randomize) программа позволяет смоделировать случайную ошибку:

$$\bar{y} = y_{ист} + x_{сл} \sigma_y + b_y, \quad (1)$$

где $x_{сл} \rightarrow N(0,1)$, $y_{ист}$ – истинное значение параметра режима, σ_y – дисперсия измерения. В случае отсутствия необходимости имитации грубой ошибки $b_y = 0$.

Настройка весовых коэффициентов

Для настройки весовых коэффициентов необходимо открыть приложение State Estimation, которое позволяет выполнить расчет УР методом ОС. Внешний вид программы представлен на рисунке 5.

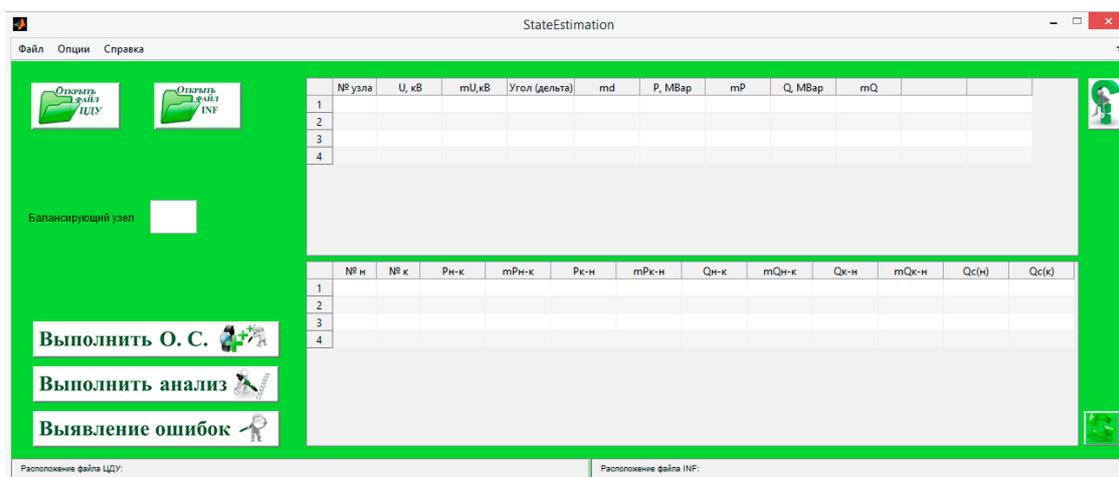


Рис. 5. Вид программы при расчете режима

Чтобы произвести расчет режима необходимо загрузить файлы ЦДУ и файл INF, ввести балансирующий узел и нажать кнопку «Выполнить О. С.». Результат появится в

таблицах. Первая таблица отображает значение измерений и оценок параметров узлов, вторая - связей.

Весовые коэффициенты настраиваются по критерию:

$$\varphi = \sum_{i=1}^n \frac{(\bar{y}_i - \hat{y}_i)^2}{\sigma_i^2} \quad (2)$$

где n – количество измерений, \bar{y}_i - измерение, \hat{y}_i - оценка, σ_i^2 - дисперсия

Анализ полученных результатов

В данной подпрограмме проверяется нахождение оценок в пределах точности в соответствии с критерием:

$$\bar{y} - \hat{y} < 3\sigma. \quad (3)$$

Анализируемые параметры могут быть заданы вручную или по умолчанию анализируются все. Результат анализа оформлен в виде отчета и выводится на экран в таблицу. В отчете содержится информация о выполнении критерия всех параметров каждого среза (рис. 6).

Информация	
1	Анализ выполнен. Количество срезов - 73
2	Срез №1:
3	Значение Q в 1-м узле в пределе заданного значения
4	Значение Q в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
5	Значение Q в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
6	Значение Q в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
7	Значение U в 10-м узле в пределе заданного значения
8	Значение U в 12-м узле в пределе заданного значения
9	Срез №2:
10	Значение Q в 1-м узле в пределе заданного значения
11	Значение Q в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
12	Значение Q в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
13	Значение Q в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
14	Значение U в 10-м узле в пределе заданного значения
15	Значение U в 12-м узле в пределе заданного значения
16	Срез №3:
17	Значение Q в 1-м узле в пределе заданного значения
18	Значение Q в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
19	Значение Q в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
20	Значение Q в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределе заданного значения
21	Значение U в 10-м узле в пределе заданного значения
22	Значение U в 12-м узле в пределе заданного значения
23	Срез №4:

Рис. 6. Результат анализа

Использование State+

Подбор весовых коэффициентов для модифицированного состояния

Модифицированное оценивание состояние (МОС) – это вычисление установившегося режима с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС [2].

Для подбора весовых коэффициентов используется блок 1 (рис. 1). Здесь мы искусственно поднимаем значения перетоков активной мощности до максимально возможных и подбираем весовые коэффициенты, удовлетворяющие критериям анализа (рис. 7.).

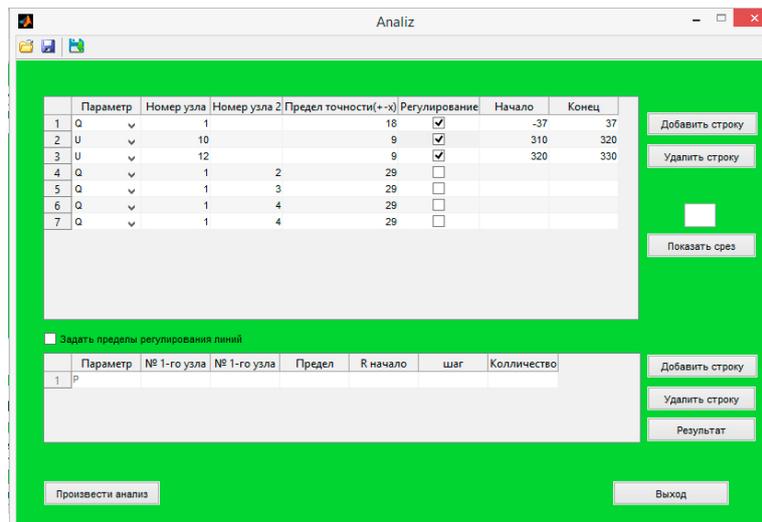


Рис. 7. Анализ полученных результатов

В первой таблице можно задать пределы точности измеряемых параметров и пределы регулирования тех параметров, которые имеют данную функцию (например, напряжения, инъекции активной и реактивной мощности). Во вторую таблицу вводится информация об исследуемых ветвях.

Обнаружение систематических ошибок измерений. Метод идентификации систематической ошибки в измерении основан на утверждении, что при отсутствии ошибки в измерении значения математических ожиданий измерения $M(\bar{y})$ и оценки $M(\hat{y})$ равны между собой или отличаются на величину допустимую для данного параметра (со статистической точностью[3]). Обе выборки имеют нормальное распределение, длина выборки не меньше 30.

$$\mu_j = M(\bar{y}_j) - M(\hat{y}_j). \quad (4)$$

В действительности, часто встречается ситуация, когда из-за наличия ошибки в одном измерении отклоняются значения разности математических ожиданий μ_j для нескольких достоверных измерений или, наоборот, μ_j не отклоняется для ошибочного измерения. В сложившейся ситуации для идентификации ошибочного измерения предлагается вычислять μ_j для всех исследуемых измерений и анализировать данный вектор, а не каждое значение отдельно. Под анализом вектора понимается сравнение полученного вектора с вектором, взятым из базы данных.

Сходство или различие между векторами устанавливается в зависимости от выбранного метрического расстояния между ними. Каждый вектор описывается признаками (значениями критериев) и может быть представлен точкой в n -мерном пространстве. Сходство с другими векторами определяется по правилу: чем меньше расстояние, тем больше сходство. В данной работе в качестве меры расстояния используется евклидово расстояние – ошибочное измерение идентифицируется в результате вычисления и анализа евклидова расстояния между векторами критериев.

Вектора базы данных должны быть созданы заранее для различных эталонов срезов. Поочередно на каждое измерение в отдельных эталонах срезов накладывается ошибка по формуле (1). Каждое измерение должно содержать несколько ошибок, то есть иметь различное b . Это означает, что каждое новое значение измерения формирует новый срез. Далее вычисляется μ_j для каждого сформированного среза. Совокупность таких векторов создает базу данных $\mu_{кр}$.

Для выявления систематической ошибки в режиме online используется формула:

$$dist(\mu_{KP}, \mu_j) \rightarrow \min, \quad (5)$$

где $dist$ – евклидово расстояние

Исследование было выполнено для 13 узловой схемы. На главной вкладке программы есть кнопка «Выявление ошибок». После ее нажатия мы попадем в окно следующего вида (рис. 8).

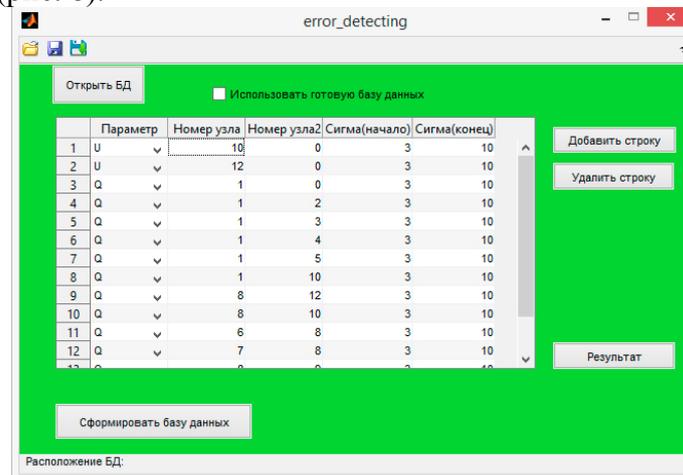


Рис. 8. Формирование БД

В появившемся окне программы мы можем сформировать новую базу данных или загрузить существующую. Для определения систематических ошибок была сформирована БД μ_{KP} размерностью 120×15 .

Программа позволяет смоделировать одну ошибку в любом измерении и проверить правильность нахождения ошибки методом сравнения евклидова расстояния векторов (формула (5)). Нажатие кнопки «Выявление ошибки» выдаст сообщение об ошибочном измерении и проценте достоверности данного результата.

Заключение

Разработан программно-вычислительный комплекс, одной из функций которого является имитация приближенных к действительности срезов измерений ЭЭС. Приближение к реальности достигается использованием типовых или фактических графиков нагрузки при вычислении установившихся режимов. Результаты работы программно-вычислительного комплекса (срезы измерений) могут быть использованы для проверки разрабатываемых методов и алгоритмов задач диспетчерского управления, например, для проверки работоспособности алгоритмов обнаружения несанкционированного проникновения в систему сбора данных.

Литература

1. Съёмщиков Е. С., Глазунова А. М. «Построение модели функционирования электроэнергетической системы», научные труды IV международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» – 2014. – С. 116–120.
2. Глазунова А. М., Аксаева Е. С. «Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы», Электричество. – 12. – 2013. – С. 21-29.
3. Гаральд Крамер. Математические методы статистики. Москва: Издательство МИР. – 1975. – С. 648.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ В ЗАДАЧЕ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС

А.В. Тихонов

Введение

В мире наметилась устойчивая тенденция внедрения в электрические сети электроэнергетических систем управляемых устройств на базе силовой электроники – FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems). FACTS – это, на сегодняшний день, одна из наиболее перспективных электросетевых технологий [1,2]. В этом случае электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей. Данная технология обеспечивает регулирование взаимосвязанных параметров, включая сопротивления, токи, напряжения, углы фазовых сдвигов, затухание колебаний на разных частотах и др., и открывает новые возможности для управления электроэнергетическими системами.

Среди технических устройств FACTS перспективно комплексное использование сверхпроводниковых (СП) ограничителей тока (СОТ), СП управляемых реакторов, статических тиристорных компенсаторов (СТК), статических компенсаторов на базе преобразователей напряжения (СТАТКОМ) или других демпферно-компенсирующих устройств, СП синхронных компенсаторов (СК). В настоящее время активно ведутся исследования по включению моделей таких устройств в схему замещения при расчете установившегося режима (УР) как в нашей стране [2-4], так и за рубежом [5-7].

Для формирования расчетной модели текущего режима электроэнергетической системы (ЭЭС) используются методы оценивания состояния (ОС). ОС – важная процедура, обеспечивающая управление ЭЭС надежной и качественной информацией [8]. Результатом ОС является расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС на основе измерений параметров режима и данных о состоянии топологии схемы. Полученная в результате ОС модель текущего режима ЭЭС используется для решения задач оперативного и противоаварийного управления. Разработка математических моделей ЭЭС для ОС с учетом устройств FACTS, а также исследование влияния этих моделей на эффективность методов ОС является актуальной задачей сегодняшнего дня.

Усовершенствованная полупроводниковая технология открыла в начале 90-х годов прошлого века путь к изготовлению запираемых (GTO и GCT) тиристоров, мощных транзисторов (IGBT) и быстродействующих диодов, шкала параметров которых охватывает напряжения от 2500 до 6000 В, а отключаемые токи от 1500 до 4000 А. Новая элементная база дала возможность приступить к созданию нового класса преобразователей – преобразователей напряжения и различных статических устройств на их основе (СТАТКОМ, параллельно-последовательный регулятор мощности, линии и вставки постоянного тока с новыми качествами, сеть постоянно-переменного тока, широкополосные активные и гибридные фильтры, фликер-компенсаторы и др. [9]

Одним из видов устройств FACTS являются статические синхронные компенсаторы (СТАТКОМ). Это многофункциональное статическое устройство, обеспечивающее стабилизацию напряжения и плавное регулирование потребляемой и (или) выдаваемой им реактивной мощности на шинах его подключения.

В работе представлены модифицированные алгоритмы ОС при включении моделей СТАТКОМ в схему замещения ЭЭС.

Устройство СТАТКОМ

СТАТКОМ (STATic COMpensator – STATCOM)) – одно из ключевых устройств FACTS. Как и большинство устройств FACTS, СТАТКОМ является тиристорно управляемым источником реактивной мощности, обеспечивающим поддержание заданного значения напряжения посредством потребления или генерации реактивной мощности в точке подключения без использования дополнительных внешних реакторов или конденсаторных батарей большой мощности.

Устройства СТАТКОМ используют тиристоры с возможностью отключения (GTO или IGCT), либо силовые транзисторы (IGBT).

СТАТКОМ может быть основан на использовании преобразователя напряжения (ПН) или преобразователя тока (ПТ). На рис. 1 приведена упрощенная схема СТАТКОМ с ПН.

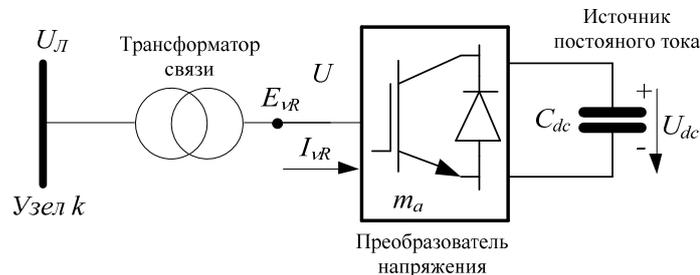


Рис. 1. Структура СТАТКОМ с преобразователем напряжения

Управление перетоком реактивной мощности между преобразователем и ЭЭС переменного тока осуществляется путем изменения величины выходного напряжения, U . При превышении значения выходного напряжения ПН U по отношению к напряжению в линии,

U_L формируется опережающий ток. В этом случае СТАТКОМ работает в емкостном режиме и происходит генерация реактивной мощности. При уменьшении значения выходного напряжения U ниже напряжения в линии U_L , формируется отстающий ток, и СТАТКОМ работает в индуктивном режиме. В этом случае происходит потребление реактивной мощности. При равенстве напряжений $U_L = U$ перетока мощности не происходит.

В СТАТКОМе задается уставка напряжения U_{ref} , статизм по напряжению, X_{ST} и диапазоны изменения тока I_{min} , I_{max} . На рис. 2 показана вольтамперная характеристика устройства СТАТКОМ.

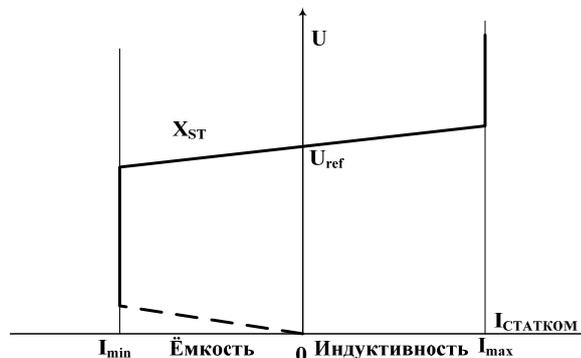


Рис.2. Вольтамперная характеристика устройства СТАТКОМ

Устройства СТАТКОМ используют GTO или IGBT технологии с широтно-импульсной модуляцией, которые позволяют контролировать амплитуду и фазу напряжения за счет быстрых переключений GTO или IGBT элементов. Высокие частоты модуляции позволяют существенно снизить уровень высших гармоник в выходном сигнале.

Тиристорный преобразователь СТАТКОМА обеспечивает обмен реактивной мощностью между фазами сети. Благодаря этому СТАТКОМ способен как генерировать, так и потреблять реактивную мощность.

СТАТКОМ отличается высоким быстродействием и малыми габаритами. Принципиально способен регулировать не только величину, но и фазу напряжения в электрической сети, к которой он подключен. При наличии в звене постоянного тока накопительного устройства (аккумулятор и др.) он также способен обеспечить регулирование активной мощности.

Моделирование СТАТКОМ при расчёте УР

В работах [3,4,7] были рассмотрены два алгоритма моделирования СТАТКОМ при расчёте УР.

Первый алгоритм.

СТАТКОМ моделируется переменной реактивной проводимостью, B , которая зависит от напряжения U в точке подключения. Величина проводимости в зависимости от отклонения напряжения $(U-U_{ref})$ ступенчато уменьшается или увеличивается до одного из значений B_{max} или B_{min} . Точность модели определяется количеством ступеней, на которые разделена проводимость B .

Второй алгоритм.

СТАТКОМ можно представить как источник напряжения за некоторым шунтом $Z_{\nu R}$, рис.3., проводимость которого в о.е. равна статизму.

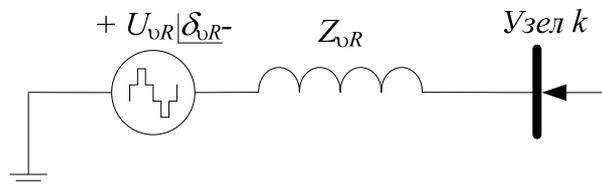


Рис. 3. Эквивалентная схема замещения устройства СТАТКОМ

При этом управляющими переменными будет амплитуда напряжения, $U_{\nu R}$ и угол $\delta_{\nu R}$ преобразователя являются переменными состояниями.

Для активной и реактивной компонент мощности преобразователя и шины k можно написать следующий набор уравнений [7]:

$$\begin{aligned}
 P_{\nu R} &= U_{\nu R}^2 G_{\nu R} + U_{\nu R} U_k [G_{\nu R} \cos(\delta_{\nu R} - \theta_k) + B_{\nu R} \sin(\delta_{\nu R} - \theta_k)], \\
 Q_{\nu R} &= -U_{\nu R}^2 B_{\nu R} + U_{\nu R} U_k [G_{\nu R} \sin(\delta_{\nu R} - \theta_k) - B_{\nu R} \cos(\delta_{\nu R} - \theta_k)], \\
 P_k &= U_k^2 G_{\nu R} + U_k U_{\nu R} [G_{\nu R} \cos(\theta_k - \delta_{\nu R}) + B_{\nu R} \sin(\theta_k - \delta_{\nu R})], \\
 Q_k &= -U_k^2 B_{\nu R} + U_k U_{\nu R} [G_{\nu R} \sin(\theta_k - \delta_{\nu R}) - B_{\nu R} \cos(\theta_k - \delta_{\nu R})].
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Полная запись линеаризованной модели (1) дана в [7].

Задача оценивания состояния ЭЭС

Оценивание состояния электроэнергетической системы – это расчет параметров режима, выполненный по данным измерений. [8] В качестве измерений при ОС ЭЭС в

основном используются телеизмерения (ТИ), получаемые от системы SCADA: модули узловых напряжений U_i , генерации активных P_{zi} и реактивных Q_{ij} мощностей в узлах, перетоки мощностей в трансформаторах и линиях P_{ij}, Q_{ij} , реже – токи в узлах и в линиях I_i, I_{ij} . Соответственно, вектор измерений выглядит как:

$$\bar{y} = \{P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij}\} \quad (2)$$

При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния x размерностью $2n-1$ (где n - число узлов расчетной схемы), включающего модули U и фазовые углы δ напряжений $x = (\delta, U)$, кроме фиксированной фазы базисного узла. Такой вектор состояния однозначно определяет все остальные переменные режима.

Математическая постановка задачи ОС сводится к минимизации целевой функции

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \quad (3)$$

т.е. к поиску оценок вектора состояния \hat{x} , здесь R_y^{-1} диагональная матрица весовых коэффициентов, элементы которой обратны дисперсиям измерений, характеризующим их точность.

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно. При этом на каждой итерации решается нормализованная система уравнений относительно вектора поправок

$$\Delta x_k = [H_k^T R_y^{-1} H_k]^{-1} H_k^T R_y^{-1} [\bar{y} - y(x_k)] \quad (4)$$

здесь $H_k = \frac{\partial y}{\partial x}$ матрица Якоби, вычисленная на k -той итерации.

Моделирование СТАТКОМ при ОС ЭЭС

В первом алгоритме СТАТКОМ моделируется шунтом переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением.

Данный алгоритм полностью идентичен алгоритму моделирования СТК, приведенному в [10], поэтому здесь не будем рассматривать подробно.

Во втором алгоритме СТАТКОМ моделируется как источник напряжения за некоторым шунтом Z_{vR} .

Параметры управления СТАТКОМа (напряжение U_{vR} и угол δ_{vR} преобразователя) являются компонентами вектора состояния при ОС, поэтому такая модель легко включается в алгоритм ОС.

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта:

1. В узле i , где необходимо «держать» напряжение, задаем ветвь с фиктивным узлом.

2. Параметры ветви: активное сопротивление $R=0$ Ом, величина реактивного сопротивления X принимается равной статизму характеристики СТАТКОМа, приведенной на рис. 2. В нашем примере $X=0,864$ Ом.

3. Фиксируем напряжение в узле i на требуемой величине, задавая его измерением с нулевой (очень малой дисперсией).

4. Узел i задаём транзитным.

5. Фиктивный узел задаем транзитным по активной мощности.

6. Выполняем оценивание состояния. В процессе расчета определяется инъекция реактивной мощности $Q_{СТАТКОМ}$ в точке подключения СТАТКОМа, необходимая для поддержания требуемого значения напряжения.

7. Проверяем условие:

$$Q_{min} < Q_{СТАТКОМ} < Q_{max} \quad (5)$$

в которое, как показано в [10], может быть преобразовано условие $I_{min} < I_{СТАТКОМ} < I_{max}$ в диапазоне регулирования. Контроль условия:

$$U_{min} < U_{СТАТКОМ} < U_{max} \quad (6)$$

выполняется в процессе решения задачи ОС.

7.1. Если условие (5) выполняется, то переход на п.8.

7.2. Если условие (5) не выполняется, то работает алгоритм учета ограничений в форме неравенств на неизмеренные переменные, реализованный в ПВК "Оценка" [8].

8. Выход.

Результаты расчётов

В качестве тестовой схемы, для апробации предложенных методов, используется 19 узловая схема Иркутской энергосистемы, приведённая на рисунке 4.

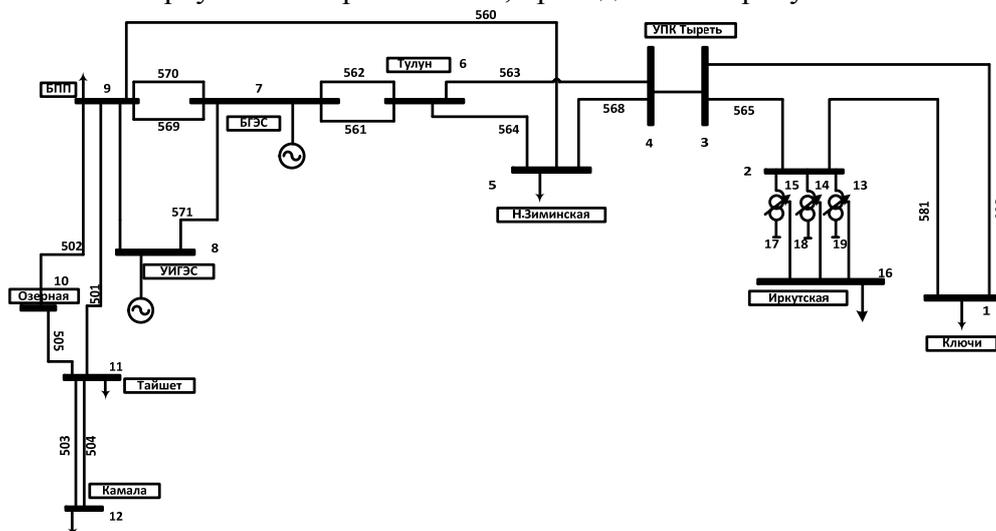


Рис.4. Схема Иркутской энергосистемы

Для включения в модель были использованы СТАТКОМ с мощностью блоков инверторов (БИ) по 50 Мвар на напряжении 11 кВ. СТАТКОМ смоделирован на низкой стороне АТ подстанции Иркутская (узлы 17,18,19).

В состав каждого СТАТКОМа входят:

1. Входные фазные реакторы обеспечивают работу инверторов напряжения в режиме источников регулируемого тока и ограничивают тока КЗ. Мощность фазных реакторов на частоте сети не менее 20 % от мощности блока инвертора для обеспечения требуемых коэффициентов несинусоидальности тока и напряжения в точке подключения и на шинах ВН подстанции.

2. Блок инвертора – трехфазный мостовой инвертор, выполненный на мощных IGBT-приборах при трехуровневой NPC схеме с емкостным накопителем. Каждое плечо инвертора состоит из последовательно соединённых приборов, один из которых избыточный. Номинальная мощность блока инвертора 25 Мвар. В режиме форсировки (10 сек) мощность блока может быть увеличена до 35 Мвар. Суммарная мощность сборки 100 Мвар.

3. Индивидуальные выключатели каждого блока инвертора для отключения блока при его отказе или срабатывании защит.

Для проверки эффективности второго алгоритма были проведены сравнительные расчёт с установкой в узлах 17,18,19 СТАТКОМов, либо СТК [10].

Результаты сравнительных расчётов СТАТКОМа и СТК приведены в таблице.

Таблица

Результаты расчётов									
Узел	U _{изм}	U _{ос}	δ	P _{изм}	P _{ос}	Q _{изм}	Q _{ос}	$b_{СТК}$	α
№	кВ	кВ	град	МВт	МВт	МВар	Мвар	мкСим	
Расчёт со СТАТКОМ									
16	220	224	-7,9	-381	-382	-402	-402		
17	10,5	10,5	-8,0	-	0,0				
18	10,5	10,5	-8,0	-	0,00				
19	10,5	10,5	-8,0	-	0,00				
177	-	11,4	-8,0	-	0,00		11		
188	-	11,4	-8,0	-	0,00		11		
199	-	11,4	-8,0	-	0,00		11		
Расчёт с СТК									
16	220	223,64	-7,9	-382	-394	-402	-396,67		
17	10,5	10,55	-8,0	-	0,00		10	0,090	-0,934
18	10,5	10,55	-8,0	-	0,00		10	0,090	-0,934
19	10,5	10,55	-8,0	-	0,00		10	0,090	-0,934

Расчёты по первому алгоритму не выполнялись в связи с простотой методики. При расчете по второму алгоритму для моделирования СТАТКОМа в схему были добавлены фиктивные узлы 177, 188, 199 и ветви 17-177, 18-188, 19-199.

Как видно из таблицы, сравнительные расчёты при включении двух устройствам регулирования реактивной мощности (СТК, СТАТКОМ) практически совпадают (в пределах заданной точности расчета).

Сравним алгоритмы моделирования СТАТКОМ и СТК в задаче ОС ЭЭС.

Согласно алгоритму для моделирования СТК требуется включение в вектор состояния дополнительных компонентов, но это позволяет определять угол управления α в темпе процесса [10]. Хотя это несколько увеличит число итераций, но позволяет формировать математическую модель энергосистемы с включённым в неё СТК, которая не требует дополнительных подготовительных или последующих расчётов и может быть использована для автономной работы в различных программно-вычислительных комплексах (ПВК). Основным недостатком алгоритма является то, что алгоритм достаточно сложно реализуем и должен подстраиваться под конкретную программу ОС с учетом ее особенностей и ограничений применяемых методов

СТАТКОМ моделируется дополнительной ветвью в узле установки СТАТКОМа с источником напряжения. Алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть реализован практически в любом ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.) без изменения кода программы и введения новых компонентов в вектор состояния, как при включении модели СТК в задачу ОС ЭЭС. Данный алгоритм не требует непосредственного участия оператора в расчётах и может работать в темпе процесса. Сходимость наблюдается на 3-й итерации. Необходимым условием для реализации модели СТАТКОМа в ПВК оценивания состояния является наличие блока учета ограничений в форме неравенств на измеренные и неизмеренные переменные.

Таким образом, моделирование СТАТКОМа реализуемо в задаче оценки состояния ЭЭС и, как показывает расчёт, дает идентичные результаты, Моделирование СТАТКОМа не требует дополнительного вмешательства в работу программы. Также

можно отметить, что по сравнению с СТК, СТАТКОМ может применяться при больших снижениях напряжения, обладает более быстрой реакцией на изменения режима системы и не модулирует гармонические колебания.

Выводы

1. Разработаны два алгоритма моделирования СТАТКОМ при решении задачи ОС ЭЭС.

2. Первый алгоритм моделирования СТАТКОМа легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть реализован в автоматизированном программном комплексе управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения.

3. Второй алгоритм позволяет определять угол и напряжения СТАТКОМа в процессе решения задачи ОС и получить оценки с минимальным числом промежуточных расчётов.

4. Первый алгоритм требует участия оператора и подходит для проведения единичных расчетов. В то время как второй алгоритм позволяет исключить участие оператора в расчёте и является наиболее перспективным для включения в модель и получения оценок в темпе процесса.

Литература

1. Фортов В.Е. и Макаров А.А. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. – Москва: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. – 235с.
2. Аметистов Е.В. Основы современной энергетики. В 2 т. Т.2. Современная электроэнергетика. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с.
3. Воропай Н.И., Осак А.Б. Научно-технический отчёт по теме: «Разработка оборудования и систем управления крупных энергетических систем, шифр 2008-0-2.7-31-01-007». – Иркутск, 2009.
4. Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Александров А. С., Максименко Д. М. Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2012. – № 66(1). С. 22–28.
5. Hingorani N.G., Narain G. Understanding FACTS // IEEE Press. – 1999.
6. Hingorani N. G. and Gyugyi L. Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems // IEEE Press, New York. – 2000.
7. Acha E., Fuerte-Esquivel C. R., Ambriz-Perez H., Angeles-Camacho C. FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks. – England: JohnWiley&Sons, Ltd, 2004. – 403 с.
8. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.
9. Кочкин В. И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП. Управляемая передача мощности // Новости ЭлектроТехники, – 2007, № 4(46). – С. 2–6.
10. Тихонов А.В. Моделирование статических тиристорных компенсаторов в задаче оценивания состояния ЭЭС // Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Системные исследования в энергетике, 2014. – Выпуск 44. – С. 64–72.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ С УЧЕТОМ РАЗРЕЖЕННОСТИ

О.О. Хамисов

Введение

В данной работе рассматривается задача потокораспределения в гидравлических сетях. Математическое описание установившихся режимов движения жидкости в системах труб и методы расчета параметров этих режимов появляется в связи с необходимостью поиска оптимальных режимов функционирования трубопроводных и гидравлических систем. В силу того, что данная задача требует рассмотрения гидравлических цепей большой размерности, возникает необходимость применения методов работы с разреженными структурами данных. Для работы с разреженными матрицами используются алгоритмы символьной факторизации, вложенных сечений и левосторонний метод Холецкого. Приведены результаты численного эксперимента.

Постановка задачи

Рассматривается задача потокораспределения в следующей постановке [1].

$$F(x) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{f_i(x_i)x_i}{1 + \beta_i} - H_i x_i \right) \rightarrow \min, x \in \mathbb{R}^n, \quad (1)$$

$$Ax = Q, A \in \mathbb{R}^{m \times n}, Q \in \mathbb{R}^m, \quad (1)$$

$$\underline{x}_i \leq x_i, i \in I_1; x_i \leq \bar{x}_i, i \in I_2; \underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i, i \in I_3, \quad (2)$$

где $f_i(x_i) = s_i |x_i|^{\beta-1} x_i$, $I_1 \subseteq \{1, \dots, n\}$, $I_2 \subseteq \{1, \dots, n\}$, $I_3 \subseteq \{1, \dots, n\}$. Здесь H_i – коэффициенты напора, s_j – коэффициенты сопротивления i -й дуги, A – матрица соединений. Q_i – значения расхода среды в i -м узле. Для решения данной задачи используется метод внутренних точек [2].

Метод внутренних точек

Пусть x^0 – точка, строго удовлетворяющая (2), тогда для $k \geq 0$.

$$\sigma_i^k = \begin{cases} (x_i^k - \underline{x}_i)^2, i \in I_1 \\ (x_i^k - \bar{x}_i)^2, i \in I_2 \\ \min \{ (x_i^k - \underline{x}_i)^2, (x_i^k - \bar{x}_i)^2 \}, i \in I_3 \\ 1, i \in I_1 \cup I_2 \cup I_3 \end{cases}, \quad (3)$$

$$D^k = \text{diag}(\sigma_1^k, \dots, \sigma_n^k), W^k = AD^k, B^k = W^k A^T, \quad (4)$$

$$c^k = \nabla F(x^k), d^k = W^k c^k, \quad (5)$$

$$u^k: B^k u^k = d^k,$$

$$\delta^k = u^k A - c^k, s^k = D^k \delta^k,$$

$$\lambda_k = \arg \min_{\lambda \in [0,1]} \{F(x^k + \lambda s^k)\},$$

$$x^{k+1} = x^k + \lambda_k s^k,$$

$$\Phi_k = \sum_{i=1}^n \sigma_i \delta_i^2.$$

Условие остановки имеет вид

$$\sqrt{\Phi_k} < \epsilon,$$

где $\epsilon > 0$ – заданная точность. Если в данной задаче отсутствуют ограничения вида (2), то $\sigma_i^k = 1 \forall k > 0, i = \overline{1, n}$, матрицы D^k, W^k, B^k являются неизменными для любой итерации, и их можно вычислить заранее. Следует отметить, что в силу линейности ограничений (1) и (2) вектор x^{k+1} всегда является допустимым.

При работе представленной процедуры самыми трудоемкими операциями являются перемножение матриц на шаге (4) и решение системы линейных уравнений на шаге (5). Матрица B^k является положительно определенной при условии отличия от нуля всех x_i , поэтому для решения данной системы линейных уравнений используется метод Холецкого. В силу того, что операции на этапах (4) и (5) проводятся над разреженными матрицами большой размерности, основное внимание в данной работе сконцентрировано на применении методов работы с разреженными матрицами для эффективной реализации метода внутренней точки.

Поиск ненулевой структуры

При проведении операций над разреженными матрицами, во избежание вычисления заведомо нулевых элементов, имеет смысл определить номера строк и столбцов ненулевых элементов (структуру) получаемых матриц или векторов, то есть провести символьную факторизацию. Следует отметить, что структуры матриц B^k , и матриц Холецкого $L^k; L^k(L^k)^T = B^k$ остаются неизменными из итерации в итерацию и, как следствие, могут быть найдены до начала итеративного процесса. Далее понадобится следующее определение. Структуры i -й строки и j -го столбца матрицы A определяются следующими формулами:

$$Struct[A_{i*}] = \{j | a_{ij} \neq 0, i > j\}, Struct[A_{*j}] = \{i | a_{ij} \neq 0, i < j\}.$$

Тогда, для матрицы $B^k = AD^kA^T$ имеет место следующая формула [3]

$$B_{*j} = \bigcup_{i \in A_{j*}} A_{*i},$$

где $A_{j*} = Struct[A_{j*}], A_{*i} = Struct[A_{*i}], B_{*j} = Struct[B_{*j}^k] \forall k \geq 0$. Здесь и далее при вычислении структуры не учитываются численные сокращения.

Для нахождения структуры матрицы Холецкого введем определение графа матрицы. Пусть $B \in \mathbb{R}^{n \times n}$ – симметричная матрица, неориентированный граф $G(B) = (V, E)$, соответствующий данной матрице, определяется следующим образом: $V = \{1, \dots, n\}, E = \{(i, j) | b_{ij} \neq 0, i < j\}$. При этом, если B – ассиметричная матрица, то $G(B)$ – ориентированный граф с множеством ребер $E = \{(i \rightarrow j) | b_{ij} \neq 0\}$

Графом заполнения называется неориентированный граф $G^+(B) = (V^+, E^+)$ симметричной матрицы, содержащий граф $G(A)$, а также дополнительные ребра (i, j) такие, что существует путь в $G(A)$ из i в j через вершины с номерами меньшими, чем $\min(i, j)$.

Следует отметить, что для любой симметричной положительно-определенной матрицы B имеет место следующее равенство:

$$G^+(B) = G(L + L^T),$$

где L – матрица Холецкого. Таким образом, задача поиска структуры матрицы L сводится к задаче поиска графа $G^+(B)$. Нахождение такого графа, согласно его определению, требует выполнения количества операций, соответствующего порядку количества ненулевых элементов матрицы B . Для улучшения этой скорости используются следующие теоремы и определения. Деревом исключения матрицы B называется дерево $T(B)$, состоящее из n вершин. Предок i -й вершины определяется следующим образом:

$$\text{parent}(i) = \min\{j \mid j > i, (i, j) \in G^+(B)\}.$$

$T(B)$ является деревом поиска в глубину на графе $G^+(B)$.

Поиск символьной структуры треугольной матрицы

В процессе разложения Холецкого $LL^T = B$ вычисление k -й строки матрицы является решением следующей треугольной системы:

$$L_{0..k-1, 0..k-1}x = B_{0..k-1, k}$$

Следует отметить, что множество ненулевых элементов $B_{0..k-1, k}$ совпадает с $B_{0..k}$.

Алгоритм для решения такой системы выглядит следующим образом:

```

x = B_{0..k-1, k}
for j = 1 to k - 1 do
  if x_j ≠ 0
    for each i: i > j, a_{ij} ≠ 0 do
      x_i = x_i - L_{ij}x_j
  
```

В используемой реализации метода Холецкого матрица $L_{0..k-1, 0..k-1}$ и векторы x и $B_{0..k-1, k}$ являются разреженными, поэтому появляется необходимость определения ненулевой структуры вектора $x: \chi = \{j \mid x_j \neq 0\}$. Она задается согласно следующим утверждениям:

1. $b_i \neq 0 \Rightarrow x_i \neq 0$.
2. $x_j \neq 0 \wedge \exists i (L_{ij} \neq 0) \Rightarrow x_i \neq 0$.

Данные утверждения доказывают следующую теорему.

Теорема 1 [3]. Пусть $G(L_{0..k-1, 0..k-1})$ – орграф матрицы $L_{0..k-1, 0..k-1}$. Тогда структура $\chi = \{j \mid x_j \neq 0\}$ вектора $x = L_{0..k-1, 0..k-1}^{-1}p$ определяется следующим образом:

$$\chi = \text{Reach}_{L_{0..k-1, 0..k-1}}(B_{0..k}), \quad (7)$$

где $\text{Reach}_{L_{0..k-1, 0..k-1}}(B_{0..k})$ – множество вершин d таких, что $\exists (a, p) \in G(L_{0..k-1, 0..k-1}), p \in B_{0..k}$. Поиск χ может быть осуществлен посредством поиска в глубину на $G(L_{0..k-1, 0..k-1})$. Так как $G^+(B) = G(L + L^T)$, то $G(L)$ можно получить из $G^+(B)$, добавив ребрам направленность от элементов с меньшими номерами к элементам с большими номерами. Граф $G(L_{0..k-1, 0..k-1})$ и соответствующее ему дерево исключения $T(B_{0..k-1, 0..k-1})$, получаются из $G(L)$ и $T(B)$ исключением вершин k, \dots, n вместе с прилегающими к ним ребрами. В силу того, что $T(B_{0..k-1, 0..k-1})$ является деревом поиска в глубину для графа $G(L_{0..k-1, 0..k-1})$,

алгоритм поиска χ имеет следующий порядок действий: производится обход дерева $T(B_{0..k-1,0..k-1})$ из каждой его вершины, принадлежащей множеству \mathcal{B}_k , по направлению к корню. Тогда множество χ будет состоять из всех обходных вершин.

Хранение разреженной матрицы

Для описания символьной факторизации матрицы Холецкого необходимо представить способ хранения разреженных матриц на компьютере. Разреженные матрицы хранятся в столбцовом формате. Для хранения произвольной матрицы B используются три массива, задаваемые следующим образом:

1. Массив x хранит значения ненулевых элементов матрицы B , сгруппированные по столбцам.
2. Массив e хранит столбцовые индексы элементов матрицы A таким образом, что, если x_k содержит элемент b_{ij} , то $e_k = i$.
3. Массив p хранит 0 первым элементом, на i -м месте хранится увеличенный на единицу индекс последнего элемента массива x , содержащего элемент i -го столбца.

Символьная факторизация для метода Холецкого

Для получения структуры матрицы L используется результат следующей теоремы.

Теорема 2 [3]. Пусть $\mathcal{L}_{i,t}$ и $\mathcal{B}_{i,t}$ – множества номеров строк ненулевых элементов в i -м столбце матриц L и A соответственно (ненулевые шаблоны столбцов). Тогда

$$\mathcal{L}_{i,t} = \mathcal{B}_{i,t} \cup \{t\} \cup \left(\bigcup_{s \in \{k \mid t = \text{parent}(k)\}} \mathcal{L}_{i,s} \setminus \{s\} \right).$$

Перед непосредственным применением данной теоремы для вычисления номеров ненулевых строк и столбцов элементов матрицы L , для эффективной работы программы необходимо выделить память под хранение этих номеров, поэтому сначала вычисляется количество ненулевых элементов, и, в силу того, что матрицы хранятся в столбцовом виде, вычисляется количество ненулевых элементов в каждом столбце.

Введем следующие определения. Скелетной матрицей матрицы B называется \bar{B} – матрица с наименьшим количеством ненулевых элементов из множества матриц \bar{B} таких, что $G^+(\bar{B}) = G^+(B)$, и задается следующим образом: $\bar{b}_{ij} \neq 0$ – ненулевой элемент матрицы \bar{B} , тогда и только тогда, когда j – лист в i -м строчном поддереве.

Для дерева исключения $T(B)$ j -м строчным поддеревом называется дерево $T^j(B)$, получающееся из дерева путем удаления узлов, не принадлежащих $\text{Struct}[B_{i,t}]$, с сохранением наследственных связей между оставшимися элементами.

Наименьший общий предок двух узлов a и b некоторого пронумерованного в обратном порядке дерева T – общий предок q этих узлов с наименьшим номером и будет далее обозначаться $q = \text{lca}(a, b)$.

Вычисление количества ненулевых элементов в столбцах $c_i = |\mathcal{L}_{i,t}|$ может быть выполнено за $O(|L|)$ операций, где $|L|$ – количество ненулевых элементов в матрице L . Из теоремы 2:

$$c_i = |\mathcal{B}_{st}^i| + \left| \bigcup_{s \in \{k | i = \text{parent}(k)\}} \mathcal{L}_{st} \setminus \{s\} \right| = |\mathcal{B}_{st}^i| - e_i + \left| \bigcup_{s \in \{k | i = \text{parent}(k)\}} \mathcal{L}_{st} \right|$$

где e_i – количество потомков i -го узла в дереве исключения, \mathcal{B}_{st}^i – структура i -го столбца скелетной матрицы. Обозначим за a_j количество повторений номера j среди структур столбцов, чьи номера являются потомками номера i , тогда имеет место следующая формула:

$$c_i = |\mathcal{B}_{st}^i| - e_i + a_i + \sum_{s \in \{k | i = \text{parent}(k)\}} c_s.$$

Отметим, что узел j принадлежит $T^i(\mathcal{B})$, тогда и только тогда, когда $i \in \mathcal{L}_{st}^j$. Число повторений a_j может быть определено следующим правилам.

1. Если $j \notin T^i(\mathcal{B})$, то $i \notin \mathcal{L}_{st}^j$, и i -й ряд не влияет на a_j .
2. Если j – лист $T^i(\mathcal{A})$, то $b_{ij} \neq 0$ в скелетной матрице. i -я строка не влияет на a_j , так как i не является потомком j .
3. Если j – не лист $T^i(\mathcal{B})$, то обозначим за d_{ij} количество потомков j в $T^i(\mathcal{B})$. i -й элемент является ненулевым в каждом из d_{ij} столбцов, поэтому i -й лист добавляет $d_{ij} - 1$ повторений к a_j .

Введем обозначение $\Delta_i = |\mathcal{B}_{st}^i| - e_i + a_i$. Значения $c_i = \Delta_i + \sum_{s \in \{k | i = \text{parent}(k)\}} c_s$ могут быть найдены при помощи следующего алгоритма:

```
function c_count
     $\Delta_i = 0$  для всех  $i$ 
    for  $k = 1$  to  $n$  do
        if  $k$  – не корень then
             $\Delta_{\text{parent}(k)} = \Delta_{\text{parent}(k)} - 1$ 
        for  $p \in \mathcal{B}_{st}^k$  в порядке обратного обхода дерева  $T(\mathcal{B})$  do
             $\Delta_k = \Delta_k + 1$ 
            if  $p$  – не последний элемент в  $\mathcal{B}_{st}^k$  then
                 $p' =$  элемент в  $\mathcal{B}_{st}^k$ , следующий за  $p$ 
                 $q = \text{lca}(p, p')$ 
                 $\Delta_q = \Delta_q - 1$ 
     $c_i = \Delta_i$  для всех  $i$ 
    for  $i = 1$  to  $n$  do
         $c_{\text{parent}(i)} = c_{\text{parent}(i)} + c_i$ 
```

После нахождения количества ненулевых элементов производится расчет \mathcal{L}_{st} . Обозначим через $\mathcal{L}_{st}^k = \text{Struct}[\mathcal{L}_{st}^k]$. Согласно формуле (7)

$$\mathcal{L}_{st}^k = \text{Reach}_{\mathcal{L}_{st}^k - 1, \mathcal{B}_{st}^k - 1}(\mathcal{B}_{st}^k).$$

Следует отметить, что для вычисления шаблона в формуле не используются числовые значения элементов матрицы, достаточно знать первые $j - 1$ структур строк. Таким

образом, для получения ненулевых шаблонов столбцов матрицы L используется следующий алгоритм

```
function  $L\_struct$ 
  for  $j = 1$  to  $n$  do
     $\mathcal{L}_{j:n} = Reach_{\mathcal{L}_{0:nj-1}, \mathcal{L}_{0:nj-1}}(\mathcal{B}_{:jk})$ 
    for  $l \in \mathcal{L}_{j:n}$  do
       $\mathcal{L}_{:l} = \mathcal{L}_{:l} \cup \{k\}$ 
```

Вычисление числовых значений.

Для удобства описания введем две следующие функции:

```
function  $cdtv(k)$ 
   $l_{kk} = \sqrt{b_{kk}}$ 
  for  $l = k + 1$  to  $n$  do
     $l_{lk} = b_{lk} / l_{kk}$ 
```

```
function  $cmод(k, j)$ 
  for  $l = k$  to  $n$  do
     $b_{lk} = b_{lk} - l_{kj} l_{lj}$ 
```

С учетом этих функций, метод Холецкого можно записать в следующем виде

```
for  $k = 1$  to  $n$  do
  for  $j \in \mathcal{L}_{k:n}$  do
     $cmод(k, j)$ 
   $cdtv(k)$ 
```

Для описания параллельной версии алгоритма, работающей на многопроцессорных компьютерах с общей памятью отметим приоритет выполнения функций $cmод$ и $cdtv$ для l -й итерации внешнего цикла:

$$cmод(j, l), l = \overline{1, j-1} \rightarrow cdtv(j) \rightarrow cmод(k, j), k = \overline{j+1, n}.$$

В результате можно распараллелить вычисление $cmод(k, j), k = \overline{j+1, n}$ после $cdtv(j)$:

```
for  $k = 1$  to  $n$  do
   $cdtv(k)$ 
  for  $l = k + 1$  to  $n$  do (цикл распараллеливается)
     $cmод(l, k)$ 
```

Уменьшение заполненности матрицы L

В работе используется метод внутренних сечений, который путем перестановки строк и столбцов матрицы B с сохранением симметрии уменьшает заполненность матрицы Холецкого. Идея алгоритма заключается в преобразовании матрицы B к наиболее близкому блочно-диагональному виду с сохранением симметрии. Таким образом, заполнение при выполнении алгоритма Холецкого будет происходить в рамках таких блоков и практически отсутствовать вне их. Данный алгоритм имеет следующий вид:

1. Положить $G(B)$ в стек, положить $N = 1$.

2. Взять из стека верхний граф $G = (V, E)$, если стек пуст, то стоп.
3. Найти псевдо-периферийную вершину v графа G .
4. Построить структуру подуровней графа G из вершины v , глубина которой пусть будет равна M .
5. Если $M < 3$, то перейти к шагу 6, иначе перейти к шагу 7.
6. Пронумеровать вершины G числами от N до $N + |E|$, положить $N \leftarrow N + |E|$, перейти к шагу 2.
7. Найти минимальный разделитель R графа G , принадлежащий подуровню $\lfloor m/2 \rfloor$. Пронумеровать вершины R числами от N до $N + |R|$, положить $N \leftarrow N + |R|$.
8. Положить графы, полученные разделением графа G множеством R в стек, перейти к шагу 2.

Результаты вычислений

Ниже приводятся результаты предварительного численного эксперимента. Обозначения: n — количество узлов, m — количество связей, it — количество итераций метода внутренних точек, T — время в секундах. Вычисления производились на компьютере Intel Core i7/2.3GHz/16GB. Программа была написана на C++.

Таблица

Результаты работы программы

n	m	it	T	$nz(A)$	$nz(L)$
5000	7078	52	1.64	14153(0.035%)	1744268(7%)
10000	14144	56	11.72	23285(0.016%)	7142814(7.1%)
15000	21200	41	40.21	42397(0.013%)	16416802(7.2%)
20000	28323	55	89.45	56643(0.006%)	28459213(7.1%)
25000	46290	52	583.87	92576(0.008%)	101642294(16%)
30000	55392	58	870.28	110780(0.007%)	132320786(14%)
35000	64474	68	1286.67	128994(0.006%)	170499924(13.9%)
40000	73753	69	2074.64	147502(0.004%)	232206520(14.5%)
50000	92838	61	4116.37	185672(0.004%)	386503091(15.4%)

Тестирование проводилось следующим образом. Сначала задавалось количество узлов n , затем между узлами случайным образом задавались связи, от 1 до 4 для каждого узла, и подсчитывалось их общее количество. Вектор Q также задавался случайно, но с условием $\sum_{i=1}^n Q_i = 0$. Константы s_i полагались равными 10^{-3} , константы $H_i = 0$.

По результатам тестирования можно сделать следующие выводы. Удалось решить задачи со средними (несколько десятков тысяч переменных, количество переменных здесь равно m , количество ограничений — $(n - 1)$), согласно терминологии [4], размерностями. Количество итераций практически не зависит от размерности задачи. Наиболее затратная операция — разложение Холецкого (90% временных затрат), 1% занимает символьная факторизация, 2% — вычисление матрицы системы линейных уравнений, остальное — текущие затраты на вычисление скалярных произведений и т.д. на каждой итерации. Решение системы линейных уравнений после разложения Холецкого происходит очень быстро.

Литература

1. Меренков А.П., Хасилев В.Я. «Теория гидравлических цепей». – М.: Наука, 1985. – С. 92-96.
2. Дикин И.И. «Метод внутренних точек». – М.: КРАСАНД, 2010. - 120 с.
3. Davis T.A. «Direct Methods for Sparse Linear Systems». – SIAM, 2006.
4. Нестеров Ю.Е. «Введение в выпуклую оптимизацию». – М.: МЦНМО, 2010.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭЦ-12 С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ РАБОТЫ

В. Б. Шелехова

Введение

В современных условиях становится все более актуальной задачей повышение энергоэффективности производства тепловой и электрической энергии. При этом эффективность функционирования ТЭС должна рассматриваться не только с помощью показателей энергетической эффективности, но и с экономической точки зрения. Себестоимость производства электроэнергии на ТЭЦ-12 достаточно высока, объясняется это тем, что ТЭЦ строилась для обеспечения паром производственных предприятий, которые были закрыты и производство электроэнергии осуществляется по неэкономичному конденсационному циклу.

В настоящее время теплоснабжение города Черемхово осуществляется, кроме ТЭЦ-12 от 9 котельных общества с ограниченной ответственностью «Теплосервис», 16 котельных различных ведомств и 10 электрочотельных. Согласно постановлению №243 от 31 марта 2014 года «Об утверждении Схемы теплоснабжения муниципального образования «город Черемхово» сроком на 15 лет до 2028 года» [1] предусматривается максимальное использование существующих тепловых мощностей ТЭЦ-12, обязательный вывод из эксплуатации части небольших угольных котельных, оборудованных котлами с низким КПД и подключении абонентов этих котельных к тепловым сетям ТЭЦ-12. В период с 2014 по 2016 г. В Черемхово будет сдано 60,7 тыс. кв. м жилья, следовательно это обуславливает рост тепловых нагрузок.

План газификации Иркутской области [2] предусматривает поставку природного газа в наиболее крупные города, вследствие этого целесообразно рассмотреть возможность использования природного газа для выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ-12. В результате в перспективе существуют несколько вариантов решения вопросов теплоснабжения города.

Во-первых, возможен перевод котельных агрегатов на газообразное топливо. В этом случае сократится расход электроэнергии на подготовку топлива, а также плата за экологические выбросы, однако повысится топливная составляющая эксплуатационных затрат (в связи с его более высокой стоимостью).

Во-вторых, возможна замена существующего оборудования на ГТУ. Благодаря высокой маневренности, низким затратам при эксплуатации, отсутствии котельной установки с большим количеством вспомогательных устройств и простотой обслуживания ГТУ может быть экономически выгодным вариантом.

Анализ ситуации

Энергоснабжение города сталкивается со значительными проблемами: высокая себестоимость энергии, производимой на станции, повышение тепловых нагрузок, а также неспособность тепловых сетей перехода на расчетные теплогидравлические режимы. В связи с этим возникает вопрос определения направлений повышения эффективности энергоснабжения потребителей. В наибольшей степени теплоснабжения.

Согласно методике, приведенной в работе [3] были проведены многовариантные расчеты и исследования перспективных направлений модернизации ТЭЦ-12. Все рассматриваемые варианты были приведены к сопоставимым условиям равноэкономичности. Исходная информация основывалась на фактических и проектных данных работы станции, а также на проектных проработках сооружаемых источников.

Основные показатели работы ТЭЦ-12 представлены в табл. 1.

Таблица 1

Технико-экономические показатели ТЭЦ-12

Показатель	Единицы измерения	ТЭЦ, использующая в качестве топлива уголь
Состав оборудования	–	3×БКЗ-75-39 3×ТП-30 ПР-6-35/5/1,2 Р-6-3,4/0,5-1
Количество отпущенной электроэнергии	МВт ч/год	48487
Количество отпущенного тепла	Гкал/год	354349
Себестоимость электроэнергии	руб/ кВт ч	0,96
Себестоимость тепловой энергии	руб/Гкал	486,7

Согласно данным, представленным в табл. 1, производство электроэнергии на ТЭЦ-12 не является эффективным.

Проблема может решаться несколькими путями:

- повышение эффективности действующего источника;
- перевести на газ;
- построить ГТУ.

Перевод БКЗ-75-39 с угля на газ

Котлоагрегат БКЗ-75-39 ФБ, вертикально-водотрубный, одnobарабанный с естественной циркуляцией, с камерной топкой [4]. Технически перевод котельных агрегатов с угля на газ производится заменой пылеугольных горелок на газовые горелки. Себестоимость производства электроэнергии снижается на 23%, а тепловой энергии более чем на 20%.

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели варианта

	Единицы измерения	ТЭЦ, использующая в качестве топлива газ
1	2	3
Состав оборудования	–	3×БКЗ-75-39 ПР-6-35/5/1,2 Р-6-3,4/0,5-1
Теплопроизводительность к/а	Гкал/ч	146,4

Окончание табл. 2

1	2	3
Количество отпущенного тепла	Гкал	354349
Количество отпущенной электроэнергии	МВт ч	48487
Удельные капиталовложения	млн руб/(Гкал/ч)	1,7
Капиталовложения	млн руб	248,9
Издержки:		
Топливо		96,58
Зарплата		47,52
Амортизация	млн руб	10,7
Текущий ремонт		4,2
Прочие		12,5
Суммарные издержки	млн руб	171,5
Себестоимость производства электроэнергии	руб/кВт ч	0,74
Себестоимость производства тепловой энергии	руб/Гкал	382

Эффективность перевода ТЭЦ-12 на газ в зависимости от стоимости угля и газа приведена на рис. 1.

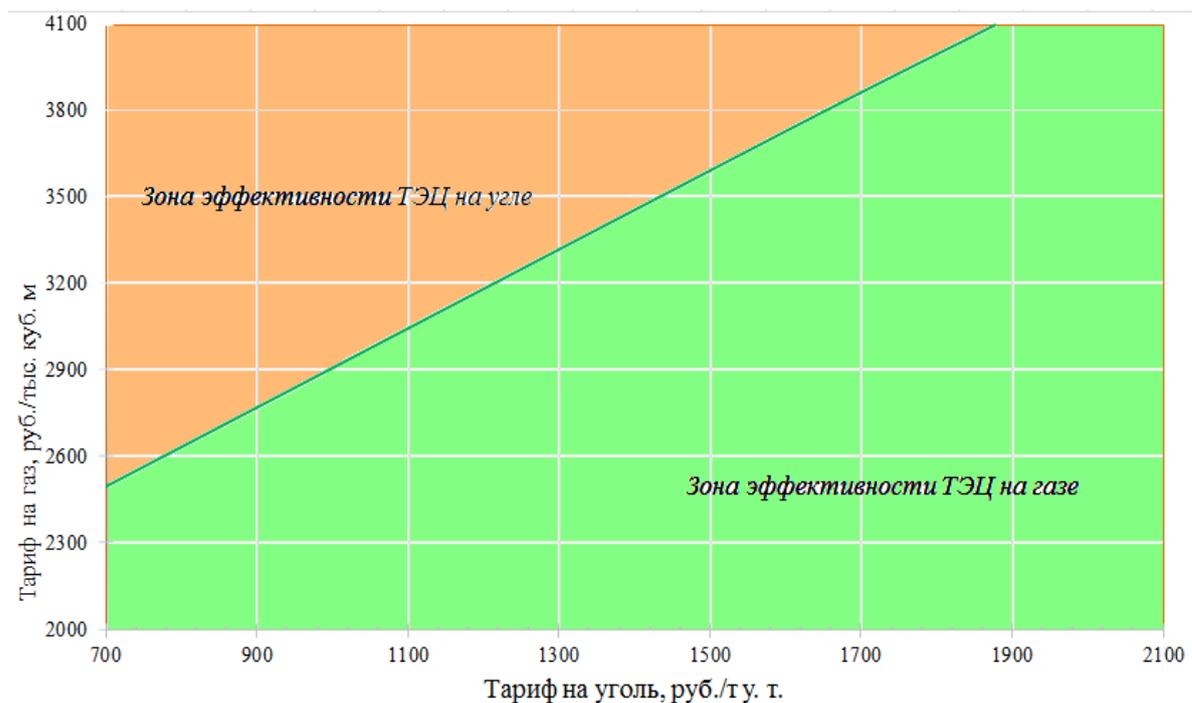


Рис. 1. Зоны эффективности ГТУ-ТЭЦ и ТЭЦ на угле

Замена основного оборудования на газотурбинные установки типа ГТЭ-6

Газотурбинное оборудование обладает рядом преимуществ по сравнению с паротурбинным в эксплуатации. Простота в обслуживании, высокая маневренность способствуют высокой экономичности. На ГТУ ТЭЦ предлагается установить (10+1)×ГТЭ-6 производства Уральского турбинного завода.

Рассматриваемые технико-экономические показатели по данному варианту электростанции приведены в табл. 3.

Таблица 3

Основные технико-экономические показатели варианта

	Единицы измерения	ТЭЦ, использующая в качестве топлива газ
Состав оборудования	–	(10+1)×ГТЭ-6
Теплопроизводительность	Гкал/ч	134,2
Количество отпущенного тепла	Гкал	354349
Количество отпущенной электроэнергии	МВт ч	160328
Удельные капиталовложения	млн руб/МВт	57
Капиталовложения	млн руб	3762
Издержки:		
Топливо		88,9
Зарплата		67,2
Амортизация	млн руб	161,8
Текущий ремонт		64,7
Прочие		58,7
Суммарные издержки	млн руб	441,3
Себестоимость производства электроэнергии	руб/кВт ч	1,21
Себестоимость производства тепловой энергии	руб/Гкал	696

Из данных, представленных в табл. 3 видно, что в данном варианте производится в 3 раза больше электроэнергии, чем в существующем и варианте перевода ТЭЦ-12 на газ.

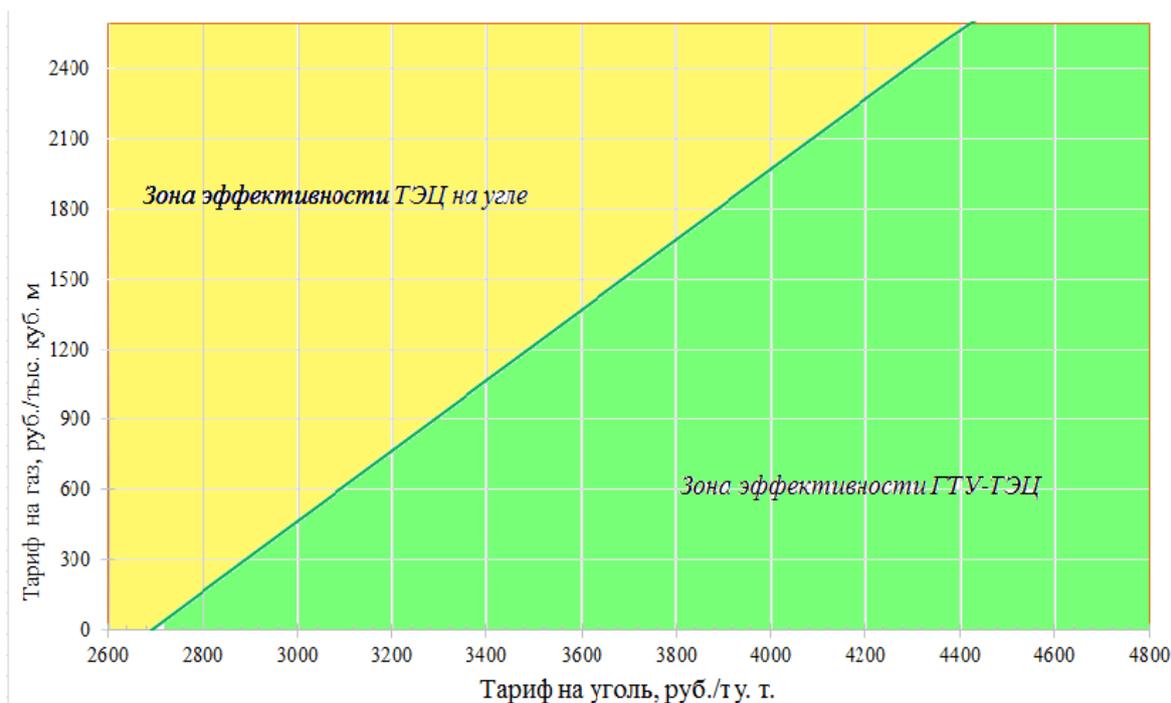


Рис. 2. Зоны эффективности ТЭЦ на газе и ТЭЦ на угле

Для приведения всех рассматриваемых ТЭЦ к условиям сопоставимой равноэкономичности, к годовым затратам вариантов действующего оборудования и перевода ТЭЦ-12 на газ добавляется стоимость дополнительной электроэнергии, выработанной ГТУ-ТЭЦ.

Таблица 4

Итоговое сравнение вариантов

Технико-экономические показатели	Существующее оборудование, использующее уголь	Перевод на газ существующего оборудования	ГТУ-ТЭЦ
Годовое количество отпущенной тепловой энергии, Гкал	354349	354349	354349
Годовое количество отпущенной электрической энергии, МВт ч	48487	48487	160328
Плата за нанесение экологического ущерба, млн руб.	1,05	0,224	0,272
Стоимость дополнительной отпущенной электроэнергии, млн руб	93,9	93,9	–
Годовые затраты, млн руб	313,3	265,3	441,6
Себестоимость э/э, руб/(кВт ч)	1,36	1,15	1,21
Себестоимость т/э, руб/(Гкал/ч)	699	592	696
Капиталовложения, млн руб	–	248,8	3762
Срок окупаемости, лет	–	3,1	–
Приведенные затраты, млн руб	313,3	285,9	753,9

Вывод

Любой вариант нового источника тепла с переводом на газ потребуют капитальных вложений. Наиболее затратным является вариант замены существующего оборудования на ГТУ из-за большой капитальной составляющей, однако себестоимость производства электроэнергии на ГТУ-ТЭЦ существенно ниже, чем себестоимость электроэнергии на в настоящее время.

Кроме того, уменьшатся выбросы вредных веществ, следовательно, плата за нанесение экологического ущерба также сократится.

Модернизация электростанции путем перевода существующего оборудования на газ потребует вложения определенных инвестиций, однако повышение эффективности производства тепловой и электрической энергии приведет в результате к снижению их себестоимости.

Таким образом, вариант перевода котельных агрегатов на газ является наиболее предпочтительным и может быть рекомендован для практической реализации.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 31.03.2014 N 243 «Об утверждении Схемы теплоснабжения муниципального образования «город Черемхово» сроком на 15 лет до 2028 года». – 142 с.
2. Постановление Правительства РФ от 18.10.2010 N 266-пп «Об утверждении долгосрочной целевой программы «Газификация Иркутской области на 2011-2015 годы». – 25 с.
3. Прузнер С. Л., Златопольский А. Н., Некрасов А.М. Экономика энергетики: учеб. для энерг. спец. вузов – 2-ое изд., перераб. и доп. – М.:Высш.шк., – 1984. – 424 с.
4. Федоров А. И. Пособие по эксплуатации барабанных котлов среднего и высокого давления. М.: Всероссийский дважды герой ордена Трудового Красного Знамени теплотехнический научно-исследовательский институт, – 2010. – 196 с.

НОРМИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛОТНОСТИ НАГРУЗКИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Е.Е. Якимец

Введение

Новые вызовы времени, включая современную градостроительную политику, формирование рынка энергоэффективных технологий и оборудования широкого диапазона мощности, повышение требований к надежности, качеству, экономической доступности теплоснабжения обуславливают актуальность решения задач зонирования городской территории на сферу централизованного (ЦТ) и децентрализованного теплоснабжения (ДЦТ) при их планировании и обоснования рационального уровня централизации теплоснабжения и концентрации тепловой мощности источников. Для решения этих задач предложена методика [1-2], которая позволяет предусмотреть места размещения источников тепловой энергии и зоны их действия на предпроектном уровне разработки схем теплоснабжения населенных пунктов. Кроме того, это значительно сокращает размерность задач и объемы расчетов при последующей оптимизации теплоснабжающих систем. Настоящая работа продолжает и развивает основные положения предшествующих работ [3-5], разработанных в рамках Теории гидравлических цепей (ТГЦ), учитывая особенности современной ситуации и формирующиеся тенденции в теплоснабжении.

Методика представляет собой двухэтапный процесс, на первом этапе которого решается задача зонирования территории по типу теплоснабжения с выделением зон ЦТ и ДЦТ; на втором этапе определяется уровень централизации систем и оценивается целесообразность сохранения существующих зон действия теплоисточников, либо разделение зон на несколько, со снабжением каждой из них от своего теплоисточника. Критериями ограничения централизации систем служат нормативные показатели плотности тепловой нагрузки на единицу площади городской территории (ПТН) и единицу длины трубопровода (ЛПН). Методика включает следующие этапы:

1. Подготовка исходной информации (территория районов, тип застройки, подключенные нагрузки потребителей, информация о существующих тепловых сетях и ИТ).

2. Расчет нормативного значения q_s плотности тепловой нагрузки на единицу площади территории (ПТН).

3. Расчет фактического значения ПТН для территории населенного пункта/отдельных районов населенного пункта.

4. Оценка полученных фактических значений ПТН относительно нормативной величины q_s .

4.1. При фактическом ПТН больше нормативной величины рассматриваемый район относят к зоне централизованного теплоснабжения ЦТ.

4.2. При фактическом ПТН ниже нормативной величины рассматриваемый район относят к зоне децентрализованного теплоснабжения ДЦТ.

5. В зоне централизованного теплоснабжения рассчитывается потокораспределение, выделяются основные тепломагистрали, определяется их протяженность.

6. Оценка технико-экономических показателей теплоисточников и при необходимости предварительное определение мест расположения, типа и мощности новых источников, а также их основных показателей.

7. Расчет нормативного значения q_L плотности тепловой нагрузки на единицу длины трубопровода (ЛПН) для планируемого/существующего источника теплоснабжения.

8. Расчет фактического значения ЛПН для планируемого/существующего источника теплоснабжения.

9. Оценка полученных фактических значений ЛПН относительно нормативной величины q_L .

9.1. При фактическом ЛПН больше нормативной величины рассматриваемые потребители относятся к зоне обслуживания заданного источника тепла.

9.2. При фактическом ЛПН ниже нормативной величины проводится разукрупнение системы: рассчитывается показатель ЛПН при последовательном отключении наиболее удаленных потребителей (вернуться к п.8).

10. При необходимости разукрупнения системы вернуться к пункту 5 и провести расчет для отключенных в п.9.2 потребителей.

Общий алгоритм решения задачи зонирования территории и определения рациональных масштабов системы при планировании теплоснабжения представлены на рисунке 1.

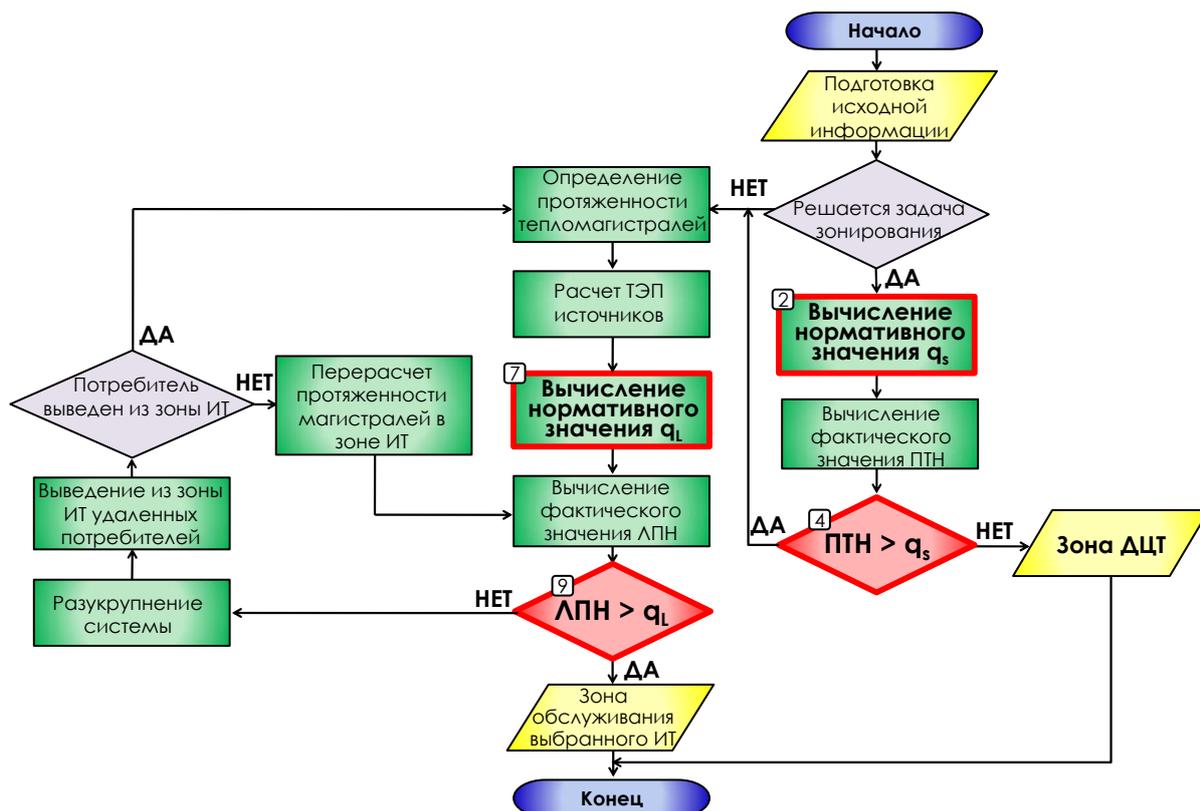


Рис. 1. Общий алгоритм решения задач зонирования территории и определения рациональных масштабов систем централизованного теплоснабжения (СЦТ)

Нормативные значения критериев ПТН и ЛПН рассчитываются в пунктах 2 и 7 методики, а сопоставление полученных нормативных значений с фактическими величинами отражены в п. 4 и 9, что соответствует блокам условий в алгоритме.

Отдельной и важной задачей является поиск нормативных значений критериев ПТН и ЛПН.

Плотность тепловой нагрузки (ПТН)

Нормативное значение показателя плотности тепловой нагрузки q_s определяется для каждого населенного пункта и зависит от: плотности застройки, этажности зданий, вида и стоимости используемого топлива и типоразмеров трубопроводов. Нормативное значение q_s соответствует значению ПТН при равенстве функций приведенных затрат в системе ЦТ и ДЦТ. Производство тепловой энергии на централизованных источниках экономически и экологически эффективнее производства на индивидуальных установках, однако, в централизованных системах требуется сооружение капиталоемких тепловых сетей для транспорта тепловой энергии до потребителя. Протяженность магистральных, распределительных и квартальных тепловых сетей может исчисляться десятками километров. Затраты на из сооружение и обслуживание в районах неплотной рассредоточенной застройки могут значительно превышать экономию от централизованной выработки тепла. При делении территории между ЦТ и ДЦТ необходимым условием является снижение затрат в теплоснабжение, например, снижение суммарных затрат централизованной зоны относительно децентрализованной области свидетельствует о преимуществе централизованной системы:

$$Z_{И}^{ЦТ} + Z_{ТС} \leq Z^{ДЦТ} \quad (1)$$

где $Z_{И}^{ЦТ}$ – эксплуатационные затраты по источнику тепловой энергии в СЦТ, $Z_{ТС}$ – эксплуатационные затраты в тепловых сетях, $Z^{ДЦТ}$ – затраты на теплоснабжение в децентрализованном секторе.

Для зоны ЦТ представим удельные затраты в тепловые сети через плотность тепловой нагрузки на единицу площади территории:

$$Z_{ТС}^{уд} = (p + \alpha) \cdot k_{ТС} = (p + \alpha) \cdot \frac{m}{ПТН}, \quad (2)$$

где α – коэффициент дисконтирования; p – эксплуатационные затраты для двухтрубного теплопровода и амортизационные отчисления в долях от капиталовложений; $k_{ТС}$ – удельные капиталовложения в тепловую сеть; m – коэффициент аппроксимации числовых значений удельной стоимости прокладки трубопроводов при различных значениях показателя ПТН. Коэффициент m зависит от условий прокладки трубопровода, климатических условий региона и тарифного пояса региона; определяется методом наименьших квадратов.

Удельные капиталовложения в тепловую сеть зависят от площади территории рассматриваемого района и его тепловой нагрузки, поэтому данную зависимость может быть представлена в следующем виде:

$$k_{ТС} = \frac{m}{ПТН}, \quad (3)$$

коэффициент m зависит от условий прокладки трубопровода, климатических условий региона и тарифного пояса региона, он может быть определен методом наименьших квадратов. При дифференцировании коэффициента m по территории применяются поправочные коэффициенты согласно СНиП 4.02-91. На рисунке 2 показано изменение удельных капиталовложений в тепловые сети при росте ПТН. Данные для расчета получены путем обработки большого числа действующих схем теплоснабжения городов.



Рис. 2. Капиталовложения в тепловые сети района с подключенной нагрузкой 20 Гкал/ч

Для определения коэффициента p , который отражает эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления и тепловые потери в долях от капиталовложений, используется следующая зависимость [5]:

$$Z_{ТС}^{экс} = f \cdot \sum_i k_i(d_i) + \frac{c_3 \cdot \tau \sum_i x_i h_i}{362.7 \cdot \eta}, \quad i \in I \quad (4)$$

где I – множество участков i тепловой сети, f – доля отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт, обслуживание тепловой сети и тепловые потери, $k_i(d_i)$ – удельные капитальные вложения в i -й участок тепловой сети, соответствующие стандартным значениям его диаметра d_i , а также условиям и типу прокладки трубопровода, руб./м, τ – число часов работы установки; c_3 – стоимость электроэнергии, руб/кВтч; x_i – массовый расход теплоносителя на участке тепловой сети, т/ч, h_i – падение напора на трение на участке тепловой сети, м вод. ст./м.

Расчетные удельные капитальные затраты в теплопроводах участков тепловой сети определяются по аналитической зависимости [6]:

$$k_i(d_i) = a_i + b_i d_i^{u_i}, \quad i \in I \quad (5)$$

где a_i , b_i , u_i – некоторые постоянные коэффициенты, зависящие от конструкций, применяемых материалов и способа прокладки трубопровода и других факторов.

В результате преобразований получено следующее выражение:

$$p = f + \frac{c_3 \cdot \tau \cdot \sum_i x_i h_i}{362.7 \cdot \eta \cdot k_i(d_i)}, \quad i \in I \quad (6)$$

С использованием вышеприведенных зависимостей (5-6) были рассчитаны амортизационные отчисления и затраты по эксплуатации теплопровода в долях от капиталовложений. Для расчетных нагрузок до 100 Гкал/ч $p=0,11$, при расчетных нагрузках 101-400 Гкал/ч $p=0,12$, свыше 400 Гкал/ч $p=0,13$.

В результате проведенных оптимизационных исследований была получена следующая зависимость для определения нормативного значения ПТН [1]:

$$q_s = \frac{m(p + \alpha)}{0,0017 C_T b_T - \frac{C}{Q^{ИТ}} - D} \quad (7)$$

где C_T – стоимость тонны условного топлива; b_T – удельный расход условного топлива на производство тепла индивидуальными источниками; $Q^{ИТ}$ – подключенная нагрузка централизованного ИТ; C , D – коэффициенты условно-постоянных и условно-переменных затрат на производство ТЭ.

При необходимости увеличения мощности существующих, либо строительства новых ИТ, учитываются дополнительные капиталовложения на расширение тепловой

мощности централизованных источников тепла и капиталовложения в индивидуальные теплогенераторы. В результате выражение (7) принимает следующий вид:

$$q_s = \frac{m(p + \alpha)}{0,001zC_T b_T - \frac{C}{Q_{ЦТ}} - D + \alpha(k_{II}^{ДЦТ} - k_{II}^{ЦТ})} \quad (7^*)$$

где $k_{II}^{ДЦТ}, k_{II}^{ЦТ}$ – дополнительные капиталовложения в индивидуальные теплогенераторы и на расширение тепловой мощности централизованных источников тепла.

На рисунке 3 представлена зависимость величины ПТН от стоимости топлива для индивидуальных теплогенераторов. При значении ПТН ниже нормативного уровня эффективным является децентрализованное теплоснабжение, при достижении нормативного значения целесообразно рассматривать централизованное теплоснабжение.

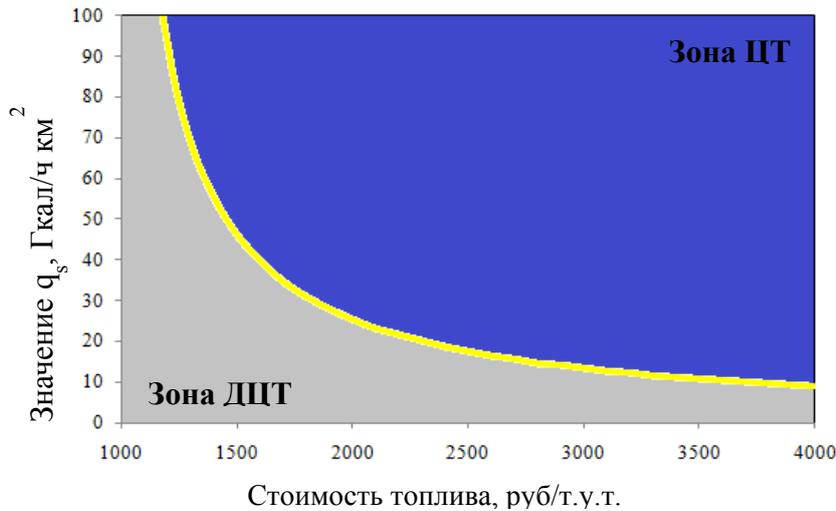


Рис. 3. Зависимость нормативного значения плотности тепловой нагрузки от стоимости топлива

Соотношение для определения фактического значения показателя плотности тепловой нагрузки представляется в следующем виде:

$$ПТН_n = \frac{\sum_1^J Q_j}{\sum_1^N S_n}, j \in J, n \in N \quad (8)$$

где $ПТН_n$ – плотность нагрузки на единицу площади n -го района, S_n – площадь n -го района населенного пункта, Q_j – подключенная нагрузка j -го потребителя.

Линейная плотность нагрузки (ЛПН)

Нормативное значение показателя линейной плотности тепловой нагрузки q_L определяется для каждой изолированной системы централизованного теплоснабжения и зависит от: вида и стоимости используемого топлива, типа источника и типоразмеров трубопроводов, затрат на электроэнергию на перекачку теплоносителя.

Суммарные эксплуатационные затраты в СЦТ определяются как сумма эксплуатационных затрат по тепловым сетям и эксплуатационных затрат по источникам тепловой энергии:

$$З^{экс} = З_{ТС}^{экс} + З_{II}^{экс} \quad (9)$$

$$Z_{TC}^{экс} = f \sum_i (a + b d_i^{1.45}) \cdot l_i + \frac{c_3 \cdot \tau \cdot \sum_i (x_i \cdot \psi \cdot l_i)}{362,7 \cdot \eta_{нм}}, i \in I \quad (10)$$

$$Z_{IT}^{экс} = C + D \cdot Q \quad (11)$$

Для определения нормативного значения ЛПН при минимальных эксплуатационных издержках по теплоснабжающей системе применяется математическая зависимость суммарных эксплуатационных издержек в СЦТ, отнесенная к мощности системы:

$$Z_{y\partial}^{экс} = f \sum_i (a + b d_i^u) \cdot \frac{1}{q_L} + \frac{c_3 \cdot \tau \cdot \sum_i (x_i \cdot \psi_i \cdot l_i)}{362,7 \cdot \eta_{нм} \cdot Q_n} + D_n + \frac{C_n}{Q_n}, i \in I, n \in N \quad (12)$$

где I – множество участков i тепловой сети, f – доля отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт, обслуживание тепловой сети и тепловые потери, d_i – диаметр теплопровода тепловой сети; a – постоянная слагаемая капиталовложений, зависящая от способа прокладки сети; b, u – коэффициенты в уравнении стоимости теплопровода; τ – число часов использования максимума нагрузки; c_3 – стоимость электроэнергии; x_i – массовый расход теплоносителя на участке тепловой сети; ψ_i – удельное падение напора на трение на участке тепловой сети; Q_n – подключенная нагрузка централизованного ИТ; N – множество источников тепловой энергии; C_n, D_n – коэффициенты постоянных и переменных издержек на производство ТЭ на централизованном ИТ.

Продифференцировав зависимость (12) по Q , при минимуме затрат, получим выражение для определения нормативного значения ЛПН при оптимальной мощности рассматриваемого источника:

$$q_L = \left(\frac{2,757 \cdot c_3 \tau \psi}{\Delta t \eta_{нм}} + \frac{0,042 f b}{\psi^{0,27} \Delta t^{0,551} Q_n^{0,449}} \right) \cdot \frac{Q_n^2}{C_n} \quad (13)$$

Нормативное значение показателя ЛПН следует дифференцировать по регионам, для учета региональных климатических условий и затрат на производство и транспорт тепловой энергии. Также может варьироваться и величина оптимальной мощности ИТ (в зависимости от вида топлива, типа источника и применяемых технологий). Зависимость (13) позволяет учесть вышеперечисленные особенности. На рисунке 4 показано изменение значения q_L при росте стоимости электроэнергии.

Для получения численных значений коэффициентов C и D были проведены многовариантные расчеты с включением источников различной мощности и разными видами топлива.

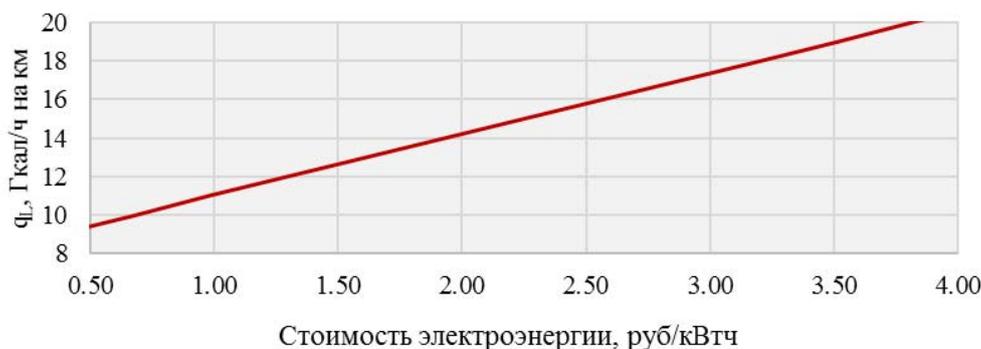


Рис. 4. Зависимости нормативной величины q_L от стоимости электроэнергии

Из графика видно, что при увеличении стоимости электроэнергии на 1 руб рост нормативного значения критерия составляет 20%.

Соотношение для определения фактического значения показателя линейной плотности тепловой нагрузки имеет вид:

$$ЛПН = \frac{Q_m}{\sum_i l_i}, m \in M, i \in I \quad (14)$$

где ЛПН – плотность нагрузки на единицу длины трубопровода, (Гкал/ч)/м, Q_m – подключенная тепловая нагрузка к рассматриваемой магистрали, Гкал/ч, l_i – длина i -го участка тепловой сети, м.

Апробация результатов

Предложенные методические подходы и положения апробированы при расчете реальных теплоснабжающих систем. Они позволяют обосновать выделение зон ЦТ и ДЦТ, целесообразность разукрупнения существующей СЦТ, либо подключения новых потребителей к существующей системе, а также при дальнейшей проработке вопроса планирования теплоснабжения рассмотреть целесообразность сооружения новых теплоисточников или же модернизации и реконструкции существующих источников тепловой энергии.

Выводы

1. Предложены аналитические зависимости нормативных значений показателей плотности нагрузки для предпроектного планирования теплоснабжения населенных пунктов, а именно: *зонирования территории населенных пунктов на области ЦТ и ДЦТ (q_s), определения зон действия централизованных источников тепловой энергии (q_L).*

2. Нормативное значение показателя плотности тепловой нагрузки q_s для зонирования территории в большей степени зависит от стоимости используемого топлива, технико-экономических характеристик системы теплоснабжения, величины тепловых потерь, климатических характеристик региона.

3. Нормативное значение показателя линейной плотности тепловой нагрузки q_L зависит от: затрат по источнику тепловой энергии, технико-экономических характеристик тепловой сети, величины тепловых потерь.

4. Проведены исследования влияния нормативных величин плотности нагрузки (q_s, q_L) на планирование теплоснабжения городов. Результаты показали, что уровни их нормативного значения во многом определяют структуру и масштабы теплоснабжающих систем.

Литература

1. Стенников В.А., Якимец Е.Е., Жарков С.В. Оптимальное планирование теплоснабжения городов// Промышленная энергетика – 2013. – №4. – С. 9-15.
2. E. Iakimets, V. Stennikov. Optimization methods of heat supply systems' scales// Proceedings from the 14th International Symposium on District Heating and Cooling, 6-10 September, Stockholm, SWEDEN. – P. 526-529, – 2014.
3. Хасилев В.Я. Анализ конфигурации несимметричных тепловых сетей и его применение к выбору мощности систем централизованного теплоснабжения// Известия ОТН АН СССР. 1945. № 10-11. - С. 1105–1114.
4. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985. –278 с.
5. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. - Новосибирск, 1985 г. – 222 с.
6. Шифринсон Б.Л. Основной расчет тепловых сетей. Теория и методы расчета. ГЭИ – 1940 г. – 188 с.

Научно-технический прогресс в энергетике

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОЙ МАССОВОЙ СКОРОСТИ ИСТЕЧЕНИЯ ВЛАЖНОГО ПАРА ЧЕРЕЗ ЗАСЫПКИ ШАРОВЫХ ЧАСТИЦ

С.М. Быкова

Введение

В настоящее время пористые материалы активно применяются во многих областях техники, а процессы тепло- и массообмена в пористых материалах лежат в основе самых различных промышленных технологий. Интерес к исследованию течений однофазных и парожидкостных сред через зернистые слои, в частности через шаровые засыпки, определился давно. Он обусловлен запросами многих областей инженерной практики, где использование пористых слоев и засыпок либо технологически необходимо, либо предпочтительно как способ повышения эффективности тепло- и массообменных процессов в ограниченном объеме или при минимальном расходе теплоносителя. Показательные результаты исследования гидродинамических процессов при течении одно- и двухфазных потоков в пористых средах представлены в [1-5]. Гидродинамика двухфазных потоков интенсивно исследуется в связи с перспективами применения ядерного топлива в форме шаровых микротвэлов, непосредственно охлаждаемых теплоносителем в кипящих водяных реакторах [6].

Определение максимальных расходов, при которых происходит газодинамическое заклинивание парожидкостного потока, представляет одну из важнейших задач в вопросах проектирования аппаратов с двухфазным рабочим телом. Наиболее изученными, как в экспериментальном, так и в теоретическом аспектах являются критические двухфазные течения через шайбы, сопла, короткие и длинные трубы [7-9].

Какие либо экспериментальные данные, относящиеся к критическим режимам истечения пароводяной смеси через засыпки шаровых частиц, на сегодняшний день нам не известны.

Данная работа посвящается получению опытных данных по критическим режимам истечения парожидкостного потока через плотноупакованный слой шаровых частиц в зависимости от их размера, высоты слоя, давления и паросодержания в потоке.

Экспериментальный стенд

Эксперименты проводились на установке «Высокотемпературный контур», содержащей вертикальный участок в виде трубы внутренним диаметром 39 мм со вставкой из шаровых частиц. Для снижения гидравлического сопротивления тракта движения парожидкостной смеси, расположенного за пористым участком, выход из этого участка дополнительно соединен через регулировочный вентиль с магистральным трубопроводом большого диаметра, выведенным в атмосферу.

Укрупненная схема эксперимента и измерений представлена на рисунке 1. Подробное описание организации движения теплоносителя приведено в [10].

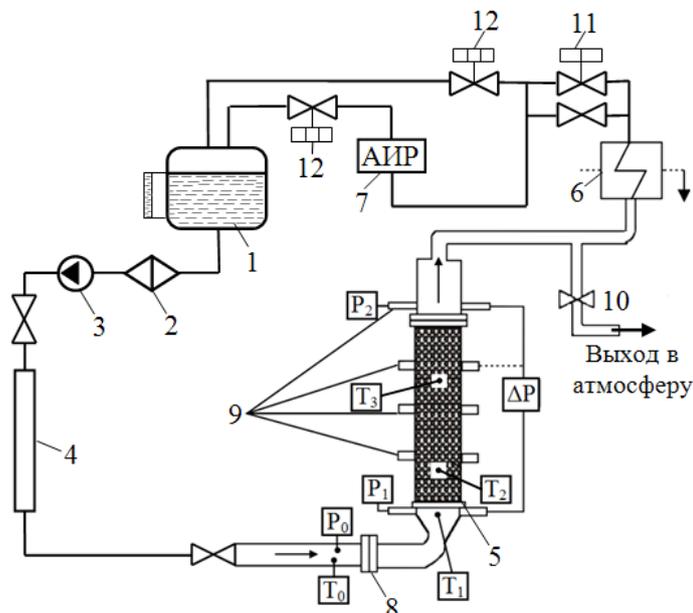


Рис. 1. Схема экспериментальной установки и рабочего участка: 1 – бак-аккумулятор; 2 – фильтр; 3 – насос; 4 – подогревательный участок; 5 – рабочий участок; 6 – конденсатор; 7 – автоматический измеритель расхода; 8 – дроссельная шайба; 9 – кольцевые отборы давления; 10, 11 – регулирующие вентили; 12 – электромагнитный клапан.

В опытах, выполняемых при входном давлении $P_1 = 0,3$ и $0,6$ МПа, измерение полного перепада давления по высоте всей засыпки проводилось тензометрическим датчиком типа DMD-331 с диапазоном измерения до 600 кПа. Приводимая в техническом паспорте основная погрешность датчика составляет 0,5 % от верхнего предела или 3 кПа. В качестве дополнительного измерения рассматривалась также разность датчиков давления P_1 и P_2 . В опытах, выполняемых при входном давлении $P_1 = 0,9$ и $1,2$ МПа, перепад давления в столбе засыпки определялся разностью показаний датчиков P_1 и P_2 , а датчик DMD-331 переключался на измерение перепада давления от входа в засыпку до его внутренней точки.

Температура T_0 регулировалась при помощи регулятора ОВЕН ТРМ210-Щ1.УР с основной допускаемой приведенной погрешностью прибора 0,5%. Значение T_0 выставлялось на регуляторе температуры в зависимости от избираемого расходного паросодержания x на входе в экспериментальный участок. Высокое давление P_0 до 10 МПа обеспечивало однофазный характер потока горячей воды до шайбы 8. Температура насыщения для воды при входных давлениях P_1 равных 0,3; 0,6; 0,9 и 1,2 МПа составляет 133,5 °С; 158,8 °С; 176 °С и 187,9 °С, соответственно. Термопара T_1 использовалась для контроля за поддерживаемым давлением P_1 на заданном уровне. Перепад на участке с засыпкой создавался регулированием давления за каналом при помощи вентилей 10, который установлен на линии выхлопа в атмосферу, и установленных за конденсатором регулировочных вентилей тонкой и грубой регулировки 11, 12. Измерение расхода парожидкостной смеси производилось по окончании опыта при полностью закрытом вентиле 10. Так как расход задавался числом оборотов двигателя трехплунжерного насоса давлением до 10 МПа, небольшое до 0,2 МПа возрастание давления за каналом после закрытия вентилей 10 не отражалось на величине расхода, измеряемого по окончании опыта.

Эксперименты проводились при двух высотах столба засыпки $H = 250$ мм и 355 мм. В качестве засыпки использовались шарики из нержавеющей стали диаметром $d = 2$ мм и 4 мм. Пористость шаровой засыпки определялась объемным способом, при

котором в мерный сосуд диаметром 35 мм, т.е. близким к диаметру канала, небольшими порциями засыпались шарики. Разность начального объема воды V_0 и объема вытесненного шариками воды ΔV составляет объем порового пространства. Пористость, рассчитанная по формуле:

$$m = \frac{V_0 - \Delta V}{V_0} = 1 - \frac{\Delta V}{V_0}, \quad (1)$$

дала значения: для частиц диаметром 2 мм $m = 0,37$, для частиц диаметром 4 мм $m = 0,396$. Засыпка в канале удерживалась между двумя удерживающими решетками с прижимным штоком, что обеспечивало ее неподвижность.

Результаты экспериментов

В результате исследования были получены опытные данные по гидродинамическим режимам вплоть до критического истечения парожидкостного потока через слой шаровых частиц для различных значений массового расходного паросодержания $x = 0,011 - 0,178$. Величина x рассчитывалась исходя из изобарного характера процесса дросселирования горячей воды через шайбу δ (рис.1). При обработке опытных данных использовалась величина массовой скорости ρw_m , рассчитанная с учетом пористости среды:

$$\rho w_m = \frac{G}{f_0 m}. \quad (2)$$

Результаты измерений обрабатывались в виде зависимости ρw_m от перепада давления ΔP на высоте засыпки H . Опыты проводились до достижения максимального значения $(\rho w_m)^{max}$, которое оставалось неизменным при дальнейшем увеличении перепада давления ΔP . Рассмотрены влияние на $(\rho w_m)^{max}$ давления на входе в рабочий участок, расходного паросодержания смеси x , диаметра частиц и высоты столба засыпки.

Характерный вид зависимости ρw_m от ΔP при $H = 250$ мм и $d = 2$ мм для различных входных паросодержаний в потоке, при давлении на входе в экспериментальный канал $P_1 = 0,9$ МПа представлен на рисунке 2. Видно существенное влияние паросодержания на величину критической массовой скорости. Так $(\rho w_m)^{max} = 673$ кг/м²с при $x = 0,022$ и $(\rho w_m)^{max} = 330$ кг/м²с при $x = 0,178$. Увеличение паросодержания здесь привело к снижению $(\rho w_m)^{max}$ в 2 раза. Также можно отметить, что критический перепад давления с ростом паросодержания несколько увеличивается.

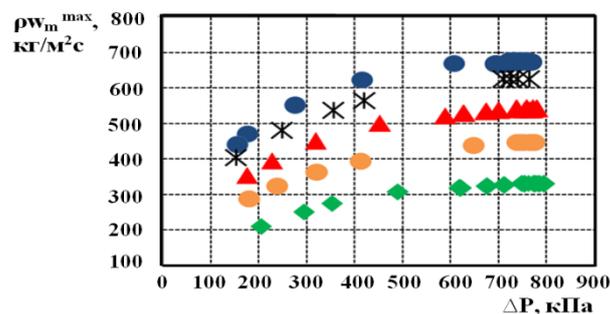


Рис. 2. Зависимость массовой скорости смеси от перепада давления при высоте столба засыпки $H=250$ мм, диаметре частиц $d=2$ мм, давлении на входе в засыпку $P_{вх}=0,9$ МПа, при различном значении массового расходного паросодержания x : ● -0,022; * -0,033; ▲ -0,055; ● -0,096; ◆ -0,178.

Наблюдается плавный выход на режим максимального расхода, поэтому нельзя четко выделить критическое отношение давлений $\beta_{кр} = P_{кр}/P_1$. В зависимости от параметров эксперимента величина $\beta_{кр}$ может принимать различные значения в интервале

от 0,24 до 0,43. Аналогичные результаты получены при давлениях на входе в экспериментальный канал, равных $P_1 = 0,3; 0,6$ и $1,2$ МПа. Увеличение входного давления от 0,3 МПа до 1,2 МПа приводит к возрастанию массовой скорости в 3,11 раза.

Что касается геометрии шаровой засыпки, то диаметр частиц и высота слоя засыпки оказывают весьма значительное влияние на гидродинамическое сопротивление и на величину критической массовой скорости. Как следует из опытных данных, увеличение столба засыпки в 1,42 раза ведет к уменьшению $(\rho w_m)^{max}$ в 1,2 раза; а увеличение диаметра частиц в два раза – к возрастанию $(\rho w_m)^{max}$ в 1,4 раза [10].

При изучении критических течений в коротких цилиндрических каналах принято геометрию канала характеризовать отношением диаметра трубы D к длине L . В засыпках в качестве безразмерного геометрического параметра рассматривают отношение диаметра частиц d к высоте слоя засыпки H . Для каждого фиксированного x при заданном давлении P эти зависимости представляют линейную функцию от $\sqrt{d/H}$:

$$(\rho w_m)^{max} \propto \sqrt{d/H}. \quad (3)$$

На рисунке 3 построена зависимость $(\rho w_m)^{max}$ для различных паросодержаний как функции безразмерного параметра $\sqrt{d/H}$ при давлении на входе в канал с засыпкой $P_1 = P_{ex} = 0,9$ МПа. Аналогичные результаты получены в опытах при давлениях 0,3; 0,6 и 1,2 МПа.

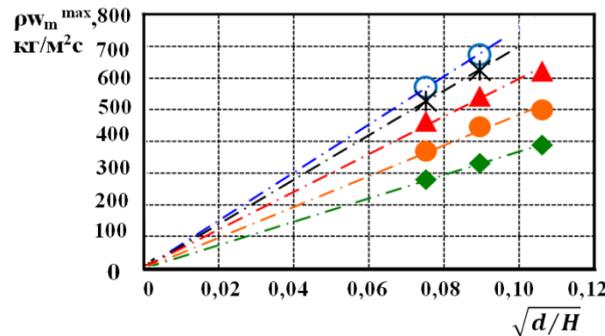


Рис. 3. Зависимость максимальной массовой скорости смеси от $\sqrt{d/H}$ при $P_{ex}=0,9$ МПа и различных значениях массового расходного паросодержания x : $\circ - 0,022$; $\ast - 0,033$; $\blacktriangle - 0,055$; $\bullet - 0,096$; $\blacklozenge - 0,178$.

Представляет интерес рассмотреть асимптотический переход к закону истечения чистого газа при стремлении паросодержания к единице. Здесь уместно ввести в рассмотрение объемное паросодержание φ . Переход от x к φ производится по известной формуле:

$$\varphi = \left[1 + s \cdot \frac{\rho''(1-x)}{\rho'x} \right]^{-1}. \quad (4)$$

Из предлагаемых зависимостей для коэффициента скольжения s наиболее обоснованным применительно к засыпкам предоставляется использование формулы для адиабатного потока пароводяной смеси в вертикальных пучках стержней [11]:

$$s = 1 + 2,27 \cdot \left(1 - \frac{P}{P_{kp}} \right)^2 \cdot \left(\frac{\rho'}{\rho w_m} \right)^{0,7}. \quad (5)$$

На рисунке 4 темными маркерами представлены опытные данные для $(\rho w_m)^{max}$ в зависимости от φ при $P_1 = 0,9$ МПа. Здесь же светлыми маркерами при $\varphi = 1$ нанесены теоретические значения критической массовой скорости истечения однородного газа, взятого при параметрах насыщенного пара. Подобные результаты были получены для входных давлений равных $P_1 = 0,3; 0,6$ и $1,2$ МПа.

В [1] отмечается, что наиболее корректным является предположение об изотермическом характере течения газа в зернистом слое. В этом случае расчет следует вести по формуле:

$$(\rho w_m)_{\max} = \sqrt{\frac{1}{3} \cdot \frac{d}{H} \cdot \frac{P_{\text{ex}} \rho^n \psi}{m(1-m)}}, \quad (6)$$

здесь термодинамические параметры P_{ex} , ρ^n отнесены ко входному слою засыпки.

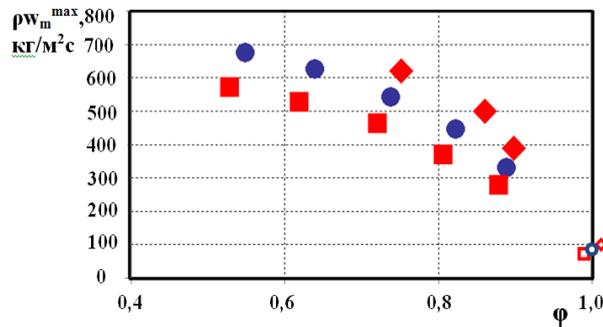


Рис. 4. Зависимость максимальной массовой скорости от истинного объемного паросодержания при $P_{\text{вх}}=0,9$ МПа. *Опытные данные* – $H=250$ мм: ● - $d=2$ мм; $H=355$ мм: ■ - $d=2$ мм, ◆ - $d=4$ мм. *Расчет по формуле (6)*: $H=250$ мм: ○ - $d=2$ мм; $H=355$ мм: □ - $d=2$ мм; ◆ - $d=4$ мм.

Отчетливо видно, что экстраполяция экспериментальных зависимостей $(\rho w_m)_{\max}$ на область $\varphi = 1$ с хорошим приближением согласуется с теоретическими значениями $(\rho w_m)_{\max}$ для моделирующего насыщенный пар однородного газа.

Опыт изучения критических двухфазных течений в не очень коротких каналах [7] свидетельствует, что гомогенная модель показывает хорошую сходимость с экспериментом в определении расходных характеристик. Можно ожидать, что модель гомогенного потока с учетом внутреннего скольжения фаз позволит получить приемлемые результаты для критического течения в засыпках.

Установленная опытным путем линейная зависимость между $(\rho w_m)_{\max}$ и геометрическим фактором $\sqrt{d/H}$, а также явно выраженный предельный переход к теоретической зависимости (6) при $\varphi \rightarrow 1$, допускают рассмотреть возможность модификации зависимости (6) на область, по крайней мере, больших объемных паросодержаний. Представим (6) в следующем виде:

$$(\rho w_m)_{\max} = \sqrt{\frac{1}{3} \frac{d}{H} \frac{\psi}{m(1-m)}} P_{\text{ex}} \cdot \sqrt{\rho}. \quad (7)$$

Здесь первый множитель зависит только от геометрических параметров засыпки и давления во входном слое. Второй множитель определяется единственно плотностью среды.

Формула (7) получена в [1] для изотермического течения идеального газа, и плотность ρ берется во входном слое засыпки.

Поскольку изменение плотности парожидкостного потока по толщине засыпки во много раз превышает изменение плотности изотермического потока идеального газа в поровом пространстве, необходимо найти способ определения такого ρ , которое будучи подставленным в (7) позволило бы получить расчетное значение $(\rho w_m)_{\max}$, адекватное опытным данным.

Представим ρ в виде

$$\rho = B(P_{\text{ex}}, x) \cdot \rho_{\text{ex}}, \quad (8)$$

где ρ_{ex} – плотность двухфазного потока на входе в засыпку, определяемая с учетом скольжения фаз; $B(P_{ex}, x)$ – корректирующая функция. Анализ опытных данных показывает, что зависимость B от x выражена недостаточно четко. На сегодняшний день нами найдены следующие числовые значения $B(P_{ex})$:

$$\begin{aligned} B(0,3 \text{ МПа}) &= 0,368; B(0,6 \text{ МПа}) = 0,612; \\ B(0,9 \text{ МПа}) &= 0,705; B(1,2 \text{ МПа}) = 0,727. \end{aligned} \quad (9)$$

Расчеты по (7) с учетом (8), (9), дали результаты, представленные на рис. 5.

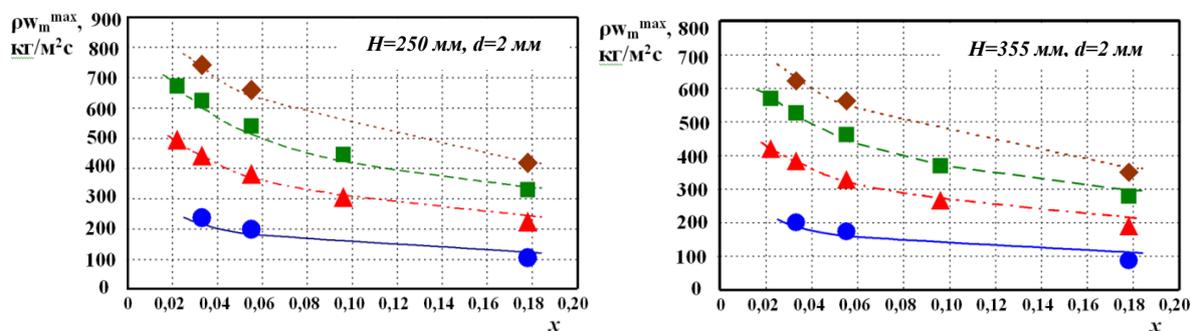


Рис. 5. Зависимость максимальной массовой скорости смеси от массового расходного паросодержания x . Опытные данные при P_1 , МПа: ● - 0,3; ▲ - 0,6; ■ - 0,9; ◆ - 1,2. Расчет при P_1 , МПа: — - 0,3; - - - - 0,6; - - - - 0,9; - 1,2.

Изложенный подход представляет один из возможных способов обобщения опытных данных по критической массовой скорости двухфазного потока в засыпках в виде простой расчетной формулы.

Заключение

Определена критическая массовая скорость истечения парожидкостного потока через плотноупакованный слой шаровых частиц при различном значении давления на входе в канал с засыпкой. Получены данные о влиянии давления, начального паросодержания, диаметра частиц и высоты столба засыпки. Показано, что влияние геометрических параметров засыпки на величину критической массовой скорости может быть представлено через безразмерный фактор $\sqrt{d/H}$.

Экстраполяция опытных зависимостей на область чистого пара достаточно хорошо согласуется с расчетными значениями $(\rho w_m)^{max}$, полученными для однофазного газа, обладающего свойствами насыщенного пара.

Опытные данные обобщены расчетной зависимостью, опирающейся на представления модели гомогенного потока.

Список обозначений

- m – пористость шаровой засыпки;
- G – расход парожидкостной смеси, кг/с;
- f_0 – площадь сечения трубы, свободной от засыпки, м²;
- φ – истинное объемное паросодержание;
- x – массовое расходное паросодержание;
- ρ' – плотность кипящей воды, кг/м³;
- ρ'' – плотность сухого насыщенного пара, кг/м³;
- k – показатель адиабаты;
- ψ – относительное минимальное проходное сечение в засыпке.

Литература

1. Гольдштик М.А. Процессы переноса в зернистом слое. Новосибирск: ИТ СО РАН. – 2005. – 358 с.
2. Зейгарник Ю.А., Поляев В.М. Теплообмен и гидродинамика двухфазных сред в условиях вынужденного движения в пористых структурах // ИФЖ. – 2000. – Т.73. – №6. – С. 1125-1131.
3. Зейгарник Ю.А., Иванов Ф.П. Обобщение опытных данных по внутреннему теплообмену в пористых структурах // ТВТ. – 2010. – Т48. – №3. – С.402-408.
4. Поляев В.М., Майоров В.А., Васильев Л.В. Гидродинамика и теплообмен в пористых элементах летательных аппаратов. – М.: Машиностроение, – 1988 г.
5. Минко К.Б., Артемов В.И., Яньков Г.Г. Гидравлическое сопротивление и эффективная теплопроводность засыпок из сферических частиц. // Вестник МЭИ. – 2011. – №4. – С.47-55.
6. Филиппов Г.А., Богоявленский Р.Г., Авдеев А.А. Перспективы создания прямоточных микротвэльных реакторов с перегревом пара // Тяжелое машиностроение. – 2002. – №1. – С.43-51
7. Фисенко В.В. Критические двухфазные потоки. М.: Атомиздат, 1978. 160 с.
8. Теплообмен и гидродинамика двухфазных потоков в атомной и тепловой энергетике/ Дж. Делайе, М.Гио, М. Ритмюллер: Пер.с англ. М.:Энергоатомиздат, – 1984. – 424 с.
9. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. II. М.: Наука, 1987. 360 с.
10. Быкова С.М., Таиров Э.А. Экспериментальное исследование истечения влажного пара через слой шаровых частиц// Электронное издание полных трудов РНКТ-6 (27 – 31 октября 2014 г. Москва) М.: Издательский дом МЭИ, 2014 – 4 С.
11. Кириллов П.Л., Бобков В.П., Жуков А.В., Юрьев Ю.С. Теплогидравлические процессы в ЯЭУ: Справочник по теплогидравлическим расчетам в ядерной энергетике/Под ред. д.т.н., проф. П.Л. Кириллова // т.1., М.: ИздАТ. – 2010.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО УГОЛЬНОГО ЭНЕРГОБЛОКА ПО КРИТЕРИЯМ МАКСИМУМА КПД И МИНИМУМА УДЕЛЬНЫХ КАПВЛОЖЕНИЙ

Н.О. Епишкин

В обозримом будущем производство значительной части электроэнергии будет осуществляться путём преобразования в неё теплоты сгорания органического топлива. При этом, с большой вероятностью, доля угля для ТЭС будет возрастать.

Для станций, работающих на угле, приоритетным развитием является переход к более высоким параметрам – давление и температура пара в цикле.

Станции на суперсверхкритические параметры (ССКП) уже достигли давления острого пара 29 МПа при температуре до 610°C, давления промежуточного перегрева 5,6 МПа при температуре до 620°C. КПД достигает 45–46%.

Чтобы преодолеть 50% КПД, необходимо превысить давление 35 МПа и температуру 700°C. Такие параметры называются ультрасверхкритическими (УСКП). Исследования по созданию таких энергоблоков для повышения эффективности выработки электроэнергии на твёрдом топливе и снижения выбросов CO₂, проводятся в Евросоюзе, США, Японии, Китае, Южной Корее и Индии[1].

За последние годы, точнее, в 2009 г. в России на Каширской ГРЭС был введён в эксплуатацию только один пылеугольный энергоблок (блок №3) на сверхкритические параметры пара мощностью 330 МВт (25 МПа, 565/565°C). Наша страна сильно отстаёт по части угольных технологий от других стран, где уже необходимым условием для новых угольных энергоблоков является их работа на суперсверхкритических параметрах. Поэтому разработка таких блоков для РФ весьма актуальна, т.к. технология сжигания угля самая освоенная, его запасы велики. [2–5]. При этом параметры этих блоков должны быть выбраны с учётом российских условий, в первую очередь дешёвого угля.

В настоящем докладе представлены результаты оптимизации угольного энергоблока электрической мощностью около 660 МВт по критериям энергетической и экономической эффективности с использованием градиентных методов.

При проведении оптимизационных расчётов паротурбинных энергоблоков большая часть машинного времени затрачивается на расчёты термодинамических свойств воды и водяного пара. До последнего времени в ИСЭМ СО РАН для таких расчётов использовалась программа, разработанная более 40 лет назад, основанная на решении систем нелинейных уравнений и имеющая неудовлетворительную скорость. В настоящей работе был создан новый комплекс расчёта свойств воды.

По стандартам IAWPS-IF 97 [6] разработана программа расчёта термодинамических свойств воды и водяного пара. Она позволяет определять параметры точнее предыдущего, потому что нет скачков при переходе между областями (рис.1), но время расчёта возросло из-за значительного числа возведений в большие степени, используемые в уравнениях IAWPS-IF 97. Всё это существенно замедляет оптимизационные расчёты. Поэтому было решено использовать метод интерполяции. Суть его состоит в том, что с использованием программы точного расчёта определяются параметры в узлах сетки, охватывающей область определения параметров воды. Такие расчёты занимают много времени, но они проводятся один раз.

Для конкретных значений заданных параметров, например давления (p) и энтальпии (h), находятся ближайшие 16 узлов сетки. Определение вычисляемого параметра (например, температуры – T) производится по значениям данных параметров в узлах сетки. По интерполяционному многочлену Лагранжа, выражения которого приведены ниже, определяется искомый параметр T по заданным параметрам p и h и значениям этих параметров в узлах сетки.

$$T = \sum_{k=1}^4 T(p_k) \cdot l_k(p), \text{ при } l_k(p) = \prod_{j=1, j \neq k}^4 \frac{p - p_j}{p_k - p_j}, \quad (1)$$

где

$$T(p_k) = \sum_{i=1}^4 T_i(p_k) \cdot l_i(h), \text{ при } l_i(h) = \prod_{j=1, j \neq i}^4 \frac{h - h_j(p_k)}{h_i(p_k) - h_j(p_k)}. \quad (2)$$

Сопоставление точных интерполяционных расчётов термодинамических свойств воды показало, что интерполяционный метод обеспечивает высокую точность расчётов при сокращении их времени в несколько раз.

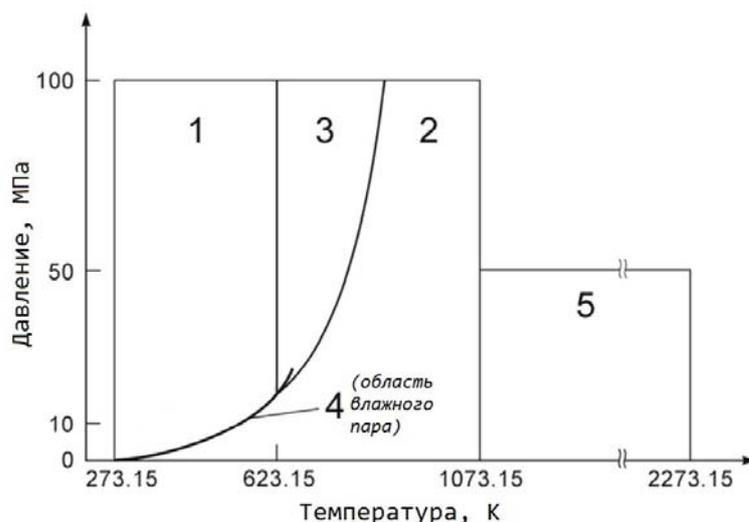


Рис.1. Области IAWPS-IF 97

Следует отметить, что для энергетических установок, сжигающих твёрдое топливо, характерным является следующее. Часть составляющих капиталовложений с ростом КПД установки, т.е. с ростом её энергетической эффективности увеличивается, а часть - падает. К первой группе относятся стоимости поверхностей нагрева парового котла, цилиндров паровой турбины, регенеративных подогревателей. Ко второй группе относятся капиталовложения в системы топливоподачи, пылеприготовления, золоудаления, очистки и удаления дымовых газов. В работе ИСЭМ СО РАН [7] было показано, что зависимость оптимальных удельных капиталовложений угольных энергоблоков как функции от КПД нетто имеет минимум при определённом КПД. Значение КПД, при котором достигается этот минимум, зависит от соотношения стоимостей различных элементов оборудования энергоблока. В общем случае указанная зависимость имеет вид, представленный на рис.2.

Очевидно, что оптимальные по критерию экономической эффективности КПД энергоблока должны находиться в диапазоне, лежащем между точками 1 и 2. Выбор

параметров энергоблока, обеспечивающих КПД ниже η_1 нецелесообразен, поскольку приведёт к росту удельных капиталовложений по сравнению с капиталовложениями в точке 1.

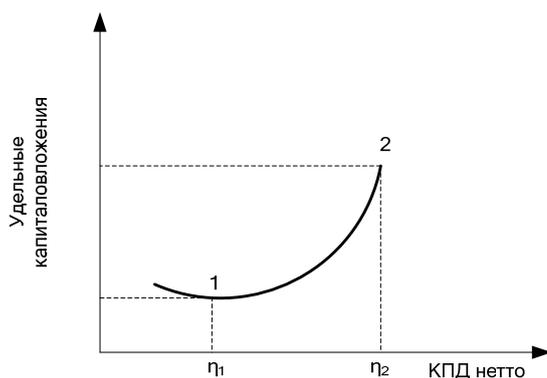


Рис.2. Зависимость удельных капиталовложений в энергоблок от КПД нетто. 1 – точка минимума удельных капиталовложений, 2-точка максимума КПД нетто

В настоящей работе рассматривается оптимизация угольного энергоблока, технологическая схема которого представлена на рис.3.

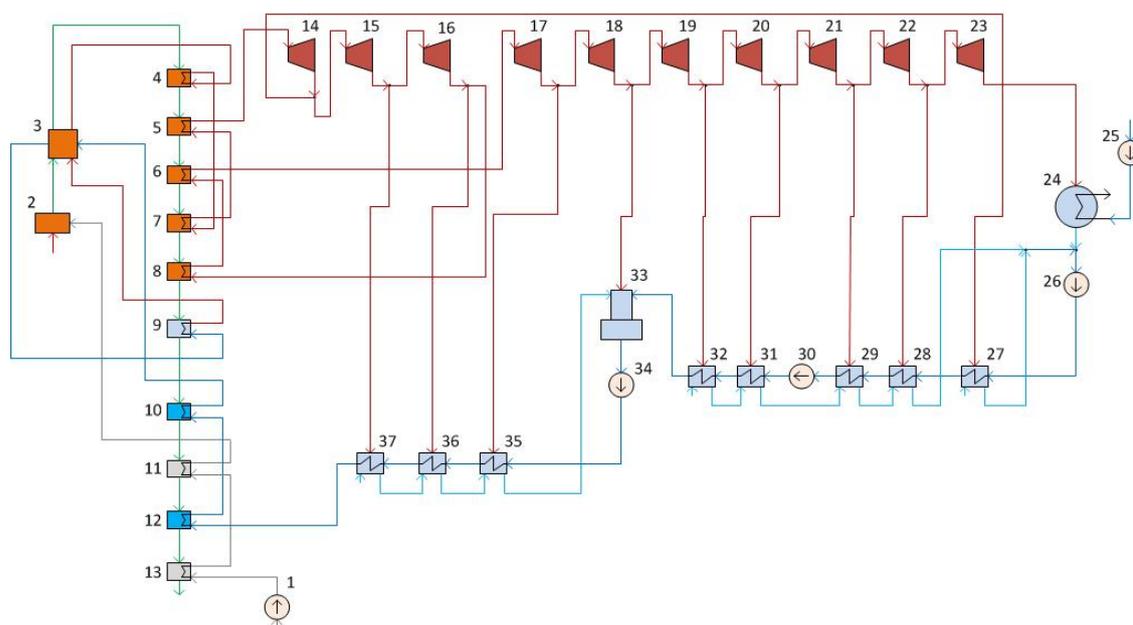


Рис. 3. Расчётная технологическая схема пылеугольного паротурбинного энергоблока мощностью 660 МВт

1–дутьевой вентилятор; 2–камера сгорания парового котла; 3–топка парового котла; 4–конвективный пароперегреватель первой ступени; 5–конвективный пароперегреватель третьей ступени; 6–промежуточный пароперегреватель второй ступени; 7–конвективный пароперегреватель второй ступени; 8–промежуточный пароперегреватель первой ступени; 9–переходная зона; 10–водяной экономайзер второй ступени; 11–воздухоподогреватель второй ступени; 12–водяной экономайзер первой ступени; 13–воздухоподогреватель первой ступени; 14–23–отсеки паровой турбины; 24–конденсатор паровой турбины; 25–циркуляционный насос; 26,30–конденсатные насосы первого и второго подъёма давления конденсата; 27–сальниковый подогреватель; 28,29,31,32–подогреватели низкого давления; 33–деаэратор; 34–питательный насос; 35,36,37–подогреватели высокого давления.

Для решения задач оптимизации параметров угольного энергоблока была построена математическая модель, включающая 997 задаваемых параметров, 895 вычисляемых параметров. Построение модели энергоблока проводилось с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ» (СМПП) [8], которая на основе графически заданной технологической схемы установки и математических моделей её элементов строит программу расчёта установки и позволяет формировать задачи оптимизации её параметров.

Для энергоблока решались две оптимизационные задачи: максимизация КПД нетто (задача 1) и минимизация удельных капиталовложений (задача 2). При этом в качестве независимых оптимизируемых было принято 90 параметров, включающих параметры цикла и конструктивные параметры отдельных элементов: давление и температуру острого пара и пара промперегрева, расход острого пара, давление пара в отборах на регенерацию и в конденсаторе турбины, энтальпии теплоносителя на входе в тепловоспринимающие поверхности нагрева, толщина и шаги труб этих поверхностей и др. При оптимизации учитывалось 171 ограничений-неравенств, включающих ограничения на температуру и механические напряжения металла труб теплообменников, температуру продуктов сгорания на выходе из топки котла, температуру росы для первой ступени воздухоподогревателя, концевые температурные напоры теплообменников, ограничение на влажность на выходе из последнего отсека турбины и др.

При расчёте капиталовложений в установку учитывались стоимость основных элементов котла и турбины. При этом стоимость теплообменного оборудования принималась прямо пропорциональной массе теплообменных труб с учётом цены металла, из которого изготавливались данные трубы. Пропорционально массе металла определялись капиталовложения в трубопроводы острого пара, пара промперегрева и питательной воды. Затраты в элементы паровой турбины, насосы и дутьевые вентиляторы определялись пропорционально их мощностям, с учётом параметров рабочего тела. Затраты в системы топливоподдачи, пылеприготовления, золоудаления, очистки и удаления продуктов сгорания определялись пропорционально расходу топлива. Затраты на проектирование, монтаж и строительство принимались пропорциональными стоимости основного оборудования.

В качестве материалов для изготовления различных поверхностей нагрева котельного агрегата рассматривались следующие: 1) никелевый сплав Haynes 282, предельная температура 800°C, 2) сталь марки 10X16H16B2МБР, предельная температура 700°C; 3) сталь марки 12X18H2T, предельная температура 640°C; 4) сталь марки 15X1МФ, предельная температура 575°C; 5) сталь 20, предельная температура 450°C. Они были выбраны с учётом удовлетворения длительной прочности в 200 тыс. ч [9–11].

Результаты оптимизационных расчётов исследуемого угольного энергоблока представлены в таблице.

Как видно, максимально-возможный КПД при принятых технологической схеме и буром угле и используемых материалах составляет 48,7%. При этом удельные капиталовложения равны 3047 дол./кВт. Минимально-возможные удельные капиталовложения равны 1626 дол./кВт, при этом КПД нетто составляет 45,5%. Следует отметить, что минимальные удельные капиталовложения достигаются при достаточно низком давлении острого пара (19,4 МПа) и высокой температуре (662°C). Это обусловлено снижением массы металла труб котла и их стоимости при снижении данного давления.

При сопоставлении вариантов параметров угольного энергоблока, сжигающего топливо с известной ценой, важно определить экономически обоснованный рост

капиталовложений для повышения энергетической эффективности (КПД нетто) на заданную величину (сравнение проводится с точкой минимальных удельных капиталовложений).

Таблица

Результаты оптимизации энергоблока

Показатель	Критерий оптимизации	
	Максимум КПД	Минимум удельных капиталовложений
КПД нетто, %	48,7	45,5
Капиталовложения в установку, тыс. дол.	1879592,7	1029483,9
Удельные капиталовложения, дол./кВт	3047	1626
Расход острого пара, кг/с	432,6	463,6
Давление острого пара, МПа	39,8	19,4
Температура острого пара, °С	736	662
Температура питательной воды, °С	309	279
Расход твёрдого топлива, ту.т./ч	155,5	171
Давление пара промежуточного перегрева, МПа	7,06	5,06
Температура пара промежуточного перегрева, °С	618	619
Давление пара, МПа		
-на ПВД8	10,56	7,06
-на ПВД7	7,68	5,58
-на ПВД6	3,23	2,80
-на деаэрактор	1,44	1,66
-на ПНД4	0,60	0,63
-на ПНД3	0,26	0,26
-на ПНД2	0,092	0,095
-на ПНД1	0,023	0,025
-в конденсаторе	0,00353	0,00387
Температура газов на выходе из топки, °С	926	926
Температура уходящих газов, °С	109	130
Мощность паровой турбины, МВт	661,6	665,2
Полезная электрическая мощность установки, МВт	616,9	633,0

Для такого анализа целесообразно построить (в координатах КПД нетто – удельные капиталовложения) линии равной экономической эффективности вариантов. В качестве критерия такой эффективности целесообразно использовать цену электроэнергии, при которой обеспечивается заданное значение нормы возврата капиталовложений, или IRR [7]. Для построения указанных линий требуется при заданной цене топлива определить цену электроэнергии в точке 1 при заданной IRR. Затем при значениях КПД в диапазоне от η_1 до η_2 (рис.2) определяются удельные капиталовложения, при которых обеспечивается та же цена электроэнергии, что и в точке минимума удельных капиталовложений. Линия, соединяющая эти точки, и будет

линией равноэкономичности вариантов. Все варианты, расположенные ниже указанной линии, являются экономически эффективными, а выше – экономически неэффективными.

На рис.4 представлены линии равной экономической эффективности исследуемого угольного энергоблока, определённые при различных ценах топлива (в диапазоне от 30 дол./ту.т. до 300 дол./ту.т.), значении IRR=15% и числе часов использования установленной мощности, равном 7000 ч. На этом же рисунке построена зависимость минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто. Точки, определяющие эту зависимость, получены в результате решения оптимизационных задач на минимизацию удельных капиталовложений при фиксированных значениях КПД нетто.

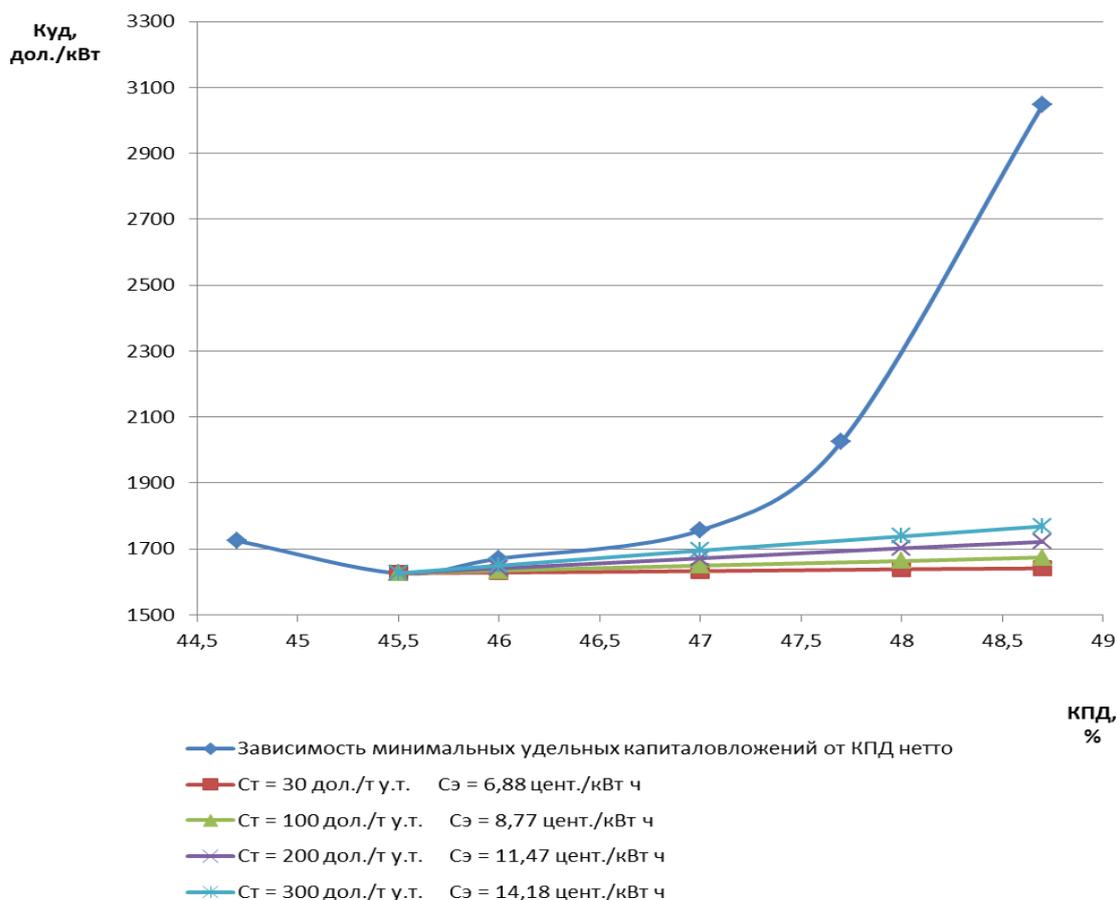


Рис. 4. Линии равной экономической эффективности показателей угольного энергоблока. Ст – цена топлива; Сэ – цена электроэнергии

Как видно, для достаточно дешёвого топлива (цена 30 дол./ту.т.) характерного для восточных регионов России, рост КПД нетто оправдан лишь при весьма небольшом приросте капиталовложений. Так, для исследуемого энергоблока рост КПД на 3% оправдан лишь при росте удельных капиталовложений не более чем на 15 дол./кВт. Из этого можно сделать вывод, что оптимальные значения параметров при дешёвом топливе должны быть близки к параметрам, полученным при решении задачи на минимум удельных капиталовложений.

По работе можно сделать следующее заключение.

1. Разработан эффективный интерполяционный метод расчёта термодинамических свойств воды и водяного пара.

2. На базе СМПП реализована математическая модель угольного энергоблока мощностью 660 МВт.
3. Сформулированы задачи оптимизации энергоблока по критериям энергетической и экономической эффективности.
4. Представлены результаты оптимизационных расчётов.
5. Показано, что при принятой технологической схеме и используемом в качестве топлива буром угле, максимальный КПД равен 48,7% при параметрах пара 39,8 МПа/736/618°C.
6. Определены линии равной экономической эффективности показателей энергоблока при различных ценах топлива.
7. Показано, что для топлива стоимостью от 30 до 300 дол./ту.т. оптимальные варианты должны быть близки к варианту при минимальных удельных капиталовложениях.

Литература

1. Состояние разработок в области создания угольных паротурбинных электростанций с параметрами пара, превышающими 35 МПа и 700°C / Роголёв Н.Д., Голодницкий А.Э., Тумановский А.Г. // Электрические станции. 2013. №3. С. 12–21.
2. Волков Э.П. О концепции модернизации электроэнергетики // Электрические станции. – 2010. – №9. – С.5–16.
3. Проект федеральной целевой программы «Создание угольного энергоблока мощностью 660 МВт на суперкритические параметры пара» // Энергетик. – 2010. – №4. – С.9–11.
4. Тумановский А.Г., Алтухов М.Ю., Шварц А.Л., Авруцкий Г.Д., Вербовецкий Э.Х., Туголуков Е.А., Смышляев А.А., Хомёнок Л.А., Скоробогатых А.Н. Разработка пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт // Электрические станции. – 2010. – №1. – С. 18–27.
5. Тугов А.Н., Шварц А.Л., Котлер В.Р. Отечественные котельные установки на повышенные параметры пара: состояние и перспективы // Электрические станции. – 2014. – №1. – С. 9–13.
6. IAPWS Releases, Supplementary Releases, Guidelines, and Advisory Notes [Электронный ресурс] // The International Association for the Properties of Water and Steam: [сайт]. [2015]. URL: <http://www.iapws.org/release.html> (дата обращения: 18.02.2015).
7. Клер А.М., Потанина Ю.М. Сопоставление эффективности перспективных теплоэнергетических установок на органическом топливе // Известия РАН. Энергетика. – 2004. – №1. – С.72–84.
8. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования // – Новосибирск: Наука, – 2005. – 236 с.
9. Клименко А.В., Гринь Е.А. Обеспечение теплоэнергетики конструкционными материалами – основа её надёжного функционирования и развития // Теплоэнергетика. – 2014. – №1. – С. 44–49.
10. Дуб А.В., Скоробогатых В.Н. Материаловедческая и технологическая база для создания перспективного теплового энергооборудования // Теплоэнергетика. – 2012. – №4. – С. 7–13.
11. Богачёв В.А., Скоробогатых В.Н., Щенкова И.А., Пшеченкова Т.П., Школьникова Б.Э. Ресурсные характеристики жаропрочных сталей для поверхностей нагрева котлов нового поколения со сверхкритическими параметрами пара // Электрические станции. – 2014. – №6. – С. 12–18.

СТРУКТУРНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОНОМНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Д.Н.Карамов

Введение

Современное развитие энергетики в России характеризуется ростом стоимости производства электроэнергии. Наибольшее увеличение стоимости электроэнергии наблюдается в удаленных районах Сибири и Дальнего Востока, Камчатки, Курильских островов, где в основном используются децентрализованные системы электроснабжения (СЭС) на базе дизельных электростанций (ДЭС) [1]. ДЭС свойственно низкая экономичность (расход топлива на производство 1 кВт*ч достигает 400–600 г.у.т. при КПД 20–30%). Сравнительно низкий КПД, высокая стоимость топлива, необходимость проведения частых ремонтных работ, ограниченность работы ДЭС по времени, длительность транспортировки топлива, ограниченность сроков сезонного завоза, многозвенность схемы поставок – все это приводит к росту стоимости электроэнергии. Транспортная составляющая для таких потребителей может достигать 50–70% от общих затрат [2].

Опыт российских и зарубежных исследовательских коллективов показывает, что комбинированное применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) позволяет решать вопросы энергообеспечения автономных СЭС. В сравнении с ДЭС комбинированное применение ВИЭ в несколько раз уменьшает выбросы углекислого газа с произведенного кВт*ч, значительно сокращает зависимость от привозного топлива, улучшает экологическую обстановку [3].

Основные задачи, возникающие при комплексном применении ВИЭ, носят оптимизационный характер, отражающийся в получении оптимального соотношения генерирующих мощностей. Наиболее эффективно подобную задачу решают в работах [3,4,5] с применением оптимизационных комплексов: HOGA – Hybrid optimization by genesis algorithm (Испания), HOMER – Hybrid optimization modeling software (США), HYPORA – Hybrid power optimized for rural.remote areas (США).

Из недостатков указанных комплексов следует выделить следующее:

1. Использование среднемесячной солнечной радиации.
2. Использование распределения скоростей ветра, построенного на основе среднегодовой скорости ветра и отсутствие учета случайного характера динамики этой скорости.
3. Применение среднегодовой нагрузки (HYPORA).
4. Отсутствие учета влияния температуры окружающей среды на вольт-амперные характеристики (ВАХ) элементов.
5. Отсутствие электрических расчётов мгновенных режимов и учета потерь мощности.
6. Отсутствие возможности (у пользователя) дополнять СЭС новыми элементами.

В связи с вышеуказанными недостатками зарубежных оптимизационных комплексов возникла задача разработки модели автономной СЭС, учитывающей: достаточно детальный график нагрузок потребителя, стохастичность интенсивности

солнечного излучения, температуры окружающей среды, электрические потери, основные эксплуатационные параметры СЭС и более детально учитывающей случайный характер скорости ветра.

Реализация подобной модели позволяет решать более качественно следующие задачи:

1. Определение оптимального соотношения генерирующих мощностей.
2. Выбора оптимального типоразмера оборудования.
3. Выбор вспомогательного оборудования.

Актуальность разработки подобной модели состоит в том, что еще на стадии проектирования реальной СЭС становится возможным не только решить задачу выбора оптимального соотношения генерирующих мощностей, но и выполнить проверку работоспособности автономной СЭС. Автором была разработана модель автономной СЭС, использующей ВИЭ и накопителя энергии (НЭ). Реализована модель в среде имитационного моделирования Matlab.Simulink, так как это наиболее подходящая графическая среда, позволяющая при помощи блок-диаграмм в виде направленных графов строить модели элементов автономной СЭС.

Математическая модель автономной СЭС

Описание климатических данных. В первую очередь определяются астрономические параметры Солнца, исходя из координат местности, месяца, числа и часа текущего интервала расчетного периода [6, 7]. К этим параметрам относятся:

- угол склонения Солнца, °;
- угол возвышения Солнца, °;
- атмосферная масса, о.е.;
- интенсивность солнечного излучения, Вт.м².

Далее с использованием результатов замеров климатических данных автоматическими метеостанциями представленных в [8] создается массив, описывающий с шагом один час следующие параметры окружающей среды:

- температура окружающей среды, °С;
- давление воздуха, кПа;
- облачность, %;
- скорость ветра на высоте 10 метров, м.с;

Такие массивы формируются для каждого года наблюдений, представленных в [8]. Как правило, число таких «представительных» лет для различных метеостанций находится в интервале от 5 до 12.

В расчетном комплексе предусмотрено использование следующих элементов СЭС (в ссылках указана литература, на основе которой построены математические модели соответствующих элементов):

- фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) - [10, 11, 12];
- ветроэнергетические установки (ВЭУ) - [12, 13];
- аккумуляторные батареи (АБ) - [14, 15, 16];
- дизель – генераторы (ДГ) - [17];
- трансформаторы (ТР), воздушные линии (ВЛ) – [18];
- силовые инверторы (СИН), инверторы (ИН), выпрямители (ВП) – [11, 17, 19, 20];
- нагрузка – [2].

На рис.1 представлен алгоритм работы модели автономной СЭС.

Расчеты, проводимые по данному алгоритму позволяют осуществлять распределение генерирующих мощностей между ВЭУ, ФЭП, ДГ, а также определить режим работы АБ для конкретных значений нагрузки потребителей, набора метеоданных и состояния АБ. Указанные расчеты проводятся для каждого часа каждого «представительного» года. Далее, полагая вероятность реализации метеоусловий каждого «представительного» года равной, можно определить среднегодовой расход дизельного топлива и среднегодовую выработку генерирующими установками.

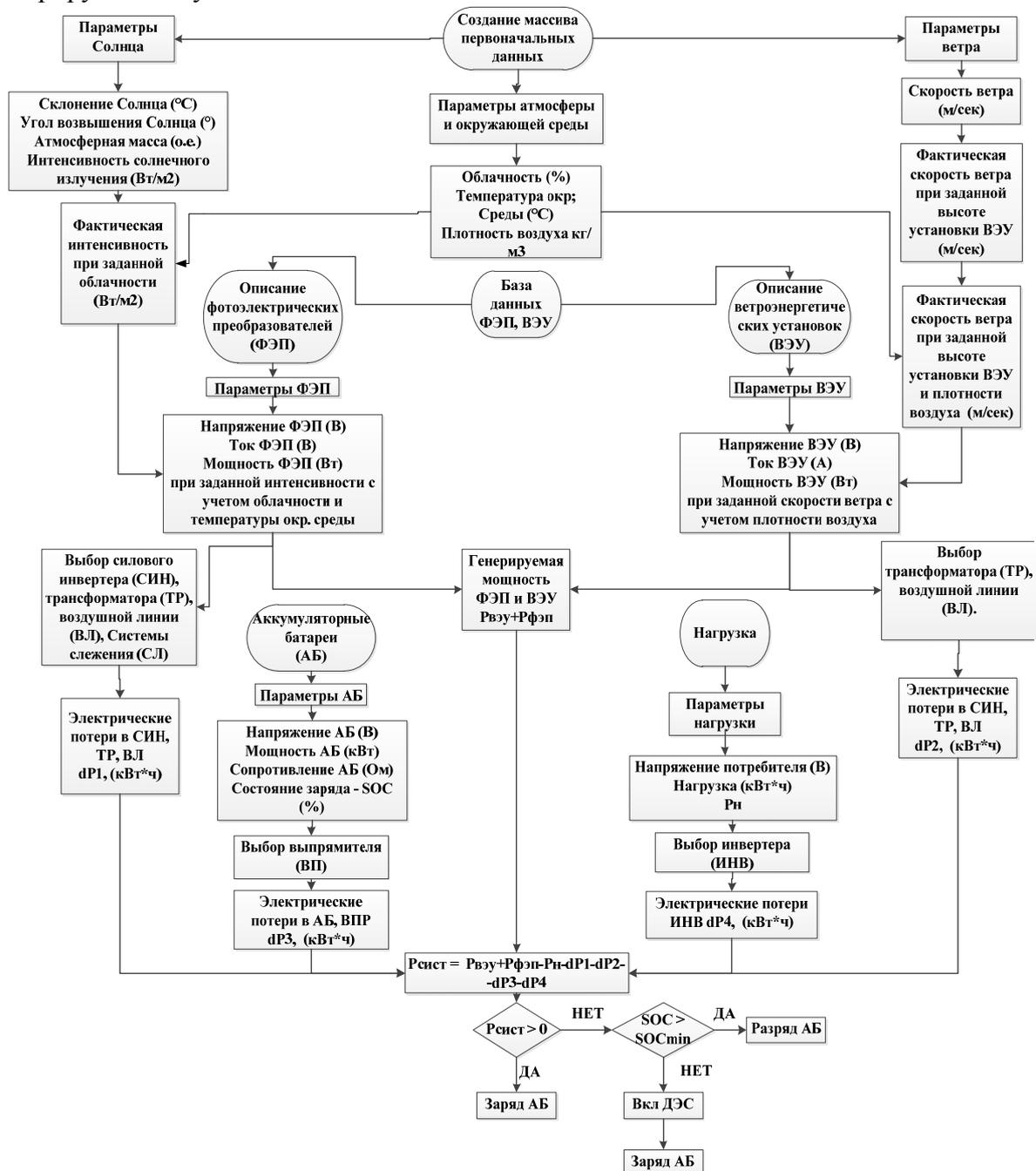


Рис. 1. Алгоритм работы модели автономной СЭС

Определение состава оборудования автономной СЭС. Цель – нахождение оптимального соотношения генерирующих мощностей и вспомогательного оборудования при минимальной стоимости кВт*ч. Для сравнения вариантов применяется методика уравнированной стоимости электроэнергии (Levelized cost of

electricity; LCOE) [21, 22]. LCOE – это стоимость электроэнергии, отпускаемой непосредственно с электростанции, использующей ВИЭ.

Целевая функция имеет вид:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{K_i + M_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}},$$

где K_i – капиталовложения, M_i – эксплуатационные расходы, F_i – топливные издержки, E_i – производство электроэнергии, кВт*ч; r – коэффициент дисконтирования, n – число лет расчетного периода, i – подстрочным индексом обозначены величины, относящиеся к i году расчетного периода.

Капиталовложения по элементам СЭС имеют следующий вид:

$$K_i = K_{ФЭП} + K_{ВЭУ} + K_{ДГ} + K_{АВ} + K_{СИИ} + K_{ТР-ФЭП} + K_{ВЛ-ФЭП} + K_{ТР-ВЭУ} + K_{ВЛ-ВЭУ} + K_{ТР-ОБЩ} + K_{ВЛ} + K_{СИИ} + K_{ВЭУ} + K_{ИНВ} + K_{ИНТ},$$

где $K_{ФЭП}$, $K_{ВЭУ}$, $K_{ДГ}$, $K_{АВ}$, $K_{СИИ}$, $K_{ТР}$, $K_{ВЛ}$, $K_{ВЭУ}$, $K_{ИНВ}$ – соответственно капиталовложения в фотоэлектрические преобразователи, ветроэнергетические установки, дизель-генераторы, аккумуляторные батареи, силовые инверторы, трансформатор, воздушные линии, выпрямители, инверторы.

Эксплуатационные расходы по элементам СЭС имеют вид:

$$M_i = M_{ФЭП} + M_{ВЭУ} + M_{ДГ} + M_{АВ} + M_{СИИ} + M_{ТР-ФЭП} + M_{ВЛ-ФЭП} + M_{ТР-ВЭУ} + M_{ВЛ-ВЭУ} + M_{ТР-ОБЩ} + M_{ВЛ} + M_{ВЭУ} + M_{ИНВ} + M_{ИНТ},$$

где $M_{ФЭП}$, $M_{ВЭУ}$, $M_{ДГ}$, $M_{АВ}$, $M_{СИИ}$, $M_{ВЭУ}$, $M_{ИНВ}$ – соответственно эксплуатационные расходы в фотоэлектрические преобразователи, ветроэнергетические установки, дизель-генераторы, аккумуляторные батареи, силовые инверторы, трансформаторы, воздушные линии, выпрямители, инверторы.

Производство электроэнергии по элементам СЭС имеет следующий вид:

$$E_i = E_{ФЭП} + E_{ВЭУ} + E_{ДГ} + E_{АВ},$$

где $E_{ФЭП}$, $E_{ВЭУ}$, $E_{ДГ}$, $E_{АВ}$ – производство электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями, кВт*ч; ветроэнергетическими установками, кВт*ч; дизель-генераторами, кВт*ч; аккумуляторными батареями, кВт*ч.

На рис.2 представлен общий вид модели автономной СЭС.

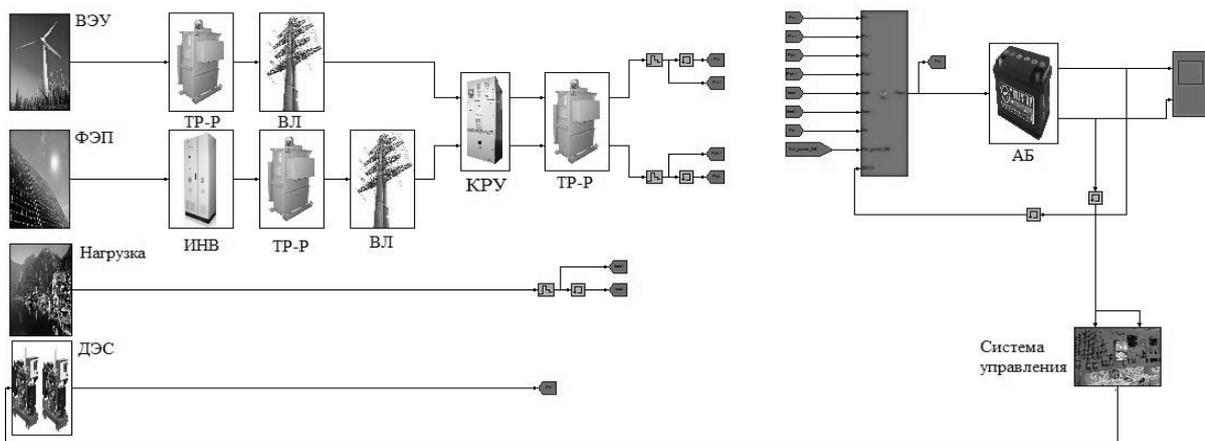


Рис. 2.Общий вид Matlab.Simulink модели автономной СЭС: ВЭУ, ФЭП, НАГРУЗКА, ДЭС, ТР-Р, ВЛ, КРУ, АБ, СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ – блок расчета ветроэнергетических установок, фотоэлектрических преобразователей, нагрузки, дизельной электростанции, трансформаторов, воздушных линий, комплексных распределительных устройств, аккумуляторных батарей, системы управления

В качестве примера рассмотрим автономную СЭС «Толон» Ленского района Якутии.

При оптимизации вариантов СЭС рассматривается следующее оборудование – таблица 1.

Таблица 1
 Параметры элементов генерации автономной СЭС*

ФЭП	$P_{уст}$, кВт	$U_{эл}$, В	КПД
<i>ТСМ – 150А</i>	0,150	24	0,20
ВЭУ	$P_{уст}$, кВт	$V_{стр}$, м.сек	-
<i>Sokol Air Vertica-15</i>	15	2,2	0,4
АБ	$Q_{уст}$, А*ч	$U_{АБ}$, В	-
<i>Rolls – S-12-231</i>	231	12	0,95
ДГ	$P_{уст}$, кВт	$Q_{диз}$, л.кВт*ч	-
<i>ЯМЗ-238-75</i>	75	0,350	0,35
<i>ЯМЗ-238-60</i>	60	0,350	0,35
<i>ЯМЗ-238-50</i>	50	0,350	0,35

* где $P_{уст}$ - единичная установленная мощность агрегата, $Q_{уст}$ – установленная емкость АБ, $U_{эл}$ – напряжение ФЭП в точке максимального отбора мощности, $U_{АБ}$ – номинальное напряжение АБ, $V_{стр}$ - скорость страгивания ВЭУ, $Q_{диз}$ – номинальный расход дизельного топлива на производство кВт*ч.

Таблица 2
 Экономические показатели элементов автономной СЭС*

ФЭП	K , руб	M , % от K_i	$M_{уст}$, % от K_i	$K_{прк}$
<i>ТСМ – 150А</i>	10850	2	25	1,7
ВЭУ	-	-	-	-
<i>Sokol Air Vertica-15</i>	870000	2	25	1,7
АБ	-	-	-	-
<i>Rolls – S-12-231</i>	14000	1	25	1,7
ДГ	-	-	-	-
<i>ЯМЗ-238-75</i>	723200	5	10	1,7
<i>ЯМЗ-238-60</i>	677550	5	10	1,7
<i>ЯМЗ-238-50</i>	630250	5	10	1,7

* где K – капиталовложения, M – доля годовых издержек от капиталовложений, $M_{уст}$ – доля затрат от капиталовложений на доставку и установку оборудования, $K_{прк}$ – повышающий районный коэффициент.

Экономические и эксплуатационные параметры элементов СЭС вносятся в расчетную модель. Для оптимизации вариантов разработана программа, использующая метод покоординатного спуска. Рассмотрено 4 варианта состава оборудования автономной СЭС: 1 – чисто дизельный, 2 – ветро-дизельный, 3 – солнечно-дизельный, 4 – ветро-солнечно-дизельный. При определении LCOE коэффициент дисконтирования принимался равным 0,09.

В таблице 3 представлены результаты оптимизации СЭС «Толон».

Таблица 3

Установленные мощности (кВт) и экономические показатели
оптимальных вариантов автономной СЭС «Толон»

ВЭУ	ФЭП	АБ*	ДГ	Кап.влож. млн.руб.	Годовой расход топлива л.	Стоимость кВт*ч, руб.
Вариант 1						
0	0	0	75	1,26	123106	20,26
Вариант 2						
405	0	9934,6	50	31,624	23573	14,24
Вариант 3						
0	163,35	997,92	50	12.757	43144	12,95
Вариант 4						
135	163,35	3692,31	50	20.905	19891	11,21

* Фактическая мощность АБ.

Выводы

1. Предложена модель автономной системы электроснабжения, которая позволяет решать задачи структурной оптимизации, а именно нахождение оптимального соотношения генерирующих мощностей, выбора оптимального единичного типоразмера оборудования, выбор установленных мощностей вспомогательного оборудования.
2. Рассмотрена автономная СЭС «Толон». Конечные результаты показывают, что комбинированное применение ВЭУ и ФЭП (вариант 4) обеспечивает получение наиболее дешевой электроэнергии за счет сокращения расхода дизельного топлива по сравнению с другими вариантами.

Литература

1. Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография. - М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
2. Карамов Д.Н. Актуальность применения возобновляемых источников энергии в децентрализованных населенных пунктах России на примере Ленского района республики Саха (Якутия). Вестник ИрГТУ.–2013.–№11 (82). – С. 279 -283..
3. RodolfoDufo-López, José L. Bernal-Agustín, José M. Yusta-Loyo, José A. Domínguez-Navarro, IgnacioJ. Ramírez-Rosado, JuanLujano, IsmaelAso.. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage. Applied Energy. 2011. 88. pp. 4033-4041.
4. J. Dekker, M. Nthontho, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury..Economic analysis of PV.diesel hybrid power systems in different climatic zones of South Africa. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.2012. 40(1). pp. 104 – 112.
5. Minna Ranjeva, Anil K. Kulkarni.. Design Optimization of a Hybrid, Small, Decentralized Power Plant for Remote.Rural Areas. Energy Procedia. – 2012. –20. pp. 258 – 270.
6. P.I. Cooper.. The absorption of radiation in solar stills. Solar Energy. 1969. том 12. с. 333 – 346.
7. Meinel A.B, Meinel M.P.. Applied solar energy.Addison Wesley Publishing Co.. 1976.
8. www.rp5.ru – электронный архив климатических данных.
9. С.Г. Игнатьев.. Анализ современной методологии определения энергетических характеристик ветра.. Альтернативная энергетика и экология. 2013. №12. с. 15 – 25.

10. Справочник по проектированию солнечных батарей. Пер. с англ.. Г. Раушенбах. - М.: Энергоатомиздат, 1983. – 360 с.
11. V. Salas, M. Alonso-Abella, F. Chenlo, E. Olias.. Analysis of the maximum power point tracking in the photovoltaic grid inverters of 5kW. *Renewable Energy*.2009. том 37. с. 2366-2372
12. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. З.А.Стычинский, Н.И.Воропай. - Магдебург – Иркутск, 2010. - 215 с.
13. *Wind Energy*. Peter Musgrove.. Cambridge university press, 2010. – 323 с.
14. D. Yamegueu, Y. Azoumah, X.Пу, H. Kottin.. Experimental analysis of a solar PV.diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2013. том 44. pp. 267-274.
15. Thomachan A. Kattakayam, K. Srinivasan.. Lead acid batteries in solar refrigeration systems.*Renewable Energy*.2004. том 29. с. 1243-1250.
16. O. Tremblay, L. Dessaint..Experimental validation of a battery dynamic model for EV application. *World Electric Vehicle Journal*. №3.2009. с. 1 – 10.
17. Erkan Dursun, Osman Kilic.. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV.Wind.PEMFC hybrid power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.2012. том 34. pp. 81 – 89.
18. Справочник по проектированию электрических сетей. И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: «Энас», 2012. - 376 с.
19. V. Salas, E. Olias.. Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters above 10kW. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.2011. том 15. pp. 1250-1257.
20. L. Hassaine, E. Olias, J. Quintero, V. Salas..Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.2014. том 30. pp. 796-807.
21. K. Branker, M.J.M. Pathak, J.M. Pearce.. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.2011. том 15. pp. 4470-4482.
22. C. Kost, J.N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartman, C. Senkpiel, S. Philips, S. Nold, S. Lude, N. Saad, T. Schlegl. Levelized cost of electricity renewable energy technologies.Fraunhofer institute for solar energy system (FISE).2013. pp. 27-33.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАДИИ ВЫХОДА ЛЕТУЧИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ НИЗКОСОРТНЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ¹

А.Н. Козлов

Введение

Сегодняшняя энергетическая политика многих стран стимулирует исследования, связанные с эффективными технологиями переработки низкосортного твердого топлива (НТТ), в том числе низкосортных местных углей для производства тепловой и электрической энергии. Вовлечение в энергетику таких ресурсов позволяет повысить энергоэффективность стран и регионов, зависящих от импорта ископаемого топлива [1].

К НТТ относятся топлива с высоким содержанием кислорода в составе, с высокой влажностью, зольностью. При их использовании необходимо учитывать особенности их свойств [2].

Одной из ключевых характеристик процесса горения твердых топлив, в частности углей, является выход летучих веществ, который наряду с долей связанного углерода, формирует реакционные свойства топлива. Выход летучих также определяет механический недожог [3]. Для эффективной переработки углей необходимо дать всестороннюю оценку состава и свойств топлива, и путей его реагирования с газифицирующими агентами.

Целью работы является исследование стадии выхода летучих веществ углей с месторождений Красноярского края и Иркутской области. Задачами исследования является определить количественные характеристики выхода летучих, и их связь с другими техническими характеристиками топлива – теплотой сгорания, зольностью, долей связанного углерода, а также установить динамику газовыделения и кинетические закономерности стадии выхода летучих в зависимости от вида углей.

Методом исследования в работе выступает синхронный термический анализ, совмещенный с масс-спектрометром.

Экспериментальная часть

Инструментальные исследования выхода летучих из углей выполняли с помощью комплекса синхронного термического анализа компании Netzsch. В его состав входят: блок термического анализа STA 449 Jupiter, квадрупольный масс-спектрометр QMS 403 C Aeolos и блок импульсного термического анализа PulseTA.

Методика измерения

Пробоподготовку проводили стандартным методом квартования. Отобранный образец измельчали до крупности 0,2 мм. Навеску массой 40–50 мг помещали в корундовый тигель и нагревали от 35 до 1000 °С со скоростью 10 °С/мин в токе аргона. Образующиеся газообразные продукты регистрировали в диапазоне массовых чисел от 1 до 200 с ионизацией электронным ударом 70 эВ. Калибровку сигнала масс-

¹ Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 14-08-31666-мол_а). Результаты настоящего исследования получены с использованием материально-технической базы Байкальского центра коллективного пользования СО РАН.

спектрометра проводили путем импульсной подачи соответствующих калибровочных газов.

Методика обработки результатов измерения

С использованием стандартных средств термоанализа определяли технические характеристики и компонентный состав топлива, а также кинетические параметры процесса выхода летучих. Используемые в работе методики подробно изложены в [4–6].

Термоаналитическое исследование стадии выхода летучих

В качестве материала для исследований были взяты образцы углей из месторождений Иркутской области и Красноярского края, Дальнего Востока, антрацит (Украина), сосновые опилки (таблица 1).

На рис. 1 на примере мугунского угля приведена стандартная термограмма и масс-спектры макрокомпонентов газовой фазы выделяющихся на стадии выхода летучих.

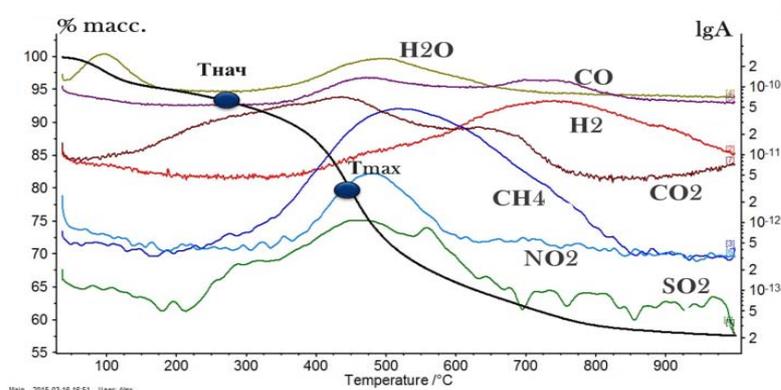


Рис.1. Масс-спектры (LgA) и термограмма (% mass) пиролиза мугунского угля. (Tнач. – температура соответствующая началу интенсивного разложения образца; Tmax – температура соответствующая максимуму разложения образца)

Анализ рис. 1 показывает, что в температурном интервале от комнатной до 150°C выделяется вода с поверхности образца, о чем соответствует сигнал масс-спектрометра по H₂O. В температурном интервале от 200 до 850°C вероятно происходит разрыв слабых полярных связей в угле преимущественно с образованием следующих соединений H₂O, CH₄, CO, а также SO₂ и NO. Водород начинает образовываться при 400°C и до конца измерения (1000°C) не успевает полностью выделиться. Масс-спектр CO₂ показывает, что углекислый газ начинает образовываться практически сразу же после начала эксперимента при этом имеет два максимума при 450 и 670°C, к 800°C процесс выделения CO₂ прекращается, однако при достижении температуры до 900° процесс выделения возобновляется. Данный процесс, как и выделение H₂ при высоких температурах, по-видимому обусловлен глубоким внутренним разложением угля, сопровождающийся разрывом связей углеродного скелета С-С и С-Н. Аргон, используемый в эксперименте, в своем составе содержит 0,00002% O₂, который не оказывает значительного влияния на процесс пиролиза углей.

Термоаналитические исследования других углей показали, что в зависимости от стадии метаморфизма температурные интервалы и соотношения, выделяющихся газовых компонентов изменяется. В таблице 1 приведены результаты термолиза исследуемых образцов.

Таблица 1

Результаты термоаналитических исследований

Название	ВЛ, %	Tнач, °С	Tmax, °С	г, %/мин	СУ, %	РС
Антрацит	4,1	435	780	0,5	83,2	20,3
Волчанский	27,1	290	502	0,9	22,1	0,8
Черемховский	32,1	318	448	1,9	50,5	1,6
Головинский	33,6	275	455	2,3	57,2	1,7
Азейский	35,4	285	451	2,5	47,0	1,3
Харанутский	36,4	276	452	2,8	53,0	1,5
Жеронский	37,3	265	450	1,6	41,1	1,1
Глинкинский	37,3	280	453	1,6	41,1	1,1
Мугунский	37,6	220	450	1,9	42,3	1,1
Тарасовский	37,9	312	445	3	51,3	1,4
Бородинский	39,1	260	449	1,7	49,1	1,3
Переяславский	39,7	277	450	1,7	51,2	1,3
Раздолинский	40,2	324	450	3,6	54,3	1,4
Сахалинский	43,5	200	432	1,7	36,5	0,8
Приморский	43,7	229	413	1,8	33,6	0,8
Сосна	80,1	200	370	9,7	15,1	0,2

Анализ таблицы 1 показывает, что выход летучих (ВЛ) большинства из представленных образцов лежит в диапазоне 32–43%. Разница обусловлена степенью окисленности углей. Сосновые опилки и антрацит являются предельными представителями как образцов с высоким выходом летучих и низким выходом летучих. Волчанский уголь является типичным высокозольным углем. Температура начала выделения летучих показывает температуру соответствующую началу интенсивного разложения угля и зависит от степени метаморфизма углей. Чем она выше, тем выше температура воспламенения. Температура максимума интенсивного разложения для большинства представленных углей колеблется около 450°С. Скорость потери веса (г) определяет реакционную способность (РС) исследуемых топлив, что подтверждают дальнейшие исследования. В таблице 1 приведены также данные о количестве связанного углерода (СУ) в угле. Связанный углерод – это тот углерод, который остается после разложения органической массы угля. Последний столбец отображает реакционную способность углей, которая выражается отношением связанного углерода к выходу летучих из угля. Чем выше значение, тем меньше реакционная способность. По значению реакционной способности угли можно разделить на несколько групп, отражающих их степень метаморфизма. Так волчанский, сахалинский и приморский угли относятся суббитуминозным бурым углям класса а – как высокозольный, и класса б – как окисленный. Жеронский, глинкинский и мугунский угли относятся к высокорекционным битуминозным бурым углям. Азейский, бородинский и переяславский угли – среднерекционные битуминозные бурые угли; раздолинский и тарасовский – низкорекционные битуминозные бурые угли; черемховский и головинский – низкорекционные каменные угли.

На рис. 2 (а, б, в) отражен состав газовой фазы, образующийся при пиролизе углей.

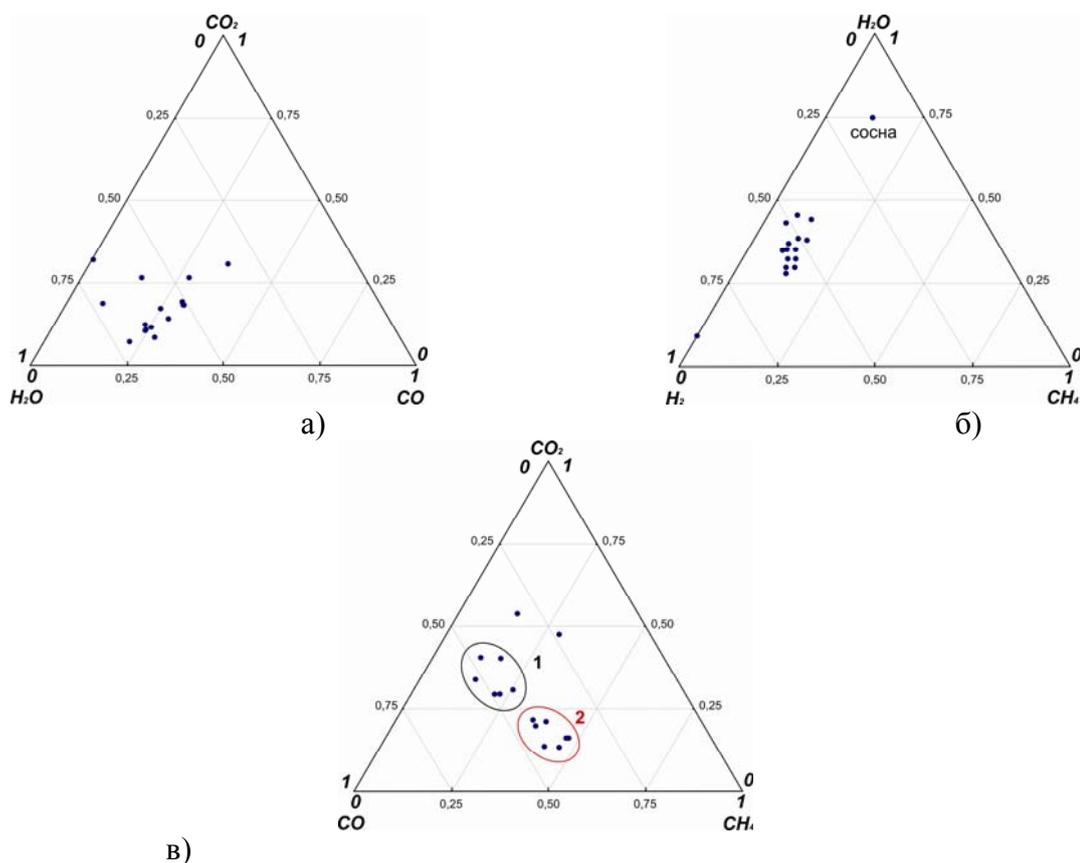


Рис. 2. Распределение компонентов – а) кислорода, б) водорода, в) углерода

Положение точек на рис. 2 отражает распределение углей по степени метаморфизма от древесины, суббитуминозных углей к антрациту. Распределение кислорода и водорода по компонентам (рис. 2 а, б) показывает, что с увеличением степени метаморфизма углей усиливается образование H_2O и H_2 , соответственно. На рис. 2 в показано распределение углерода по компонентам, и на нем можно выделить две области: 1 – с большим содержанием CO_2 , 2 – с большим содержанием CO . Эти области также формируются в зависимости от степени метаморфизма углей.

Определение кинетики выхода летучих

С использованием стандартных средств термоанализа были определены кинетические коэффициенты гетерофазной реакции для стадии выхода летучих. В общем случае задача определения кинетических коэффициентов сводится к выбору гипотезы о механизме гетерогенного превращения, в наилучшей степени объясняющей инструментально полученную кинетическую кривую (или положение ее отдельных точек).

Используемое программное обеспечение Thermokinetics предназначено для решения кинетической задачи поставлено компанией Netzsch и использует несколько известных математических методов. Для нахождения кинетических коэффициентов в программном комплексе реализован метод наименьших квадратов с многовариантной регрессией, в котором реакционные характеристики вычисляются численным дифференцированием уравнения скорости (1) на основе метода Рунге-Кутты четвертого или пятого порядка. Использование этого подхода позволяет подобрать параметры модели для наилучшего согласования кривых. Критерием служит минимум суммы квадратов отклонения степени конверсии для рассчитанных значений (x_i, cal) от

термогравиметрически измеренных ($x_i;exp$) (рис. 3), который вычисляется согласно теореме максимального подобия по уравнению (2).

Уравнение скорости, описывающее процесс выхода летучих:

$$\frac{dx}{dt} = A \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right)(1-x)^n, \quad (1)$$

где x – степень превращения (конверсии) исходного образца; A – предэкспоненциальный фактор, c^{-1} ; E_a – энергия активации, кДж/моль; n – видимый порядок реакции; R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль $^{\circ}K$; t – время, с; T – температура, $^{\circ}K$.

Уравнение, описывающее метод наименьших квадратов:

$$S = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i \exp - x_i \text{cal})^2 \rightarrow \text{Min}, \quad (2)$$

где N – количество итераций.

В настоящей работе выход летучих описывается одностадийной реакцией n -го порядка. Данный подход реализован во многих работах по исследованию кинетики выхода летучих [7].

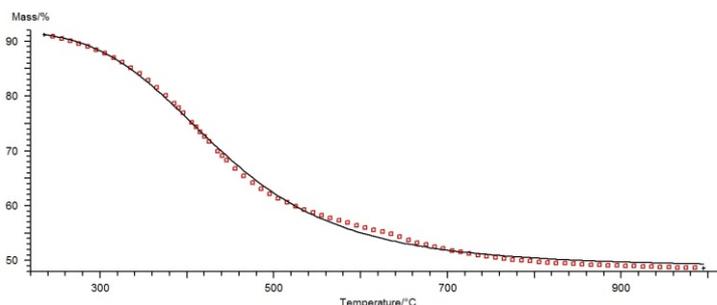


Рис.3. Экспериментальная кривая (пунктирная линия) и расчетная кривая (сплошная линия)

Рис. 3 отражает степень различия между экспериментом и расчетной кривой.

В таблице 2 показаны кинетические коэффициенты стадии выхода летучих веществ.

Таблица 2

Значение кинетических коэффициентов для стадии выхода летучих

Название	E_a , кДж/моль	$\lg A$, c^{-1}	n	ВЛ, %
Антрацит	22	-2,2	0,4	4,1
Волчанский	37	-0,3	1,6	27,1
Черемховский	108	5,2	3,5	32,1
Головинский	49	0,5	1,5	33,6
Азейский	68	2,2	2,1	35,4
Харанутский	255	16,5	6,1	36,4
Жеронский	50	0,8	2,1	37,3
Глинкинский	90	3,8	3	37,3
Мугунский	83	3,4	3,1	37,6
Тарасовский	266	17,6	7,1	37,9
Бородинский	54	1,1	2,2	39,1
Переяславский	58	1,4	2,3	39,7
Раздолинский	261	17,3	6,4	40,2
Сахалинский	38	0,04	1,5	43,5
Приморский	50	1,1	2,2	43,7
Сосна	54	1,7	0,1	80,1

Приведенные в таблице 2 кинетические коэффициенты являются кажущимися и с точки зрения формальной кинетики не несут физического смысла, т.к. описывают макрокинетику – совокупность элементарных реакций проходящих на стадии выхода летучих, и отражают лишь математические значения, наиболее удовлетворительно описывающие термоаналитическую кривую. Тем не менее, рассчитанные кинетические коэффициенты позволяют определить скорость реагирования окислителя с топливом, выявить общие тенденции и особенности изучаемого процесса, т.е. охарактеризовать реакционную способность топлив, с точки зрения кинетики.

Однако, рассчитанные значения кинетических коэффициентов справедливы только для описания выхода летучих веществ, полученных при условиях указанных выше. Любое изменение внешних условий (скорости нагрева, крупности навески и т.п.) влечет изменение кинетических коэффициентов.

Заключение

Температура начала выделения летучих соответствует температуре начала интенсивного разложения угля и зависит от степени метаморфизма углей. Чем она выше, тем выше температура воспламенения. Температура максимума интенсивного разложения для большинства представленных углей колеблется около 450°C. Скорость потери веса определяет реакционную способность исследуемых топлив.

В результате определения состава газовой фазы, выделяющихся при выходе летучих установлено, что основными кислородсодержащими соединениями являются H₂O (25–30%) и CO (10–15%). Водород расходуется на образование H₂ (40–50%) и H₂O (25–30%), содержание CH₄ составляет около 10%. Существуют две области распределения углерода – первая область показывает большее содержание CO₂, во второй области – большее содержание CO. Данный факт также отражает принадлежность углей к бурым или каменным соответственно. Показано, что NO₂ и SO₂ образуются в следовых количествах около 1 %. Приведенные данные подтверждаются рядом работ [8,9].

Полученные кинетические коэффициенты отражают реакционную способность углей.

Литература

1. Soltani S., Mahmoudi S.M.S., Yari. M, Rosen M.A. Thermodynamic analyses of an externally fired gas turbine combined cycle integrated with a biomass gasification plant// Energy Conversion and Management. 2013. V. 70. P. 107–115.
2. Данилов А.М., Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Альтернативные топлива: достоинства и недостатки. Проблемы применения// Российский химический журнал. 2003. Т. XLVII. № 6. С. 4–11.
3. Характеристики и свойства энергетических углей// А.Н. Алехнович. – Челябинск: Цицеро, 2012. – 549 с.
4. Козлов А.Н., Кейко А.В. Определение технических характеристик твердого топлива методом термического анализа// Вестник ИрГТУ. Т.30, №2, 2007. с. 71–74.
5. Kozlov A.N., Svishchev D.A., Donskoi I.G., Keiko A.V. Thermal analysis in numerical thermodynamic modeling of solid fuel conversion// Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2012. V. 109. No. 3. P. 1311–1317.
6. Moukhina E. Determination of kinetic mechanisms by modeled-based kinetic analysis for the reactions measured by thermal analytical instruments// Proc. of Int. Workshop on Thermal Analysis, August 2011, Des Moines, Iowa, USA. – 8 p.

7. Borah R.C., Rao P.G., Chosh P. Devolatilization of coals of northeastern India in inert atmosphere and in air under fluidized bed conditions// Fuel Processing Technology. 2010. V. 91. P. 9 – 16.
8. Fang D.P.C., Kim S.D. Gasification kinetics of coals and wood// Korean J of Chem Eng. 1990. V. 7. P. 109-114.
9. Niksa S., Gui G., Hurt R.H. Coal conversion submodels for design applications at elevated pressures. Part I. Devolatilization and char oxidation// Progress in Energy and Combustion Science. 2003. V. 29. P. 425–477.

МОДЕЛИРОВАНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ШАРОВОЙ БАРАБАННОЙ МЕЛЬНИЦЫ (ШБМ)

В.В. Ощепков

Аэродинамическое сопротивление элементов оборудования пылесистем на незапыленном газе хорошо изучено. В то же время в вопросе учета физических явлений, протекающих при размоле угля в шаровых барабанных мельницах (ШБМ), имеется много неясностей. Моделирование аэродинамического сопротивления ШБМ может способствовать выявлению резервов в его снижении, в борьбе с отложениями пыли, а также в оптимизации затрат на топливо.

Рассмотрим задачу моделирования аэродинамического сопротивления мельницы ШК-32.

В [1] было установлено, что аэродинамическое сопротивление мельницы ШК-32 Δp_m , практически, не зависит от массовой концентрации пыли μ_m в конкретном диапазоне. При этом наблюдалась хорошая корреляция от остатка на сите R_{90c}^3 после сепаратора. Данные зависимости представлены на рис. 1 и 2, где Δp_0 – сопротивление незапыленного потока воздуха, Па.

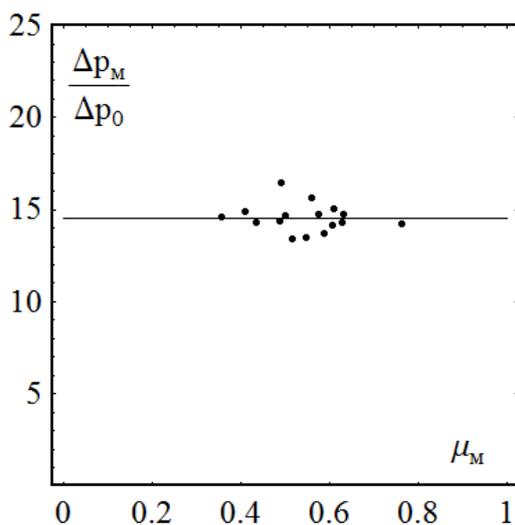


Рис. 1. Зависимость $\Delta p_m / \Delta p_0$ от концентрации пыли для ШК-32

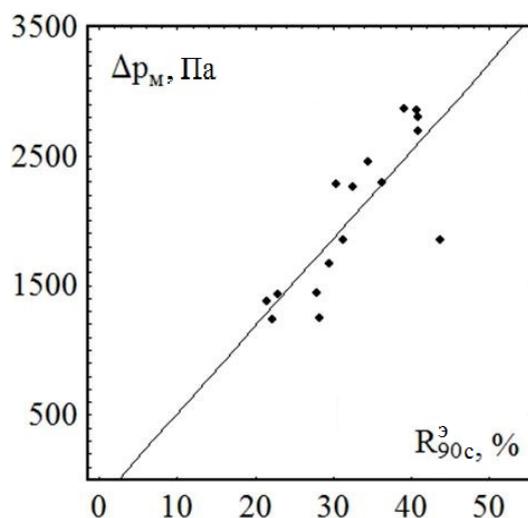


Рис. 2. Зависимость сопротивления ШК-32 от тонины помола за сепаратором

При моделировании течения пылевоздушного потока через мельницу ШК-32 с помощью пакета прикладных программ FlowVision сопротивление мельницы всегда оказывалось значительно ниже экспериментальных показаний [2]. При этом использовалась модель гомогенной смеси угольной пыли и воздуха (приближение несжимаемой гидродинамики) с заданием плотности и динамической вязкости этой смеси.

Плотность смеси выражается следующим уравнением:

$$\rho_{см} = (1 - \alpha)\rho_g + \alpha\rho_ч,$$

где α – объемная доля угольной пыли; ρ_g – плотность воздуха, кг/м^3 ; $\rho_ч$ – плотность частиц угольной пыли, кг/м^3 .

Динамическая вязкость пылевоздушной смеси

$$\eta_{см} = (1 + 5,5\alpha)\eta_в,$$

где $\eta_в$ – динамическая вязкость воздуха, Па·с.

Данная модель учитывает только потери сопротивления на трение. В этой связи было сделано предположение, что это только одна из составляющих общего сопротивления. Вторая составляющая может быть связана с подъемом частиц пыли. Подобные рассуждения присутствуют в [3].

При подаче предварительно размолотого угля в ШБМ мелкие частицы подхватываются потоком воздуха, а основная часть проваливается на дно мельницы. Для подъема этих частиц в горизонтальный поток необходимо затратить энергию, которая отражается на аэродинамическом сопротивлении ШБМ. Для этого необходимо в вертикальном направлении сообщить частице топлива некоторую скорость, при которой эта частица достигнет горизонтального потока и подхватится им. Далее в горизонтальном потоке частица будет двигаться по законам диффузии.

Сопротивление подъема частиц $\Delta P_{под}$, предположительно, является функциональной зависимостью от массовой концентрации пыли μ , плотности частиц $\rho_ч$ и скорости витания частиц $\omega_ч$

$$\Delta P_{под} = f(\mu, \rho_ч, \omega_ч).$$

Таким образом, сопротивление подъема частиц можно оценить по формуле, представленной в [3]:

$$\Delta P_{под} = \mu \rho_ч \omega_ч (\omega_ч - \omega_ч'), \quad (1)$$

где $\omega_ч'$ – начальная скорость частицы, равная нулю в рассматриваемом случае, м/с.

Скорость подъема частицы равна скорости витания и определяется из уравнения, приведенного в [4]

$$\omega_ч = \sqrt{\frac{4}{3} g \frac{d_ч}{\xi} \frac{\rho_ч - \rho_в}{\rho_в}},$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; ξ – коэффициент сопротивления одиночной частицы.

Коэффициент сопротивления ξ сферической частицы зависит от числа Рейнольдса $Re_ч$. При $Re_ч \leq 0,2$ $\xi = 24/Re_ч$; при $0,1 \leq Re_ч \leq 4 \cdot 10^3$ $\xi = 21/Re_ч + 6/Re_ч^{0,5} + 0,28$; при $2 \cdot 10^4 \leq Re_ч \leq 10^5$ $\xi = 0,47$ [4].

Поскольку угольная пыль является полидисперсной средой, то необходимо найти среднюю скорость подъема частиц. Для этого определяется плотность распределения частиц по размерам.

Анализ многочисленных зерновых характеристик размола различных видов топлив показал, что все кривые распределения описываются следующим уравнением [5]:

$$R_x = e^{-bx^n}, \quad (2)$$

где R_x – остаток на каком-либо сите, %; e – основание натуральных логарифмов; b и n – постоянные для данного топлива и данного метода размола величины (определяются рассевом навесок пыли на двух ситах, чаще используют сита с размером ячеек $x = 90$ и 200 мкм).

Значения предварительного размола на входе в ШБМ (остатки на ситах 5 и 10 мм) представлены в [2].

Значения $R_{90м}$ и $R_{200м}$ после мельницы являются неизвестными. По распределению, приведенному в [6], найдена их статистическая зависимость от известных значений $R_{90с}$ и $R_{200с}$ после сепаратора [2]

$$R_{90м} = -0,0744 + 2,525 R_{90с}^3.$$

Зависимость $R_{200м}$ от $R_{90м}$ имеет вид

$$R_{200.м} = -0,482 + 1,042R_{90.м}.$$

По полученным данным, продифференцировав уравнение (2), строим дифференциальные кривые распределения частиц по размерам на входе и на выходе мельницы. Пример такого распределения показан на рис. 3.

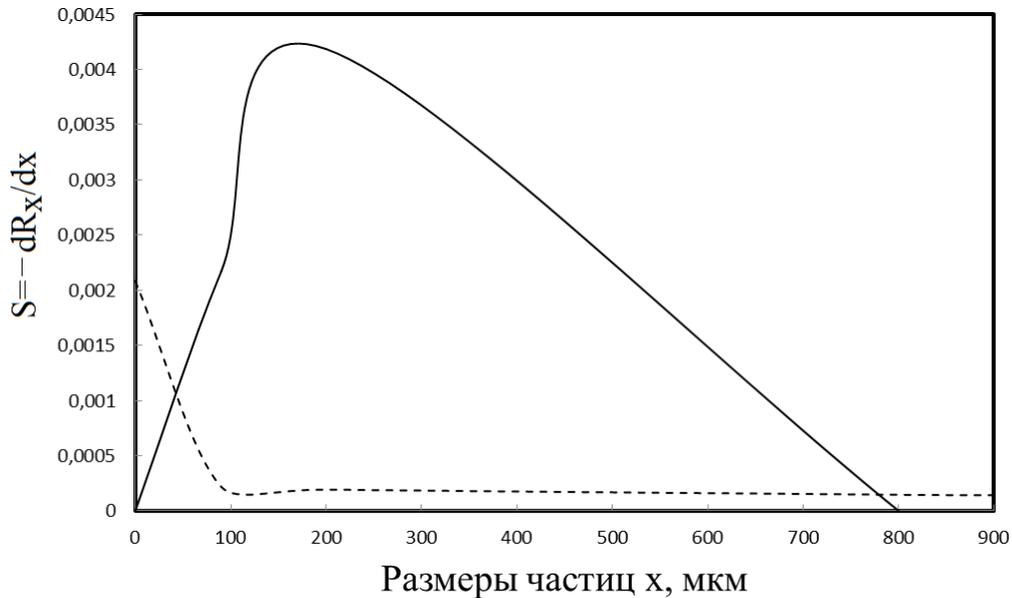


Рис. 3. Распределение частиц по размерам в ШБМ: - - - - на входе; — — — на выходе

Таким образом, уравнение (1) с учетом средней скорости подъема частиц и функции плотности распределения примет следующий вид:

$$\Delta P_{\text{под}} = \mu \rho_c \int_0^{d_c} S_c(x) \omega_c^2(x) dx,$$

где d_c – максимальный размер подъемной частицы; $S_c(x)$ – разность функций плотности распределения частиц по размерам на входе и выходе ШБМ.

Результаты расчета и верификация по экспериментальным данным ΔP_3 представлены на рис. 4. Коэффициент корреляции составил порядка 1.

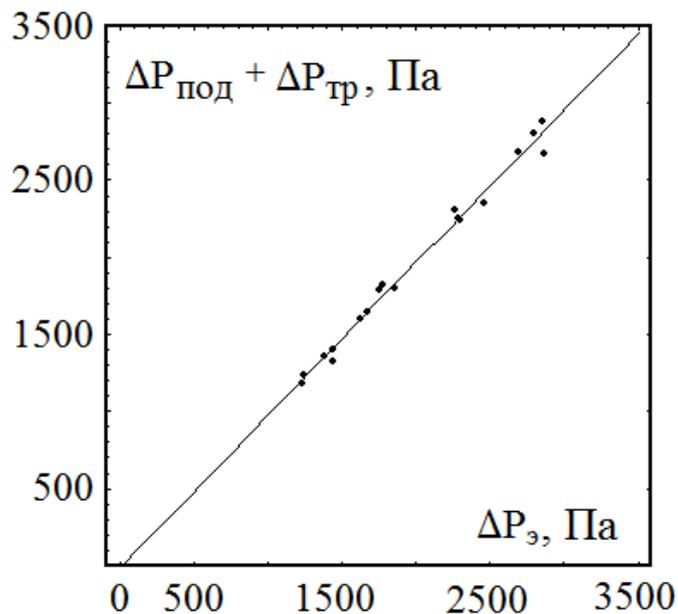


Рис. 4. Верификация экспериментальных и расчетных данных по сопротивлению ШБМ

Сформулируем основные результаты:
разработана модель аэродинамического сопротивления транспорта угольной пыли в мельнице ШК-32;

установлено, что аэродинамическое сопротивление мельницы складывается из двух составляющих: $\Delta P_{\text{под}}$ – потери сопротивления на подъем частиц пыли и $\Delta P_{\text{тр}}$ – потери сопротивления на трение.

Литература

1. Иванов С.Д., Кудряшов А.Н., Ощепков В.В. Определение параметров аэродинамического сопротивления элементов оборудования систем пылеприготовления котельных агрегатов по экспериментальным данным // Вестник ИрГТУ. – 2015. – № 2 (97). – С. 199-206.

2. Елизаров В.В., Сеннов В.С. И. Отчет по тепловым испытаниям котла ТП-81 и пылесистемы 5А Иркутской ТЭЦ 9. Иркутск: РЭУ «Иркутскэнерго», 1970. – 234 с.

3. Сукомел А.С., Цветков Ф.Ф., Керимов Р.В. Теплообмен и гидравлическое сопротивление при движении газозвеси в трубах. М.: Энергия, 1977. – 192 с.

4. Вебер. М., Стегмайер У. Потоки газа с частицами: справочник по теплообменникам / пер. с англ. под ред. О. Г. Мартыненко и др. М.: Энергоатомиздат, 1987. Т. 1. – 560 с.

5. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электростанций. М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.

6. Левит Г.Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 384 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ШЛИРЕН-МЕТОДА В СКОРОСТНОЙ ВИДЕОСЪЕМКЕ ПРОЦЕССА НЕСТАЦИОНАРНОГО КИПЕНИЯ

А.С. Сафаров

Введение

Изучение гидродинамических процессов кипящей жидкости в условиях переменного тепловыделения является предметом интенсивных исследований в последнее время. Это связано с необходимостью разработки способов охлаждения всевозможных устройств с большим удельным тепловыделением.

Предельные значения тепловых потоков через поверхности теплообменных устройств связаны с возникновением пленочного режима кипения и кризиса теплоотдачи. Процессы быстрого пристеночного нагрева жидкости различаются многообразием форм перехода зарождающихся одиночных микропузырьков к обширным пристенным паровым полостям, характеризующим пленочный режим кипения. Такое многообразие обусловлено хаотичностью процесса и огромным количеством начальных параметров, которые сильно влияют на вид процесса. Для построения теоретических моделей кипения важной задачей является наработка детальной информации о протекании микромасштабных процессов, связанных с образованием межфазной границы и ее эволюцией [1].

Метод исследования оптических неоднородностей, основанный на измерении угловых отклонений света, называется методом Теплера или шлирен-методом. Этот метод позволяет наблюдать возмущения давления и температуры в прозрачной среде. В данной работе шлирен-метод применен совместно со скоростной видеосъемкой для изучения динамики парообразования в пристенном слое жидкости. На рис. 1 показана схема работы метода. Проектор формирует параллельный пучок света. В однородной прозрачной среде весь свет параллельным пучком проходит через собирающую линзу и далее через диафрагму.

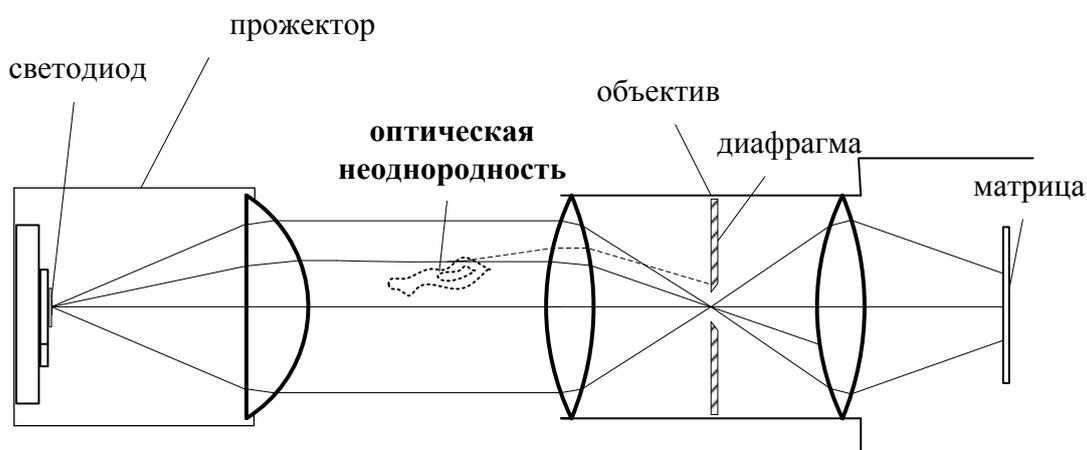


Рис.1. Схема работы метода

В итоге происходит равномерная засветка матрицы. При наличии оптических неоднородностей лучи, попавшие в области с другим коэффициентом преломления

отклоняются от общего направления и после прохождения собирающей линзы не попадают в диафрагму. В результате неоднородности выглядят как области затемнения на изображении получаемом с камеры.

Установка

В работе использована схема освещения, предложенная в [2], позволяющая существенно увеличить скорость и качество видеосъемки без применения дорогостоящих лазерных установок. В качестве источника света был использован зеленый светодиод СВТ-120 мощностью 77 Вт. Площадь излучающей поверхности светодиода составляет 12 мм². Небольшая площадь излучающей поверхности позволила с помощью одной выпуклой линзы сформировать параллельный пучок света. Питание светодиода осуществлялось короткими импульсами тока, в 4-5 раз превышающими номинальный. Кратковременные перегрузки такой величины не приводят к разрушению светодиода и позволяют значительно увеличить яркость в импульсе. Съемка производилась на скоростную видеокамеру "ВидеоСпринт". В данной камере отсутствует оптический затвор, поэтому при съемке быстро движущихся объектов в постоянном освещении появлялось смазывание. При освещении короткими импульсами значительно повысилась резкость движущихся объектов в кадре. Благодаря высокой мощности излучения в импульсе удалось достичь скорости съемки 20000 к/с. Оптимальная длина импульса составила 5 мкс.

Опыты по набросу мощности в тепловыделяющем канале с вынужденным движением жидкости проводились на специально изготовленном проточном канале. Канал квадратный в сечении со стороной 14 мм с центральной тепловыделяющей трубкой из нержавеющей стали. Диаметр трубки 12 мм, её длина 100 мм. Канал имеет оптически прозрачные окна и оснащен датчиками измерения температуры, давления и расхода. Средства установки «Высокотемпературный контур» позволяют подвести к нагревателю до 1,5 МВт электрической мощности. Канал подключен к экспериментальной установке для исследования переходных процессов при кипении. Установка представляет собой замкнутый контур с внутренним объёмом жидкости примерно 25 литров. Контур включает в себя: канал с нагревателем, насос, охладитель, дополнительный нагреватель с системой автоматического поддержания заданной начальной температуры. Насос позволяет получить в канале расход жидкости до 4 м³/ч и давление до 15 кгс/см².

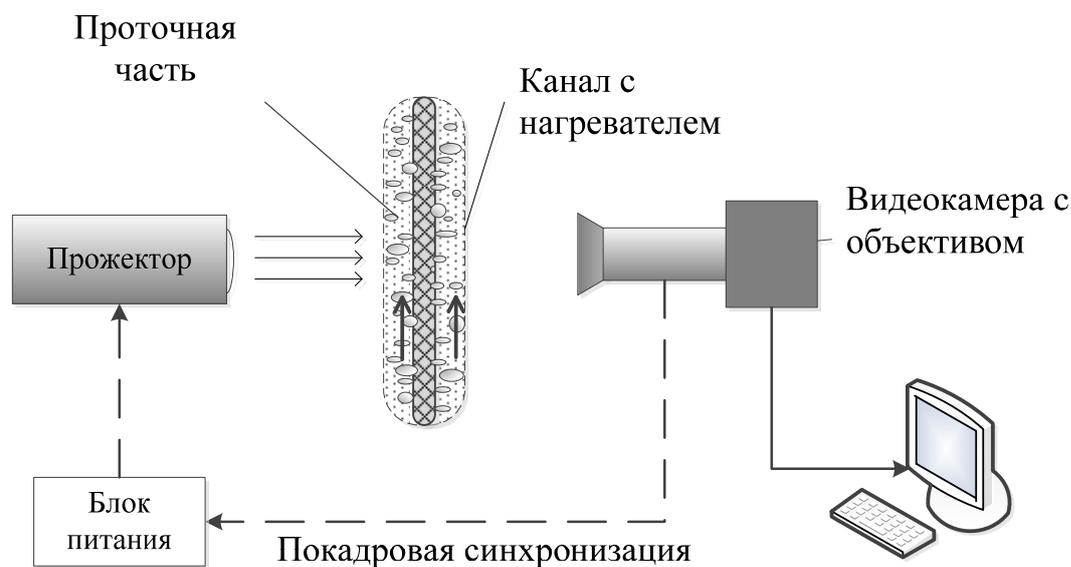


Рис.2. Схема эксперимента

На рис.2 показана схема эксперимента. Проектор формирует параллельный пучок лучей света, которые далее проходят сквозь канал, заполненный водой, вблизи нагревателя и попадают в объектив видеокамеры. Диафрагма объектива прикрыта. Прикрытая диафрагма позволяет увидеть оптические неоднородности среды. Но сильно закрытая диафрагма делает неоднородности слишком контрастными и требует более мощного источника освещения. Вспышки прожектора синхронизированы с работой видеокамеры. На каждый кадр происходит 1 вспышка.

Полученные результаты

Применение техники освещения, основанной на режиме импульсной перегрузки светодиода, позволило существенно (на порядок) увеличить скорость видеосъемки в экспериментах с нестационарным тепловыделением.

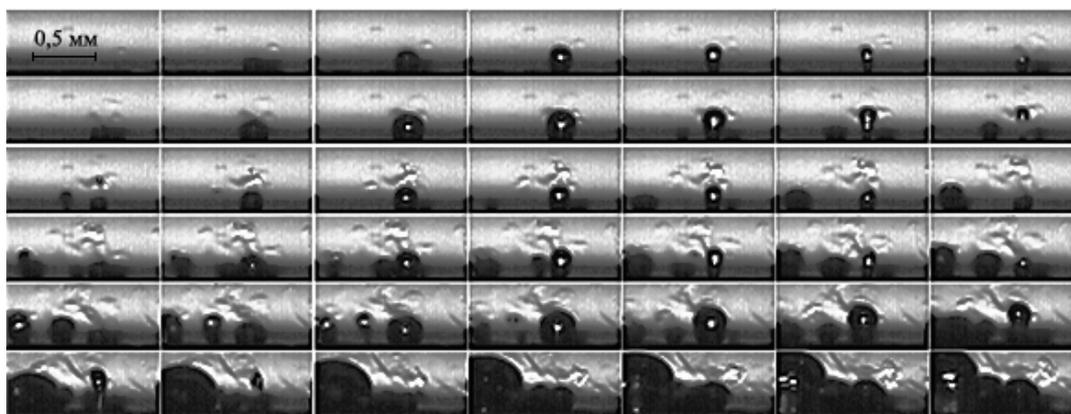


Рис.3. Циклический рост и схлопывание пузырька на видеogramме прогрева пристенного слоя воды. Межкадровый период 50 мкс.

На рис.3 показан пример кадров видеосъемки. Хорошо видно сам пузырек и резкую границу раздела фаз. На последовательных кадрах отслеживается момент образования пузырька, его рост, отрыв и дальнейшее схлопывание. Результатами экспериментальных исследований являются данные о скорости роста и частоте появления пузырьков. Также хорошо различимы тепловые следы в воде от сконденсировавшихся пузырей.

В процессе вскипания недогретой жидкости наиболее важным условием перехода к взрывному парообразованию является достижение некоторой толщины перегретого слоя. При этом, характерной особенностью этого процесса является наличие стадии "псевдокипения" (microbubble emission boiling), в течение которой возможен существенный прогрев пристенных слоев жидкости за счет конденсации микропузырьков с характерным размером в доли миллиметров [3]. Одним из результатов в настоящем исследовании является массив данных для обобщения динамики микропузырькового кипения на этой стадии (рис.4). Здесь, d - отрывной диаметр микропузырьков, δ - толщина перегретого слоя, $Ja = \frac{\rho' C_p \Delta T_w}{\rho'' r}$ - число Якоба, где

ρ' ρ'' – соответственно плотности воды и водяного пара на линии насыщения, C_p – теплоемкость воды, r – скрытая теплота парообразования, ΔT_w - разность температур между стенкой нагревателя и насыщения жидкости. Измерение отношения d/δ производилось по снятым видеокдрам. Температура недогрева воды составила 12°C. Температура стенки нагревателя рассчитывалась на основе температур в начале и конце нагрева в предположении равномерного роста температуры.

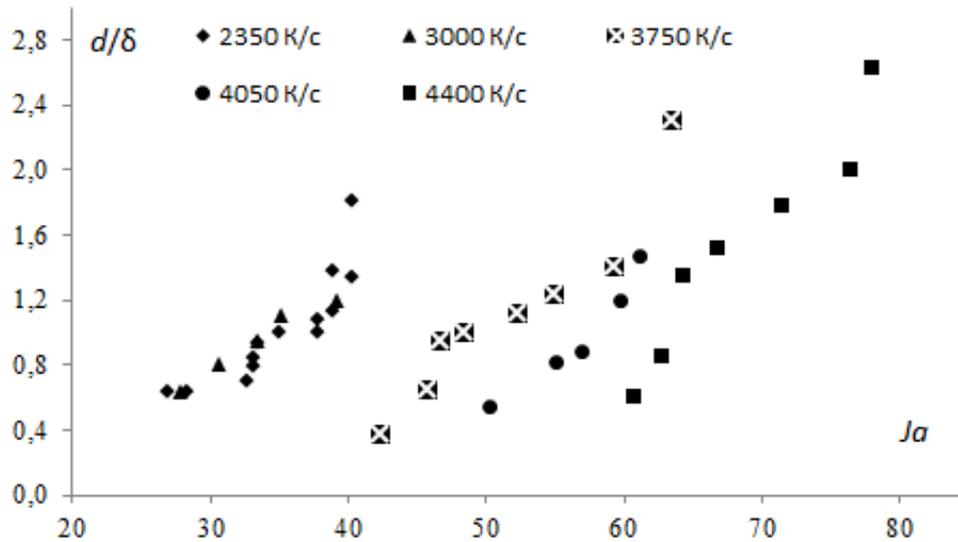


Рис.4. Зависимость относительного отрывного диаметра от числа Якоба

Цель будущей работы - получение зависимости d/δ (Ja, u, \dots) (u – скорость жидкости). Для этого требуется провести эксперименты не только при различных скоростях прогрева, но и при различных скоростях движения воды и различных температурах недогрева. Данные зависимости позволят прогнозировать длительность стадии "псевдокипения".

Также стоит отметить, что изображение, полученное на камеру, подвержено существенным геометрическим искажениям. Данные искажения возникают в результате того, что пристенный слой работает как шпирная линза. Отклонение тем сильнее, чем ближе свет проходит к нагревателю [4]. В задачу дальнейшей работы входит оценка толщины перегретого слоя жидкости до начала интенсивного парообразования с помощью моделирования и решения следующих уравнений.

Уравнения ламинарного движения жидкости:

$$\rho(\mathbf{u} \cdot \nabla)\mathbf{u} = \nabla \cdot \left[-p\mathbf{I} + \mu(\nabla\mathbf{u} + (\nabla\mathbf{u})^T) \right],$$

$$\rho\nabla \cdot (\mathbf{u}) = 0,$$

где ρ - плотность жидкости, \mathbf{u} – скорость, p – давление, \mathbf{I} – единичная матрица.

Уравнение теплопередачи в жидкости:

$$\rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k \nabla T) + Q,$$

где C_p – теплоемкость, k – коэффициент теплопроводности, Q – поток тепла.

Уравнения геометрической оптики:

$$\frac{d\mathbf{q}}{dt} = \frac{\partial \omega}{\partial \mathbf{k}},$$

$$\frac{d\mathbf{k}}{dt} = -\frac{\partial \omega}{\partial \mathbf{q}},$$

где \mathbf{q} – координата волнового фронта, \mathbf{k} – волновой вектор, ω – частота.

Так как о толщине перегретого слоя имеет смысл говорить только до интенсивного парообразования, то достаточно уравнений в представленном виде для однофазной среды. Уравнения движения жидкости и теплопередачи решаются совместно. Далее на основе их решения строится поле коэффициента преломления, и

решаются уравнения оптики. Далее результаты моделирования можно сопоставить с полученными результатами видеосъемки. Все перечисленные задачи позволяет решить пакет Comsol Multiphysics.

Литература

1. Pavlenko A.N., Tairov E.A., Zhukov V.E., Levin A.A., Tsoi A.N. Investigation of transient processes at liquid boiling under nonstationary heat generation conditions// Journal of Engineering Thermophysics. –2011. –V. 20, – № 4. – pp.380-406.
2. Willert C., Stasicki B., Klinner J., Moessner S. Pulsed operation of high-power light emitting diodes for imaging flow velocimetry//Meas. Sci. Technol. – 21/ – 2010. 075402.
3. Wang G., Cheng P. Subcooled flow boiling and microbubble emission boiling phenomena in a partially heated microchannel// International Journal of Heat and Mass Transfer. – 52. – 2009. – pp. 79-91
4. Хауф.В., Григуль У. Оптические методы в теплопередаче. – М.: Мир, – 1973. – 240 с.

Межотраслевые,
региональные и
экологические проблемы
развития энергетического
комплекса

ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЖИЗНИ В МУЛЬТИЦЕНТРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ С УЧЕТОМ СТЕПЕНИ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ.

А.А. Блохин

Введение

В современном обществе, вся социальная, трудовая и научная деятельность человека направлена на улучшение его качества жизни. Категория качества жизни, которая была введена в 60х годах прошлого столетия, сегодня широко используется как инструмент для мониторинга благосостояния общества и оценки эффективности работы различных его подсистем, кроме того с помощью качества жизни оценивают эффективность новых препаратов и терапевтических подходов.

Однозначного определения качества жизни не существует, тем не менее исходя из общего представления о качестве жизни, его понимают, как совокупность объективных и субъективных параметров, характеризующих максимальное количество сторон жизни человека, его положение в обществе и удовлетворенность им. Именно благодаря широкому представлению о качестве жизни оно получило такое распространение. Основным недостатком качества жизни обусловлен его теми же причинами что и его преимущества. Из-за того, что понятие КЖ очень широкое, встает закономерный вопрос: «Как оценить качество жизни с максимальной достоверностью?». Сегодня существует 3 основных подхода к оценке качества жизни [1]:

1. Субъективный – источником сведений о качестве жизни выступает респондент, который отвечает на вопросы анкеты о степени его удовлетворенности теми или иными составляющими его жизни.
2. Объективный – сведения о качестве жизни агрегируют из объективных источников (уровень жизни, социальные условия, общественное положение, состояние здоровья и т.п.).
3. Субъективно-объективный – респондент заполняет анкету, в которой учитываются субъективная удовлетворенность респондента условиями жизни, и собираются объективные сведения о качестве жизни данного респондента.

Каждый отдельный метод имеет свои преимущества и недостатки, но обычно в силу универсальности используют смешанный, субъективно-объективный метод, поскольку он позволяет наиболее полно и с большей степенью достоверности охарактеризовать качество жизни как отдельного человека, так и группы людей.

В зависимости от целей исследования качества жизни выбирают тот или иной метод его оценки, существуют как узкоспециальные, так и многопрофильные методы оценки качества жизни. Поскольку качество жизни зависит от огромного числа факторов, которые нужно измерить и оценить, исследователи группируют их в так называемые индикаторы или шкалы, каждая из которых характеризует составляющую жизни человека. Набор шкал различен от метода к методу, но имеет общие черты. Обычно выделяют следующие составляющие качества жизни: уровень жизни, социальное положение, здоровье, психологический компонент и уровень удовлетворенности положением [2].

Процесс создания метода оценки качества жизни является сложной задачей. Каждый отдельный элемент качества жизни зависит от ряда объективных и субъективных факторов и находится в сложной взаимозависимости с другими компонентами качества жизни. Этот факт не только позволяет всесторонне охватить все сферы жизни человека, но и ставит перед исследователями проблему выбора наиболее существенных характеристик, которые будут измеряться при оценке качества жизни.

Таким образом, качество жизни, как универсальный инструмент, который позволяет в динамике охарактеризовать удовлетворенность жизнью человека практически в любой науке, которая связана с благополучием общества и человека. Проблема оценки качества жизни заключается в многообразии факторов, которые влияют на него, а также в оценке влияния тех или иных факторов на различные составляющие качества жизни.

Когнитивное моделирование качества жизни

Для того, чтобы получить наглядное, доступное и полноценное представление о структуре того или иного метода для оценки качества жизни автор предлагает использовать метод когнитивного моделирования. Сущность которой заключается в реализации математической модели в виде графа, где вершины графа – концепты, а ребра графа – связи между ними.

Когнитивные карты как метод исследования были впервые предложены Робертом Аксельродом в 1976 г. они были предназначены для моделирования, анализа ситуации и принятия решения в ситуациях с высокой степенью неопределенности [3]. Дальнейшее развитие когнитивных карт наблюдается в направлении совершенствования аппарата анализа и моделирования, например, в работах Э.А. Трахтенгерца и Л.Н. Стоярова [4, 5].

Из теории графов в когнитивных картах используется три понятия: циклы, пути и компоненты. В частности, элементы изучаемой системы называются концептами, в графе они представляются вершинами, причинно-следственные связи – направленными дугами. Между концептами когнитивной карты могут существовать следующие отношения: положительное – изменения в связанных концептах происходят в одном направлении (оба в отрицательном, оба в положительном), отрицательное – изменения в зависимом концепте происходят в противоположном направлении (при увеличении первичного концепта зависимый будет уменьшаться и наоборот), нулевое (взаимосвязи нет). Учитывая сложность возможных зависимостей между концептами в сфере качества жизни, можно ввести дополнительные варианты отношений: не отрицательное $\{0,+\}$, не положительное $\{0,-\}$, не нулевое $\{+,-\}$, универсальное $\{+,-,0\}$, амбивалентное (а), кроме того нелинейную зависимость можно задать функцией ($f(x)$) или в виде программного алгоритма.

Основными этапами создания когнитивной карты являются:

1. Определение всех концептов, которые могут существовать в рамках рассматриваемой системы. Данный этап реализуется с помощью умозрительного поиска возможных параметров и изменяющихся характеристик системы, либо на основе имеющихся в литературе данных, в задачах оценки качества жизни концепты могут быть определены с помощью методики оценки качества жизни. Кроме того, возможно выделение из окружающей среды внесистемных концептов, влияние которых на систему велико.
2. Выбор основных концептов из списков всех возможных. В процессе отделения важного от несущественного, в каждой системе существует огромное количество различных характеристик и параметров, но в результате упрощения системы для

моделирования в рамках когнитивных карт дифференцируют существенные характеристики от прочих.

3. Определение отношений причинности между выбранными концептами. Может быть определено как исследователем, так и группой исследователей по результатам голосования.

4. Определение знака отношения, зачастую данный этап сочетается с предыдущим.

В результате исследователь получает когнитивную карту, которую легко отобразить визуально в виде графа, можно использовать её в логических вычислениях, либо как наглядное представление внутренней структуры системы и её взаимосвязей с объектами внешней среды. Кроме как для понимания составляющих качества жизни в конкретном методе оценки качества жизни, когнитивное моделирование с большим успехом может быть использовано при разработке новых методов. Благодаря тому, что в процессе когнитивного моделирования исследователь выполняет большую часть операций, которые требуются при создании новых методов его оценки задача его значительно упрощается. В результате реализации когнитивной модели, у исследователя имеется набор значимых концептов (факторов, влияющих на КЖ), структура системы в виде связей между её элементами и самое главное с внешними факторами, определены направления влияния и его степень.

Как уже говорилось выше, применительно к качеству жизни когнитивные карты могут пролить свет и на структуру уже существующих методик оценки качества жизни [9]. Сегодня широко распространена методика оценки субъективного качества жизни с помощью анкетирования - SF-36. Оценка при использовании данной методики проста и не занимает много времени. Это универсальный, неспецифический опросник, что позволяет использовать его практически в любых исследованиях качества жизни как ориентир для других методик и способов оценки качества жизни. Приведем пример когнитивной карты индикаторов этого средства оценки качества жизни. Опросник позволяет охарактеризовать качество жизни респондента по двум обобщенным шкалам: физический и психологический компоненты, а также по 8 частным шкалам.

В качестве внешнего фактора была использована степень обеспеченности энергетическими ресурсами, характеристика, предложенная автором для оценки удовлетворенности населения необходимыми энергетическими ресурсами. Выбор взаимозависимости концептов основан на алгоритме метода, а также с помощью экспертного подхода.

На основе построенной когнитивной карты можно выделить такие свойства системы, которые образуются и зависят от её структуры, набор элементов, её составляющих и взаимозависимостей между этими элементами. Например, появляется возможность обнаружить различные виды не явной, опосредованной зависимости концептов, определить которые умозрительно, без использования таких методов, как когнитивные карты, затруднительно [10]. Например, использование когнитивных карт позволяет определить наличие циклических зависимостей, положительных и отрицательных обратных связей между элементами системы, которые могут приводить систему в колебательное состояние или дестабилизировать, кроме того, при анализе когнитивной карты можно выделить наиболее зависимые вершины графа (QoL, МНС, РНС), и вершины графа, которые не зависят от других концептов (МН, СОЭр).

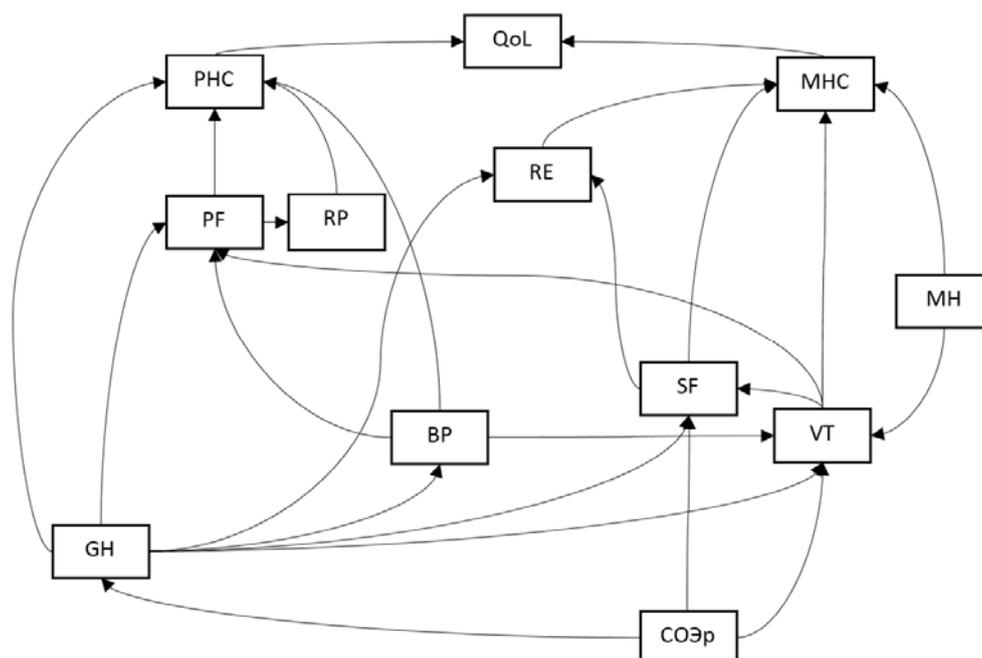


Рис. Когнитивная карта структуры качества жизни SF-36. Все дуги (+)

Концепты когнитивной карты:

1. PF (Physical Functioning) - физическое функционирование.
2. RP (Role-Physical Functioning) - ролевое функционирование, обусловленное физическим состоянием.
3. BP (Bodily pain) – интенсивность боли.
4. GH (General Health) – общее состояние здоровья.
5. VT (Vitality) – жизненная активность.
6. SF (Social Functioning) – социальное функционирование.
7. RE (Role-Emotional) - ролевое функционирование, обусловленное эмоциональным состоянием.
8. MH (Mental Health) – психическое здоровье.
9. PHC (Physical health) – общий компонент физического здоровья.
10. MHC (Mental health) – общий компонент психического здоровья.
11. QoL (Quality of Life) – интегральный показатель качества жизни.
12. СОЭр – степень обеспеченности энергетическими ресурсами.

Степень обеспеченности энергетическими ресурсами

Поскольку на качество жизни оказывают значительное влияние факторы окружающей среды, при разработке методик его оценки и использовании его как инструмента в исследованиях должны учитываться и эти факторы. Автор полагает, что в современном обществе эффективная и полноценная жизнь человека невозможна без соответствующей обеспеченности энергетическими ресурсами. Данный фактор зачастую не учитывается в России, поскольку на большей части территории страны проблема дефицита энергоресурсов не возникает, однако это является острой проблемой в ряде развивающихся стран и становится актуальным при авариях на предприятиях ТЭК [6]. При предварительной оценке можно выделить следующие компоненты жизни человека, на которые оказывает существенное влияние степень обеспеченности энергетическими ресурсами:

1. Трудовая деятельность. Большинство профессий сегодня используют электрическую энергию для работы станков, вычислительной техники, освещения.

Отдельно стоит отметить, что чем больше в производственном цикле используются информационные технологии, тем выше его зависимость от электрической энергии, сегодня это становится особенно актуальным в связи с активными процессами интеграции и внедрения достижений кибернетики в технологический процесс.

2. Культурное развитие так же находится в тесной зависимости от доступности электрической и тепловой энергии, большинство способов получения информации (радио, Интернет, телевидение) связано с затратами электроэнергии. Кроме того, для культурно-массовых мероприятий электрическая, а иногда и тепловая энергия остаются необходимостью.

3. Здравоохранение сегодня так же находится в большой зависимости от энергии, множество лечебных учреждений требуют постоянного подключения к электрической и тепловой сетям, а в случаях недостатка энергии ситуация может угрожать жизни и здоровью людей. Электрическая энергия используется как для диагностики, лечения, систем жизнеобеспечения так и для эффективной работы инфраструктуры медицинских учреждений.

4. Социальная сфера жизни человека тесно связана с коммуникацией с другими членами общества, а большинство средств дистанционной коммуникации использует электрическую энергию.

5. Практически все сферы жизни человека в условиях холодного и умеренного климата связаны с тепловой энергией.

Из перечисленного выше видно, что энергетическая составляющая играет существенную роль на качество жизни человека в современном обществе, поэтому автор предлагает исследовать качество жизни человека с учетом степени обеспеченности энергетическими ресурсами. Для качественной и количественной оценки этого параметра было предложено три подхода:

1. Учет экономической составляющей доступности энергетических ресурсов на основе финансовой документации.

2. Использование индикаторов энергетической безопасности [7,8].

3. Опрос респондента о его удовлетворенности степенью обеспеченности энергетическими ресурсами.

В результате апробации предложенных подходов наиболее оптимальным был выбран опрос респондентов, поскольку он позволяет всесторонне оценить удовлетворенность респондента тем уровнем доступности энергетическими ресурсами каким он обладает, кроме того поскольку исследования качества жизни зачастую используют опросники, это не потребует введения дополнительных процедур в исследовательский процесс.

Автором были предложены несколько вариантов опросника. Опросник состоит из 3х блоков, которые в своей совокупности позволят оценить степень влияния энергетических ресурсов на качество жизни. В первом блоке, респонденту предлагается ответить на ряд вопросов, которые позволят охарактеризовать доступность энергетических ресурсов и вклад их в качество жизни (наличие подключения в квартире/доме к централизованным сетям тепло-, электро-, газоснабжению, специальность, нуждающаяся в постоянном снабжении электрической энергией, наличие личного автотранспорта, климатическая зона и продолжительность отопительного сезона и др.), во втором блоке респондент может приблизительно оценить финансовое бремя, которое накладывает на него обеспечение энергетическими ресурсами (уровень цен на углеводородное топливо, электричество, тепловую энергию, средние объемы используемых в месяц энергетических ресурсов, доля энергетической составляющей в затратах на коммунальные и транспортные услуги), в третьем блоке опросника респондент дает краткую субъективную характеристику его

удовлетворенности степенью обеспеченности энергетическими ресурсами, доступностью и качеством обслуживания в сфере энергетики.

Благодаря предложенному подходу исследователь может оценить вклад энергетического сектора в качество жизни человека, а благодаря когнитивному моделированию влияние тех или иных факторов энергетической отрасли на конкретные шкалы качества жизни, а также влияние субъективной составляющей на удовлетворенность услугами в сфере энергетики.

Мультицентровые исследования качества жизни

Оценка качества жизни отдельного человека зачастую лишена смысла без наличия представления о среднем качестве жизни по определенному региону или стране, кроме того предприятия ТЭК своими услугами покрывает значительные области России, поэтому в исследованиях КЖ зачастую используется подход, который получил название мультицентрального исследования качества жизни.

Мультицентровые исследования, это такие исследования, которые проводятся одновременно, по одной методике, на выборках, отвечающих одним требованиям, но при этом в различных (зачастую географически удаленных друг от друга) центрах. Данный способ ведения научного исследования обладает рядом преимуществ, в частности, благодаря слаженной работе исследовательского коллектива за короткий срок можно собрать большой материал по интересующим исследователей показателям. Благодаря тому, что центры географически удалены друг от друга, исследователи покрывают большие пространства в ходе исследования, и могут определять наличие характерных особенностей изучаемого явления в различных регионах, где имеются центры исследования. Третьим значительным преимуществом мультицентровых исследований является то, что в силу независимости исследователей друг от друга практически исключается предвзятый и субъективный подход исследователей к работе, он дифференцируется на этапе объединения данных. Благодаря большому объему получаемых данных, каждый из участников мультицентрального исследования может, сделав небольшой вклад, работать с большим набором данных, что при значительной экономии времени и сил увеличивает точность получаемых результатов

Автором предлагается для эффективной реализации мультицентровых исследований качества жизни, в том числе и с учетом степени обеспеченности энергетическими ресурсами использовать возможности и достижения информационных технологий. В частности, автором была разработана информационная система, благодаря которой исследователь может в формате «конструктора» выбрать необходимые для его исследования методы и провести сбор и обработку данных по сети Интернет.

Автор выделил ряд этапов исследования, которые могут быть автоматизированы с помощью разработанной системы:

1. Сбор данных является одной из основных (по затратам времени и трудозатратам) составляющих работы центров исследования. Нуждается в автоматизации в первую очередь, благодаря повторяющимся, однотипным действиям легко поддается автоматизации, но при работе с респондентами нуждается в учете требования к эргономике интерфейса.
2. Централизованное накопление и хранение данных, агрегация всех собираемых центрами данных в головном центре исследования.
3. Математическая обработка данных в соответствии с алгоритмами используемых методик. При проведении МЦИ зачастую используют различные методики оценки показателей объекта исследования. Машинная, потоковая (сразу после сбора)

обработка полученных данных позволяет существенно сэкономить время и повысить точность исследования.

4. Мониторинг и наблюдение за ходом исследования в регионах. Возможность централизованного мониторинга за ходом исследования в центрах, является желательной, но не обязательной составляющей информационной поддержки. Благодаря мониторингу можно своевременно обнаружить отклонения или ошибки в программе исследования и исправить их до завершения сбора данных, что значительно экономит объем работы исследователей.

5. Итоговая статистическая обработка данных может быть выполнена лишь на поверхностном уровне в силу особенностей каждого отдельного исследования, однако экспорт накопленных данных в совместимые со статистическими программами форматы должен быть автоматизирован.

Заключение

Качество жизни является удобным инструментом для ряда исследований, в том числе исследований степени влияния энергетической составляющей на жизнь как отдельного человека, так и общества в целом. Благодаря методам когнитивного моделирования исследователь получает возможность разрабатывать новые и оценивать имеющиеся методики измерения качества жизни, а также при наличии информации о степени и характере влияния концептов когнитивной карты друг на друга и зависимость их от факторов окружающей среды исследователь может моделировать влияние изменений условий жизни на качество жизни населения.

Для получения достоверных и полных данных о качестве жизни по ряду регионов и стране и для их сравнительного анализа рационально использовать мультицентровой подход к исследованиям качества жизни. В свою очередь подобные исследования получают ряд преимуществ при использовании информационной системы автоматизации ряда этапов исследования.

Литература

1. Айвазян С. А. Интегральные индикаторы качества жизни населения: их построение и использование в социально-экономическом управлении и межрегиональных сопоставлениях. — М.: ЦЭМИ РАН, 2000. — 117с.
2. Мурина С. Методологические подходы к исследованию и оценке качества жизни населения: региональный аспект // Социальная инноватика в региональном развитии. Сборник материалов четвертой школы молодых ученых. Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2008. — С. 88-99
3. Axelrod R. The Structure of Decision: Cognitive Maps of Political Elites. — Princeton. University Press, 1976
4. Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка принятия решений.—М.: СИНТЕГ. — 1998. — 376с.
5. Столяров Л.Н. Сценарное программирование риска: механизм коллективного принятия решений и его применение к проблеме оценки уровня энергетической безопасности региона. Труды Всероссийской конференции «Информационные и телекоммуникационные технологии в науке и образовании Восточной Сибири». — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2002. — 165 с.
6. Осадчий, Г.Б. Чрезвычайные ситуации и влияние энергетики возобновляемых источников энергии на качество жизни в период их прохождения [Электронный ресурс]: Геологический клуб музея им. В.И Вернадского РАН / Г.Б. Осадчий — Режим доступа: [www URL: http://www.geoclub.ru/articles/95/2674/](http://www.geoclub.ru/articles/95/2674/). 25.07.12.

7. Воропай Н.И. [и др]. Основные положения и методология мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности России и её регионов / Воропай Н.И., Клименко С.М., Ковалев Г.Ф., Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. // Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1998. – 67 с.
8. Н.И. Пяткова [и др]. Энергетическая безопасность России: проблему и пути решения; отв. ред. Н.И. Воропай, М.б. Чельцов; Рос. Акад. Наук, Сб. Отделение, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2011. – 198 с.
9. Ильясов Б.Г., Закиева Е.Ш., Герасимова И.Б., Системный подход к анализу качества жизни: сб. науч. тр. / XII всероссийское совещание по проблемам управления. ВСПУ, 2014. – 139 с.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ НЕДОПОСТАВОК ГАЗА ЕВРОПЕЙСКИМ СТРАНАМ И ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМОВ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ В РОССИИ ПРИ НАРУШЕНИИ ПОСТАВОК РОССИЙСКОГО ГАЗА ЧЕРЕЗ ТЕРРИТОРИЮ УКРАИНЫ

С.В. Воробьев

Введение

Россия продает газ 22 европейским странам. В статье рассмотрены десять из них с наибольшими объемами импорта российского газа: Австрия, Болгария, Германия, Греция, Италия, Нидерланды, Румыния, Турция, Франция и Чехия.

В последние годы достаточно часто возникали конфликтные ситуации с Украиной, как с основным транзитером российского газа. Так в результате перекрытия экспортных потоков газа через Украину в 2009 году без российского газа остались 18 государств, что, безусловно, серьезно отразилось на энергетике этих стран [1]. В настоящее время работы, связанные с определением возможных недопоставок газа европейским странам от перерывов экспортных поставок российского газа, чаще всего выполняются на базе использования экономических методов и моделей. В статье представлен анализ указанных последствий на базе специализированной математической потоковой модели газовой отрасли. Основными задачами, поставленными в данном исследовании, являются:

- определение возможных последствий для энергетики европейских стран от недопоставок российского газа, вызванных резким сокращением экспорта этого газа через территорию Украины;
- анализ проблемы наличия дополнительного газа в Единой системе газоснабжения России (ЕСГ);
- формирование путей минимизации негативных последствий в такой ситуации.

Для достижения, поставленных выше целей разработан подход, который позволил:

- на потоковой модели европейской газовой сети смоделировать ситуацию, связанную с прекращением транзита газа через Украину;
- определить объемы возможных недопоставок российского газа в европейские страны в такой ситуации;
- представить структуру потребления котельно-печного топлива (КПТ) в рассматриваемых странах в период до возникновения ЧС;
- определить долю российского газа в структуре потребления КПТ в европейских странах, а также долю российского газа, участвующего в производстве электроэнергии;
- определить изменения в структуре потребления КПТ в рассматриваемых странах в условиях заданной ЧС;
- определить объемы сокращения выработки электроэнергии в рассматриваемых странах;
- сформулировать пути смягчения негативных последствий от реализации рассматриваемой ЧС.

Приведенный выше подход был применен для каждой из перечисленных европейских стран.

Так же разработан подход к решению проблемы дополнительного газа в ЕСГ, который позволил:

- определить сущность проблемы наличия дополнительных объемов («лишнего» в данной ситуации) газа в ЕСГ;
- рассмотреть пропускные возможности газотранспортной сети (ГТС) по распределению дополнительного объема газа с использованием потоковой модели ЕСГ;
- рассмотреть возможности ГТС по замещению «лишним» газом объемов газа поступающего из подземных хранилищ газа (ПХГ);
- рассмотреть возможности по закачке излишков газа в ПХГ;
- определить возможности ТЭК по замещению части топочного мазута газом на ТЭС и котельных (там где это возможно) на время наличия «лишнего» газа в сети.

Структура потребления котельно-печного топлива и электроэнергии в странах Европы

В настоящее время наиболее подробная информация имеется за 2013 год. Экспортные поставки российского газа в 2013 году составили 205 млрд. м³ при общем объеме потребления внутри России в 463 млрд. м³. В таблице 1 показана структура потребляемых видов КПП для рассматриваемых европейских стран, а в таблице 2 показана доля российского газа в общем газопотреблении данной страны и доля этого же газа в общем объеме потребляемых КПП. При формировании таблиц 1 и 2 за информационную основу взяты данные British Petroleum и International Energy Agency [2,3].

Таблица 1

Структура потребления КПП в европейских странах в 2013 г.

Страна	Природный газ			Уголь		Мазут		Всего	
	млн. т у.т.	млрд.м ³	%	млн. т у.т.	%	млн. т у.т.	%	млн. т у.т.	%
Австрия	9,4	8,1	54,2	5,1	29,6	2,8	16,2	17,3	100
Болгария	2,8	2,4	23,2	8,4	70,1	0,8	6,7	11,9	100
Германия	93,3	81,1	42,7	115,4	52,8	9,8	4,5	218,5	100
Греция	3,7	3,2	18,6	10,1	50,4	6,2	31,0	20,0	100
Италия	73,1	63,6	70,1	20,7	19,9	10,5	10,1	104,3	100
Нидерланды	40,1	34,9	67,4	11,4	19,2	8,0	13,4	59,5	100
Румыния	13,2	11,4	56,9	8,0	34,4	2,0	8,7	23,1	100
Турция	51,9	45,1	49,8	46,9	44,9	5,5	5,3	104,3	100
Франция	47,3	41,1	58,1	17,3	21,3	16,8	20,6	81,4	100
Чехия	9,5	8,2	27,7	23,0	67,3	1,7	5,0	34,1	100

Среди рассматриваемых стран (табл. 1) наименьшую долю газа в балансе КПП имеют Болгария (23,2%), Греция (18,6%) и Чехия (27,7%). Однако, в этих странах доля российского газа в общем газопотреблении (табл. 2) высока: Болгария – 99,8%, Чехия – 87,5% и Греция – 74,1%.

Определим роль российского газа в производстве электроэнергии для каждой рассматриваемой страны. В выбранных странах используются главным образом три вида электрогенерирующих мощностей: тепловые электростанции (ТЭС), гидроэлектростанции (ГЭС) и атомные электростанции (АЭС). Все вместе прочие виды генерирующих источников (использующие энергию ветра, солнца, тепла подземных

источников и др.) занимают в балансах производства электроэнергии этих стран не очень большое место (самая малая доля таких источников принадлежит Турции – 4,1%, а самая большая в Германии – 20,7%). Доля ТЭС, включая газовые электростанции, в общем объеме производства электроэнергии для рассматриваемых стран различается существенно – от 8,8% (Франция) до 83% (Нидерланды).

Таблица 2

Доля российского газа в общем газопотреблении и в производстве электроэнергии в 2013 г.

Страна	Объем поставок газа из России		Доля российского газа, %		Доля ТЭС в получении электроэнергии, %	Доля газовых ТЭС в производстве электроэнергии на ТЭС, %	Электроэнергия, получаемая за счет российского газа	
	млрд. м ³	млн. т у.т.	В общем газопотреблении	В общем объеме потребления КПП			млрд. кВт*ч	%
Австрия	5,1	5,9	62,6	33,9	32,8	34,6	4,8	7,1
Болгария	2,4	2,8	99,8	23,1	52,0	44,0	10,1	22,9
Германия	39,8	45,8	49,1	20,9	60,7	24,9	47,0	7,4
Греция	2,4	2,8	74,1	13,8	78,4	63,0	21,3	36,6
Италия	24,9	28,6	39,2	27,4	62,2	41,6	29,3	10,1
Нидерланды	2,1	2,4	6,0	4,1	83,0	35,0	1,7	1,7
Румыния	3,8	4,4	33,2	18,9	46,6	36,2	3,3	5,6
Турция	26,2	30,1	58,0	28,9	71,2	51,4	50,8	21,2
Франция	8,1	9,3	19,7	11,4	8,8	20,6	2,0	0,4
Чехия	7,2	8,3	87,5	24,3	52,9	18,0	7,3	8,3

О роли российского газа в энергетике той или иной страны можно судить по его доле в общем объеме потребления КПП данной страны (табл. 2). Среди рассматриваемых стран роль российского газа наиболее высока в Турции (28,9%), в Италии (27,4%) и в Австрии (33,9%). Наименее заметна эта роль в Нидерландах (4,1%), во Франции (11,4%) и в Греции (13,8%).

Учитывая долю электроэнергии, получаемой на ТЭС, а также долю электроэнергии, получаемой на ТЭС за счет газа, и долю российского газа в общем газопотреблении для каждой страны находится доля электроэнергии, полученной за счет российского газа (табл. 2). Данный показатель, во-первых, указывает на роль российского газа в производстве электроэнергии каждой страной при нормальных режимах экспорта, а, во-вторых, является важнейшим исходным показателем при оценке последствий от недопоставки российского газа для этой страны.

Среди рассматриваемых стран доля электроэнергии, получаемая за счет российского газа самая большая у Греции (36,6%) и самая незначительная у Франции (0,4%).

Для каждой страны, из числа рассматриваемых, определена структура потребления КПП в суточном разрезе. Переход от годовых объемов потребления к суточным осуществляется через коэффициент суточной сезонной неравномерности потребления газа в рассматриваемых странах, т.е.

$$Q^{свт} = \frac{Q^{год}}{365} * k_n,$$

где $Q^{свт}$ – суточные объемы (производства, потребления, экспорта и импорта); $Q^{год}$ – годовые объемы (производства, потребления, экспорта и импорта); k_n – коэффициент сезонной неравномерности потребления ресурса.

При формировании условий проведения расчета гипотетической ситуации с прекращением поставок газа, имеет смысл говорить о начале зимы, когда потребление газа весьма значительно. Ситуация с сезонной неравномерностью потребления газа в рассматриваемых странах в целом схожа и позволяет принять значение коэффициента сезонной неравномерности потребления газа в это время равное 1,1.

Гипотетический сценарий сокращения поставок российского газа в Европу

С помощью программно-вычислительного комплекса «Нефть и газ» (ПВК) [4] смоделирована ситуация, в которой прекращается экспорт газа из России в страны Европы через территорию Украины. В этой ситуации приходится решать задачу обеспечения минимума дефицита газа у потребителя. Этот случай укладывается в принципы решения задач определения максимального потока в сетях. Задача о максимальном потоке подробно исследована в [5] и формулируется следующим образом:

$$\max f \tag{1}$$

при условиях, что

$$\sum_{i \in N_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, & j=O \\ 0, & j \neq O, S \\ f, & j=S \end{cases} \tag{2}$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, \text{ для всех } (i, j) \tag{3}$$

В данной постановке f – максимизируемая переменная, соответствующая максимальному потоку.

Здесь N_j^+ – подмножество «входящих» в узел j дуг; N_j^- – подмножество «выходящих» дуг из узла j ; f – величина суммарного потока по сети; x_{ij} – поток по дуге (i, j) ; d_{ij} – ограничения на поток по дуге (i, j) .

При работе со сложной схемой, коими и являются российская и европейская газотранспортная сети, может быть несколько вариантов решения, т.е. несколько возможных максимальных потоков. Тогда целесообразно говорить о минимизации затрат на доставку газа потребителям и использовать алгоритм Басакера-Гоуэна [5]:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min \tag{4}$$

C_{ij} – удельные затраты на транспорт газа.

Таким образом, в конечном итоге решается задача о максимальном потоке минимальной стоимости. Решение такой задачи на модели европейской газовой сети позволило определить объемы недопоставок российского газа в указанные европейские страны при прекращении его экспорта через территорию Украины и сопоставить эти объемы с объемами поставок газа до возникновения ЧС (табл. 4).

Таблица 4

Поставки газа из России и общие объемы потребления газа для рассматриваемых стран на день, предшествующий началу недопоставок и в период недопоставок газа, млн. м³/сутки

Страна	До начала ЧС		Изменение поставок газа из России	
	Потребление газа	Поставки газа из России	Объемы недопоставок газа	Потребление газа
Австрия	24,5	14,0	1,2	23,3
Болгария	7,2	6,6	6,6	0,6
Германия	244,4	109,0	0,0	244,4
Греция	9,8	6,6	6,6	3,2
Италия	191,5	68,2	68,2	123,3
Нидерланды	105,1	5,8	0,0	105,1
Румыния	34,5	10,4	10,4	24,1
Турция	136,1	71,8	34,0	102,1
Франция	123,8	22,2	22,2	101,6
Чехия	24,8	19,7	10,7	14,1

Возможные последствия для энергетики европейских стран

Масштабы сокращения поставок КПП в целом по каждой рассматриваемой стране, в электроэнергетику данной страны и суммарно – всем другим потребителям страны, а так же масштабы снижения производства электроэнергии для рассматриваемых стран в связи с нарушениями экспортных поставок российского газа в описываемой ситуации представлены в итоговой таблице 5.

Таблица 5

Уровни сокращения поставок КПП потребителям европейских стран и снижение выработки электроэнергии при нарушениях экспорта российского газа

Страна	Уровень снижения поставок газа из России, %	Сокращение поставок КПП				Снижение выработки электроэнергии, %
		В электроэнергетику, %	Другим потребителям, %	В целом по стране		
				тыс.т у.т./сут	%	
Австрия	8	1,7	3,5	1,4	2,7	0,6
Болгария	100	34,7	5,0	8,3	23,1	16,4
Германия	0	-				
Греция	100	15,5	6,9	8,3	13,8	12,2
Италия	100	16,3	44,3	86,3	27,4	10,1
Нидерланды	0	-				
Румыния	100	12,0	23,9	13,2	19,0	5,6
Турция	43	12,8	12,0	39,0	12,5	9,1
Франция	100	4,1	13,5	28,1	11,0	0,4
Чехия	51	8,0	16,3	12,7	12,4	4,2

В результате, по уровню сокращения поставок КПП в целом по стране (табл. 5) среди рассматриваемых стран при снижении поставок газа им из России наиболее пострадали Италия – 27,4%, Болгария – 23,1% и Румыния – 19%. Незначительные недопоставки есть в Австрии – 2,7%, а в Нидерландах и Германии недопоставки газа отсутствуют.

Соответственно при снижении поставок газа из России для рассмотренной ситуации в Италии снижение производства электроэнергии может составить 10,1%; в Греции – 12,2%; в Болгарии – 16,4%. В тоже время, во Франции и Австрии указанные недопоставки российского газа практически не оказали влияния на объемы производства электроэнергии.

Остальные рассматриваемые страны находятся между двумя перечисленными выше группами стран. Можно считать, что для этих стран сокращение поставок газа из России, если и вызывает снижение производства электроэнергии, то оно не столь существенное: Чехия – 4,2%; Турция – 9,1%; Румыния – 5,6%.

Чтобы смягчить ситуацию с недопоставками КПП в указанных странах могут быть предприняты следующие меры:

- выбор варианта распределения газа между электроэнергетикой и другими потребителями на период нарушений его экспортных поставок;
- взаимопомощь европейских стран – импортеров российского газа, выражающаяся в перераспределении газовых потоков между странами;
- компенсация недопоставок КПП за счет увеличения потребления угля и мазута, а также за счет определенного сокращения экспорта и увеличения импорта тех или иных видов КПП.

Возможные последствия для России

Теперь разберемся с сущностью проблемы наличия высвободившихся объемов газа в ЕСГ России. Из-за прекращения экспорта газа в Европу через Украину, т.е. при резком снижении экспорта российского газа на 30-40 % и более от нормального уровня на короткое время появляется проблема наличия излишков газа в ЕСГ, которую крайне нежелательно решать путем сокращения добычи газа, так как это связано с большими экономическими затратами и техническими особенностями, в частности с гидратацией скважин.

Пути решения этой проблемы могут быть следующие:

- сокращение или полное прекращение выдачи газа из ПХГ в ГТС;
- распределение всего или части дополнительного объема газа внутри России;
- сокращение объемов добычи газа на время сокращения экспортных поставок.

В декабре 2013 года, в период наибольшего потребления газа, поставки российского газа на экспорт в Европу составили 15,4 млрд. м³ или среднесуточно – 513 млн. м³. Во время прекращения экспорта через Украину, в момент начала недопоставок невостребованным оказывается объем газа в 160 млн. м³/сутки. Среднесуточный отбор газа из ПХГ в это же время (декабрь 2013 г.) был 108,6 млн. м³/сутки [6]. Таким образом, полные возможности ПХГ по решению проблемы дополнительного газа составляют указанные 108,6 млн. м³/сутки. Тогда для распределения дополнительного газа среди субъектов РФ остаются 51,4 млн. м³/сутки. Проблему появления «лишнего» газа на короткое время прекращения экспортных поставок можно сгладить заменой мазута газом на ТЭС и в котельных с двойным топливоснабжением.

Данные о суммарных объемах мазута, которые могут быть замещены газом в декабре 2013 года и требуемое количество газа при замещении мазута на ТЭС и в котельных с двойным топливоснабжением, получающих газ из всех структур ЕСГ, для России, в целом и по ее федеральным округам сведены в таблицу 6.

Таблица 6

Суммарные объемы мазута, которые могут быть замещены газом, и требуемое количество газа при замещении мазута на ТЭС и в котельных в декабре 2013г.

Федеральный округ России	Замещаемый объем мазута, тыс. т у.т/сут			Газ на замещение мазута, млн. м.куб/сут		
	ТЭС	Котельные	Всего	ТЭС	Котельные	Всего
Центральный	0,79	1,17	1,96	0,69	1,02	1,70
Северо-Западный	1,37	2,15	3,52	1,19	1,87	3,06
Южный	0,14	0,52	0,66	0,12	0,45	0,58
Приволжский	0,52	0,88	1,39	0,45	0,76	1,21
Уральский	0,44	0,29	0,73	0,38	0,25	0,63
Сибирский	0,43	0,56	1,00	0,38	0,49	0,87
Всего по России	3,69	5,57	9,26	3,21	4,84	8,05

При замещении всего мазута газом останется невостребованным объем в 43,4 млн. м³ газа. При исчерпании возможностей решения проблемы дополнительного газа за счет полной загрузки «не перекрытых» направлений экспорта газа, за счет сокращения отбора газа из ПХГ и за счет замещения мазута газом, необходимо задействовать мощности ПХГ по закачке газа. Среднесуточный объем закачки газа в российские ПХГ в декабре 2013 г. был на уровне 34,5 млн. м³/сутки. Тогда останется невостребованным объем в 9 млн. м³/сутки. Необходимо отметить, что в декабре 2013 года ПХГ не работали на полную мощность по закачке газа, соответствующую объему отбора газа из них. Так, в рассматриваемой ситуации, при возможном объеме закачки газа в ПХГ в 108 млн. м³/сутки, в системе не останется невостребованного газа.

В то же время возможна ситуация с излишками газа, так как активные объемы ПХГ могут быть заполнены за время недопоставок газа в Европу. В такой ситуации придется идти на соответствующее сокращение добычи газа. Сегодня действующее число газовых скважин в стране – более шести тысяч со средним дебитом скважины примерно, в 7 млн. м³/месяц или около 0,20 млн. м³/сутки. Снижение добычи газа на 9 млн. м³/сутки потребует закрытия на время экспортных недопоставок 40-50 скважин или примерно 1 % от числа действующих скважин.

Заключение

В статье предложены два подхода позволяющие:

- оценить возможные недопоставки российского газа странам – его потребителям;
- оценить изменения структуры потребления КПП европейскими странами и снижения уровней выработки электроэнергии при нарушениях поставок газа;
- сформулировать пути минимизации негативных последствий для России от краткосрочного прекращения экспорта газа через Украину.

Анализ возможных недопоставок газа европейским странам и изменения режимов газопотребления в России при нарушении поставок российского газа через Украину выполнен на базе подробной и актуальной потоковой модели европейской ГТС. В результате проведенных исследований определены возможные недопоставки российского газа европейским странам – его импортерам на время возможной нештатной ситуации, связанной с перерывом транзита газа по территории Украины, с учетом всех технологических особенностей функционирования европейской ГТС. Рассчитаны уровни сокращения поставок КПП потребителям европейских стран и снижение выработки электроэнергии в такой ситуации.

Проанализирована проблема наличия излишков газа в ЕСГ России. Рассчитаны объемы мазута, который можно заместить газом на период возникновения излишков газа. Целесообразность такого замещения состоит еще и в том, что цена топочного

мазута в сопоставимых по энергетическому эквиваленту объемах значительно выше цены природного газа. Кроме того, мазут может храниться в мазутном хозяйстве, а излишки добытого газа необходимо израсходовать как можно рациональнее.

В целом, в статье показаны возможные пути минимизации негативных последствий в рассмотренной ситуации.

Автор статьи признателен за помощь в постановке задачи В.И. Рабчуку, С.М. Сендерову, а также выражает благодарность С.П. Попову за ценные замечания и предоставление необходимой информации.

Литература

1. FACTBOX: Countries affected by Russia-Ukraine gas row - <http://www.reuters.com/article/2009/01/06/us-russia-ukraine-gas-sb-idUSTRE50531Q20090106?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>
2. BP Statistical Review of World Energy 2013 – <http://www.bp.com/statisticalreview>.
3. Energy Statistics of OECD Countries 2014 - <http://data.iea.org/ieastore>.
4. Сендеров С.М., Еделев А.В. Методика определения "узких" мест в работе единой системы газоснабжения и выбор путей преодоления чрезвычайных ситуаций с газоснабжением потребителей // Известия РАН. – Энергетика. – 2002. – № 4. – С. 57–62.
5. Форд Л.Р., Фалкерсон Д.Р. Потоки в сетях. Изд-во Мир, Москва 1966. – 276 с.
6. Подземные хранилища газа - <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/underground-storage/>

МОНИТОРИНГ УРОВНЕЙ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ РЕГРЕССИОННЫХ МОДЕЛЕЙ¹

Т.В. Добровольская

Теплоснабжение России представляет собой множество объектов, производящих, передающих и распределяющих тепловую энергию для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных, административно-хозяйственных и промышленных зданий, а также для обеспечения технологических целей. Теплоснабжение обладает высокой социальной и экономической значимостью, поскольку две трети территории страны расположены в суровых климатических условиях, а доля теплопотребления жилищно-коммунального хозяйства составляет более 60%, что позволяет отнести теплоснабжение к наиболее важным отраслям жизнеобеспечения населения. В соответствии с этим, мониторинг и прогнозирование уровней теплопотребления являются стратегическим вектором научного исследования, определяющего параметры развития теплоснабжения России и ее регионов [1].

В статье выполнено обобщение, анализ информации о состоянии теплопотребления, представленной временными рядами, в приложении к построению математических моделей динамических процессов изменения рассматриваемых показателей (установленной электрической мощности электростанций, потребления электрической энергии, потребления тепловой энергии, численности населения, инвестиций в электроэнергетику (с учетом централизованного теплоснабжения), внутреннего валового продукта). Целью исследований является разработка методического обеспечения для мониторинга и прогнозирования уровней теплопотребления.

В рамках исследования произведен сбор и анализ статистической информации для формирования теплового баланса страны и ее регионов. При определении структуры теплопотребления использованы формы статистической отчетности [2, 3].

Анализ литературы, посвященной прогнозированию энергопотребления, показал, что наиболее часто при планировании используется расчет энергопотребления с помощью его удельных показателей [4, 5]. Использование удельных показателей теплопотребления для прогнозирования вызывает трудности. Средние показатели потребления тепловой энергии в жилых зданиях нередко не отображают реальной картины, так как не учитывают климатические особенности региона, фактическое состояние ограждающих конструкций зданий, количественные и качественные характеристики проведенных энергосберегающих мероприятий. При прогнозировании теплопотребления в различных отраслях промышленности согласно нормативным документам принимается среднегодовой рост промышленного производства, а также сокращение удельных показателей теплопотребления в данной отрасли промышленности.

Для исследования выбраны шесть показателей, определяющих уровни теплопотребления: установленная электрическая мощность электростанций (W_1^{st} , млн.кВт), потребление электрической энергии (W_2^{st} , млрд.кВт·ч), потребление тепловой энергии (W_3^{st} , млн.Гкал), численность населения (W_4^{st} , млн.чел.), инвестиции в электроэнергетику (с учетом централизованного теплоснабжения) (W_5^{st} , млрд.руб.),

¹ Статья подготовлена при поддержке гранта РФФИ №14-08-31304мол_a

внутренний валовой продукт (ВВП) (W_6^{st} , млрд.руб.). Выбор в качестве рассматриваемых показателей установленной электрической мощности и потребления электрической энергии объясняется наличием взаимосвязи этих показателей с теплотреблением, так как более 32% тепловой энергии в общем балансе производства тепла в нашей стране (и около 46% в централизованном секторе) производится на ТЭЦ. Кроме того, значительная доля тепловой энергии потребляется в жилищно-коммунальном секторе, в связи, с чем в рассматриваемую систему введен показатель численность населения. Не менее важными в развитии теплоснабжения являются экономические факторы, поэтому в рассматриваемую систему показателей добавлены ВВП и инвестиции в электроэнергетику. Перечисленные показатели представлены в виде временных рядов, начиная с 1990 года до настоящего времени.

Изменение каждого из показателей j можно описать уравнением линейной регрессии от одного параметра – времени, оно будет иметь следующий вид:

$$W_j^m(t) = c_j \cdot t + d_j ,$$

где $W_j^m(t)$ – расчетное (модельное) значение рассматриваемого показателя j , определенное с помощью уравнения линейной регрессии от одного параметра; c_j - линейный коэффициент уравнения регрессии, d_j – свободный коэффициент уравнения регрессии, t – временной период.

Определение коэффициентов уравнений осуществляется с помощью метода наименьших квадратов, основанного на минимизации суммы квадратов отклонений функций от искомым переменных в виде:

$$\sum_{k=1}^{24} (W_j^{st} - W_j^m)^2 \rightarrow \min ,$$

где W_j^{st} – статистическое (наблюдаемое) значение рассматриваемого показателя j .

Использование метода наименьших квадратов для определения коэффициентов уравнений регрессии требует выполнения предпосылок регрессионного анализа и теоремы Гаусса-Маркова [6]. Для системы рассматриваемых показателей на ретроспективном отрезке времени данные условия выполняются.

Система уравнений, полученная с помощью метода наименьших квадратов, для определения коэффициентов регрессии имеет вид:

$$\begin{cases} c_j \cdot \sum_{k=1}^{24} t + d_j \cdot \sum_{k=1}^{24} 1 = \sum_{k=1}^{24} W_j^{st}(t) \\ c_j \cdot \sum_{k=1}^{24} t^2 + d_j \cdot \sum_{k=1}^{24} t = \sum_{i=1}^{24} W_j^{st}(t) \cdot t \end{cases} .$$

В дальнейшем определяются расхождения статистических значений и значений, полученных с помощью линейного уравнения регрессии от одного параметра в определенный момент временного ряда.

На рисунке 1 представлена реализация расчетов уравнений линейной регрессии от одного параметра в среде Maple. В расчетной части заданы статистические значения каждого их показателей в рассматриваемый временной период, с помощью метода наименьших квадратов определены коэффициенты уравнения линейной регрессии от одного параметра (времени), выполнен расчет расхождений между статистическими значениями каждого из показателей и соответствующих значений, полученных с помощью уравнения линейной регрессии от одного параметра (времени), а также вероятности появления расхождений между этими значениями показателей. В графической части представлены графики изменения статистических значений каждого из показателей и значений, полученных с помощью уравнения линейной регрессии от

времени, на ретроспективном отрезке времени, начиная с 1990 года до настоящего времени, а также расхождения этих значений и вероятности появления их расхождения.

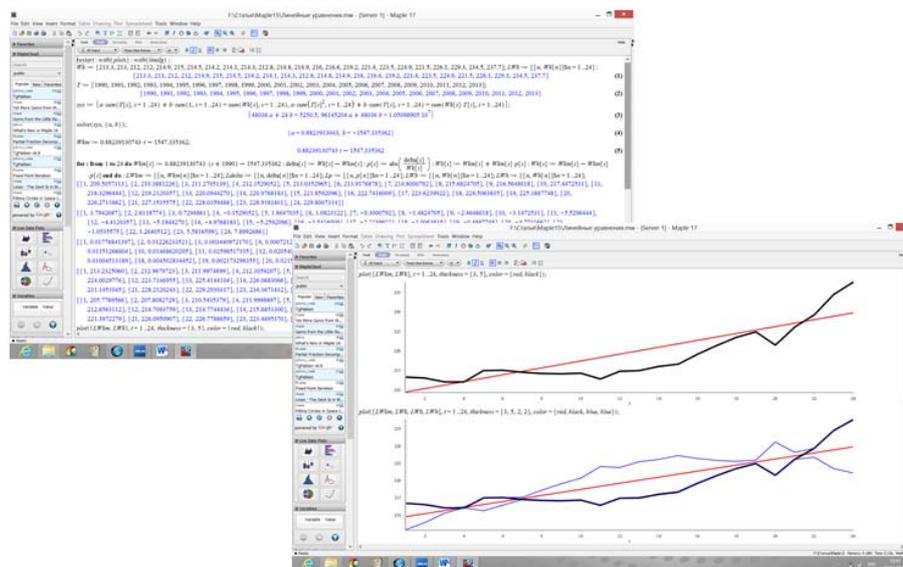


Рис. 1. Определение линейных регрессионных зависимостей вида $W_j^m(t) = c_j \cdot t + d_j$ для выбранных показателей, реализованное в среде Maple

Показатели «ВВП» и «инвестиции в электроэнергетику» приводятся к уровню 2013 года с помощью коэффициентов-дефляторов. На начальном пятилетнем отрезке рассматриваемого временного периода рассматриваемые экономические показатели согласно статистической информации [7] имеют значения, которые количественно сложно сопоставимы с остальными значениями временных рядов. В связи с этим для этих показателей изначально рассмотрены временные ряды, начиная с 1995 года. Полученные уравнения позволяют принять численные значения показателей на начальном пятилетнем отрезке.

Согласно проведенным расчетам этот метод описания количественных изменений исследуемых величин применим для первых четырех показателей: установленной электрической мощности, потребления электрической энергии, потребления тепловой энергии и численности населения. И при этом практически не работает для показателей ВВП и инвестиций в электроэнергетику. Данный факт наглядно подтверждается тем, что отклонения статистических данных первых четырех показателей и их значений, полученных с помощью линейных моделей, располагаются вокруг модельных решений, а также суммы отклонений, лежащие выше и ниже линейного тренда, практически совпадают. Линейные модели определяют тенденции роста или уменьшения исследуемых показателей, но не учитывают колебательных процессов на ретроспективном отрезке времени. Кроме того, за пределами этого временного отрезка расхождения статистических значений показателей и значений показателей, полученных с помощью линейных моделей, возрастают, что не позволяет распространить их на прогнозный отрезок времени. Тем не менее, полученные в результате расчетов вероятности отклонений позволяют сделать выводы о достаточной приближенности линейных модельных решений с двумя слагаемыми: определенного составляющего (математического ожидания в фиксированный момент времени) и стохастического составляющего (отклонения за счет случайных событий, влияющих на динамический процесс). Что касается параметров: инвестиций в электроэнергетику и ВВП, неоправданные резкие изменения и экспоненциальное возрастание на

ретроспективном отрезке времени, вероятно, обусловлено неустойчивостью процесса изменения этих показателей.

Представленные линейные модели не рассматривают взаимосвязи показателей системы, что делает их изолированными. Поэтому возникает необходимость рассмотрения регрессионных линейных моделей. Регрессионные уравнения при рассмотрении системы из шести показателей в зависимости от времени можно записать в матричном виде, следующем образом:

$$W^{\text{mod}} = A \cdot W^{\text{st}} + a \cdot t + b,$$

W^{mod} – вектор-столбец значений показателей, полученных с помощью уравнения линейной регрессии от времени; A – (6×6) матрица коэффициентов уравнения регрессии a_{ij} , причем $a_{ij}=0$ при $i=j$; a – линейный коэффициент уравнения регрессии по времени, b – свободный коэффициент уравнения регрессии.

В векторном виде уравнение можно записать следующим образом:

$$W^{\text{mod}} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} & a_{45} & a_{46} \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} & a_{56} \\ a_{61} & a_{62} & a_{63} & a_{64} & a_{65} & a_{66} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} W_1^{\text{st}} \\ W_2^{\text{st}} \\ W_3^{\text{st}} \\ W_4^{\text{st}} \\ W_5^{\text{st}} \\ W_6^{\text{st}} \end{pmatrix} + t \cdot \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \\ a_5 \\ a_6 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \\ b_6 \end{pmatrix}.$$

Коэффициенты регрессионных уравнений определяются с помощью метода наименьших квадратов. Проведя дифференцирование по неизвестным коэффициентам, получены системы уравнений для определения регрессионной зависимости каждого из показателей.

Определив коэффициенты всех шести регрессионных уравнений, рассчитываются значения каждого из показателей согласно полученным регрессионным моделям в зависимости от остальных показателей. Затем определяются расхождения между статистическими данными и модельными значениями показателей, а также вероятности появления этих расхождений ($p \leq 0.1$). На рисунке 2 представлены расчеты коэффициентов регрессионного уравнения для показателя – установленная электрическая мощность – в зависимости от остальных пяти показателей в среде Maple.

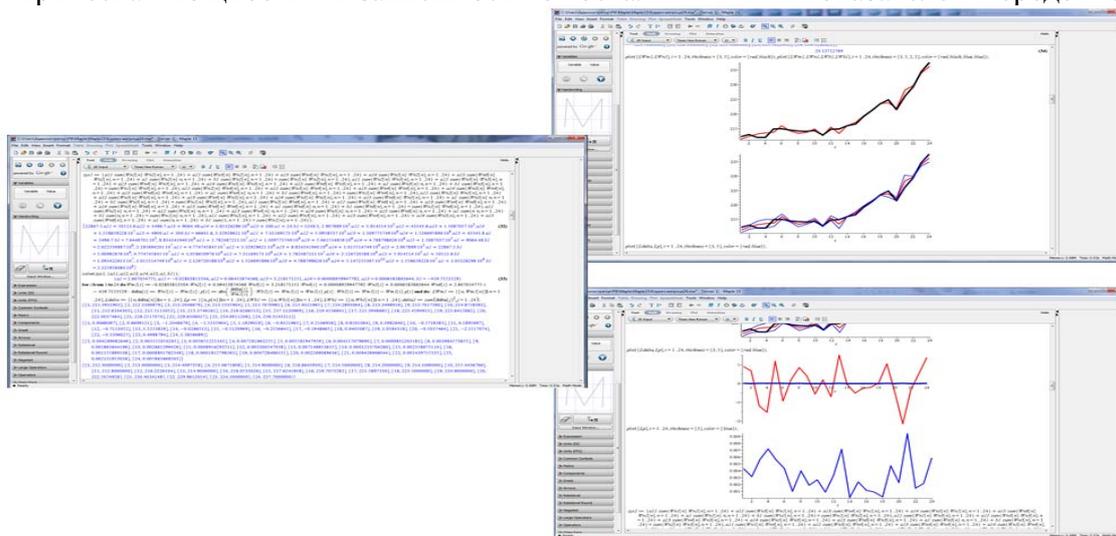


Рис. 2. Определение коэффициентов регрессионного уравнения для показателя – установленная электрическая мощность – от остальных пяти показателей в среде

$$\text{Maple } W_1^{\text{mod}} = a_{12} \cdot W_2^{\text{st}} + a_{13} \cdot W_3^{\text{st}} + a_{14} \cdot W_4^{\text{st}} + a_{15} \cdot W_5^{\text{st}} + a_{16} \cdot W_6^{\text{st}} + a_1 \cdot t + b_1$$

При рассмотрении взаимосвязей шести исследуемых показателей регрессионные уравнения будут иметь вид:

- для определения установленной электрической мощности в зависимости от потребления электрической энергии, потребления тепловой энергии, численности населения, инвестиций в электроэнергетику и ВВП

$$W_1^{\text{mod}} = 0.028038 \cdot W_2^{\text{st}} + 0.064538 \cdot W_3^{\text{st}} + 3.21817 \cdot W_4^{\text{st}} + 0.000089 \cdot W_5^{\text{st}} + 0.000658 \cdot W_6^{\text{st}} + 2.607 \cdot t - 419.715$$

- для определения потребления электрической энергии в зависимости от установленной электрической мощности, потребления тепловой энергии, численности населения, инвестиций в электроэнергетику и ВВП

$$W_2^{\text{mod}} = -7.187 \cdot W_1^{\text{st}} + 1.139 \cdot W_3^{\text{st}} + 13.5515 \cdot W_4^{\text{st}} + 0.019445 \cdot W_5^{\text{st}} + 0.00677 \cdot W_6^{\text{st}} + 34.758 \cdot t - 2567.187$$

- для определения потребления тепловой энергии в зависимости от установленной электрической мощности, потребления электрической энергии, численности населения, инвестиций в электроэнергетику и ВВП

$$W_3^{\text{mod}} = 9.765 \cdot W_1^{\text{st}} + 0.672 \cdot W_2^{\text{st}} - 29.362 \cdot W_4^{\text{st}} + 0.000972 \cdot W_5^{\text{st}} - 0.007693 \cdot W_6^{\text{st}} - 35.161 \cdot t + 4366.29$$

- для определения численности населения в зависимости от установленной электрической мощности, потребления электрической энергии, потребления тепловой энергии, инвестиций в электроэнергетику и ВВП

$$W_4^{\text{mod}} = 0.2196 \cdot W_1^{\text{st}} + 0.003607 \cdot W_2^{\text{st}} - 0.0134 \cdot W_3^{\text{st}} + 0.0009946 \cdot W_5^{\text{st}} - 0.000173 \cdot W_6^{\text{st}} - 0.59884 \cdot t + 136.597$$

- для определения инвестиций в электроэнергетику в зависимости от установленной электрической мощности, потребления электрической энергии, потребления тепловой энергии, численности населения и ВВП

$$W_5^{\text{mod}} = 0.8495 \cdot W_1^{\text{st}} + 0.7192 \cdot W_2^{\text{st}} + 0.06091 \cdot W_3^{\text{st}} + 138.2096 \cdot W_4^{\text{st}} + 0.02145 \cdot W_6^{\text{st}} + 29.366 \cdot t - 22065.765$$

- для определения ВВП в зависимости от установленной электрической мощности, потребления электрической энергии, потребления тепловой энергии, численности населения, инвестиций в электроэнергетику

$$W_6^{\text{mod}} = 985.0862 \cdot W_1^{\text{st}} + 39.5227 \cdot W_2^{\text{st}} - 76.0766 \cdot W_3^{\text{st}} - 3801.40299 \cdot W_4^{\text{st}} + 3.3856 \cdot W_5^{\text{st}} - 2573.4456 \cdot t + 5.3436 \cdot 10^5$$

Данные уравнения справедливы при рассмотрении системы из выбранных шести показателей и на данном ретроспективном отрезке времени. Проведенные расчеты показывают, что полученная регрессионная модель теплотребления достаточно хорошо описывает изменение уровня теплотребления. Значения теплотребления, полученные при помощи регрессионного уравнения, близки к статистическим данным (расхождения минимальны), что позволяет пролонгировать действие модели на краткосрочный перспективный период. Для этого необходимо иметь прогнозные данные пяти других показателей, в зависимости от которых записывается регрессионное уравнение теплотребления. Они были получены в соответствии с принятыми социально-экономическими прогнозами развития [1, 8].

На рисунке 3 представлена динамика теплотребления согласно статистическим данным и значениям, рассчитанным по регрессионному уравнению в зависимости от пяти других показателей, а также данные прогнозов, изложенных в принятых Энергетических стратегиях (ЭС-2020, ЭС-2030) [8-10].

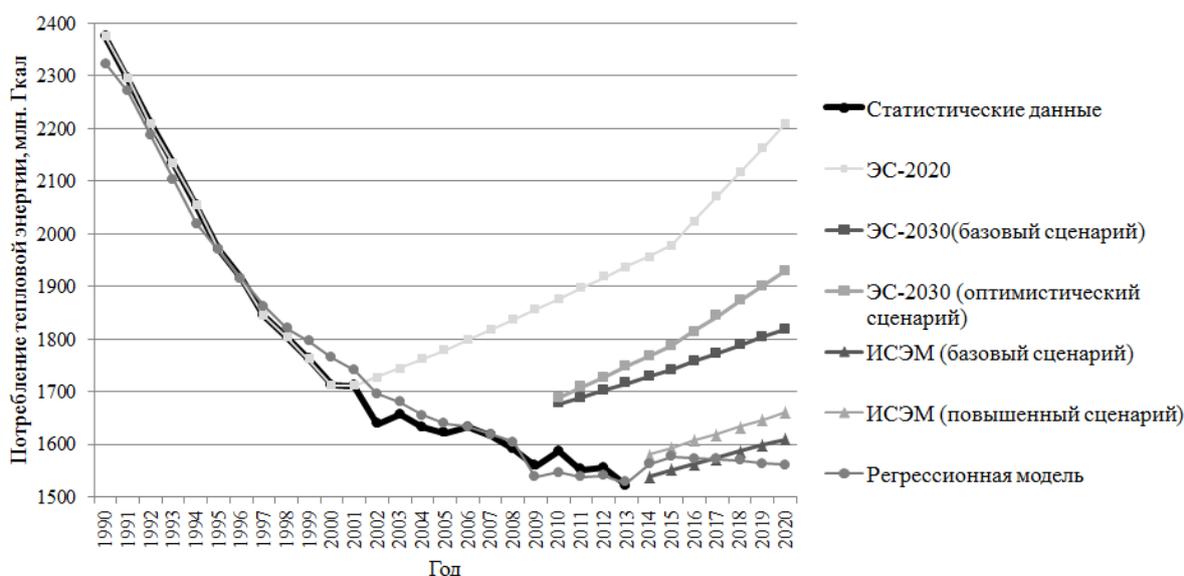


Рис. 3. Динамика теплопотребления в стране согласно статистическим данным, значениям регрессионного уравнения, данным прогнозов Энергетических стратегий (ЭС-2020, ЭС-2030) в период с 1990 по 2020 годы

Как видно из рисунка 3, прогноз теплопотребления, полученный с помощью регрессионного уравнения в зависимости от установленной электрической мощности, потребления электрической энергии, численности населения, инвестиций в электроэнергетику и ВВП, близок к показателям прогнозов, выполненных нашим институтом (совместно с ИНЭИ) в рамках корректировки ЭС-2030 и пролонгацией до 2035 года.

В статье представлены результаты первого этапа исследований, которые будут продолжены. Но уже сейчас можно сделать следующие выводы о том, что полученное многопараметрическое регрессионное уравнение теплопотребления достаточно точно описывает изменение уровня теплопотребления на ретроспективном отрезке времени и может быть использовано для краткосрочного прогноза.

Литература

1. Энергетика России: взгляд в будущее (Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года). – М.: Издательский дом «Энергия», – 2010. – 616 с.
2. Форма статистической отчетности Росстат 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией» за 2000-2013 гг.
3. Форма статистической отчетности Росстат 4-ТЭР «Сведения об остатках, поступлении и расходе топливно-энергетических ресурсов, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов» за 2000-2013 гг.
4. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития / Справочно-аналитический сб., 3-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск: Наука, – 2010. – 793 с.
5. Некрасов А.С. Анализ и прогнозы развития отраслей топливно-энергетического комплекса. Избранные труды. – М.: Издание ООО «ЛЕТО Индастриз», – 2013. – 592с.
6. Э.Фёрстер, Б.Рёнц. Методы корреляционного и регрессионного анализа./Пер. с нем. и предисл. В.М.Ивановой. – М.: Финансы и статистика, – 1983. – 302 с., ил.
7. Российский статистический ежегодник. 2013: Стат.сб./Росстат. – М., – 2013. – 717 с.

8. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р.
9. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (уточненный вариант). – М.: Минэнерго России. Октябрь 2000.
10. Проект «Корректировка Энергетической стратегии России на период до 2030 года с пролонгацией до 2035 года». ИСЭМ, – 2013. – 17 с.

ПОДГОТОВКА АГРЕГИРОВАННЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ЕЕ РАЗВИТИЯ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2030 Г.

Ж.В. Калинина

Природный газ занимает все более важное место в энергетическом балансе развитых стран мира. Традиционными потребителями природного газа из России являются страны Восточной и Западной Европы. В то же время имеется высокая степень заинтересованности стран Северо-Восточной Азии в импорте газа из России.

Срабатывание основных месторождений газа Надым-Пур-Тазовского региона и постепенный рост потребности в газе приводит к необходимости вводить в эксплуатацию новые крупные месторождения, с одновременным их присоединением к Единой системе газоснабжения (ЕСГ). Все это существенно влияет на перетоки газа в уже существующей сети. Основной прирост добычи товарного газа в перспективном будущем будет приходиться на месторождения газа полуострова Ямал, шельфа Баренцева моря, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Ввод в эксплуатацию новых месторождений и магистральных газопроводов потребует несколько лет на их разработку и строительство.

ЕСГ охватывает сеть магистральных газопроводов основные газодобывающие и газопотребляющие районы страны и требует больших затрат на функционирование, реконструкцию элементов и на дальнейшее ее развитие. Постоянное усложнение структуры ЕСГ и существование альтернативных вариантов сооружения новых магистральных газопроводов требуют обоснования наиболее рационального пути ее развития.

Для определения направлений и объемов потоков газа по сети, необходимости ввода в эксплуатацию новых месторождений и магистральных газопроводов необходимо рассматривать развитие всей ЕСГ в комплексе с учетом пропускных способностей магистральных газопроводов, цен и тарифов на добычу и транспорт газа, потребности в газе субъектов РФ и договоров по экспортным поставкам.

При определении оптимальной структуры развития ЕСГ используется сетевая потоковая модель, рис. 1. В ней для агрегированной расчетной схемы определяются объемы добычи газа на месторождениях, объемы и направления потоков газа по дугам и объемы газа, которые получают потребители [1]. Для получения таких решений (прямая задача) необходима исходная информация: цены добычи газа, тариф транспорта газа по дугам, Пропускные способности дуг, потребность в газе потребителей и пр. В работе изложен методический подход к определению данной информации для создания информационной базы.

Одновременно с прямой задачей решается двойственная, где с помощью уже известных объемов потоков газа по сети определяются маргинальные цены для потребителей.

Для решения задачи исследования развития ЕСГ на перспективу составляем агрегированную расчетную схему следующим образом:

– узлы потребления агрегируем по административно-географическому принципу. В качестве потребителей выступают субъекты РФ;



Рис. 1. Задача оптимизации развития ЕСТ на перспективу

– источником обозначаем газодобывающее предприятие (ГДП), которое может включать в себя несколько месторождений, находящихся в одном субъекте. ГДП обозначается агрегированным узлом источником, связанным с узлом потребителем субъекта агрегированной сети, в котором находится ГДП;

– многониточные МГ представляются в виде односточных. Агрегированная дуга графа между двумя узлами характеризуется суммарной пропускной способностью газопроводов на границе между двумя субъектами и длиной всех МГ, идущих из одного узла в другой.

Более подробно алгоритм агрегирования рассматривался в предыдущих работах [2, 3].

На агрегированную существующую схему газоснабжающей системы (ГСС) накладываются имеющиеся крупномасштабные проекты газотранспортных систем, находящиеся в стадии проектирования или реализации. Дополнительно на расчетную схему наносятся связи, характеризующие проекты и научные разработки по годам планируемых периодов, выполненные в научно-исследовательских и проектных организациях. Таким образом, создается избыточная агрегированная расчетная схема, отражающая этапы развития ГСС на исследуемую перспективу.

Таким образом, получаем агрегированную схему системы на 2030 год, рис. 2.

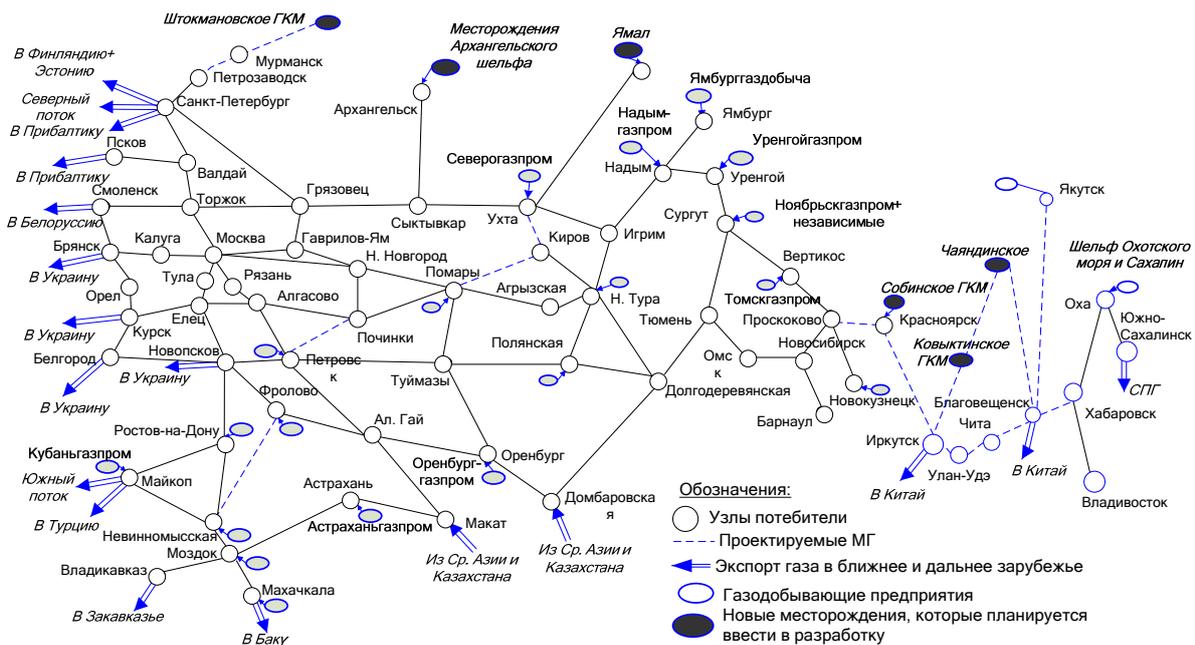


Рис. 2. Избыточная агрегированная расчетная схема ГСС РФ

Моделирование потребности в природном газе в узлах расчетной схемы [4] является важнейшим средством предвидения будущего развития газовой отрасли. При этом используется упрощенный метод прямого счета. Суть метода заключается в установлении по отчетным данным объемов потребления газа по субъектам РФ и отраслям, рис. 3. Прогноз потребности в природном газе составляется на основе исследования ретроспективных данных. Собираются данные о потребности в газе для каждого субъекта РФ, изучаются тенденции увеличения или уменьшения объемов потребления газа отраслями (энергетика, промышленность, коммунально-бытовой сектор и население) с установлением соответствующих индексов. Динамика использования природного газа в перспективе определяется перемножением существующих объемов потребления и установленных индексов для расчетных периодов времени.

Экспорт газа в ближнее и дальнее зарубежье рассчитывается на основе анализа мировых тенденций в развитие системы газоснабжения и оценки конъюнктуры рынка газа из материалов приведенных в генеральной схеме развития газовой отрасли. Собирается ретроспективная информация по каждой стране, потребляющей российский газ: объемы закупок, а также информация о долгосрочных контрактах по продаже газа этим странам. На основе этой информации прогнозируются экспортные объемы. Средние значения экспорта газа детализируются и разносятся по узлам расчетной схемы в соответствии с пропускными способностями экспортных коридоров.

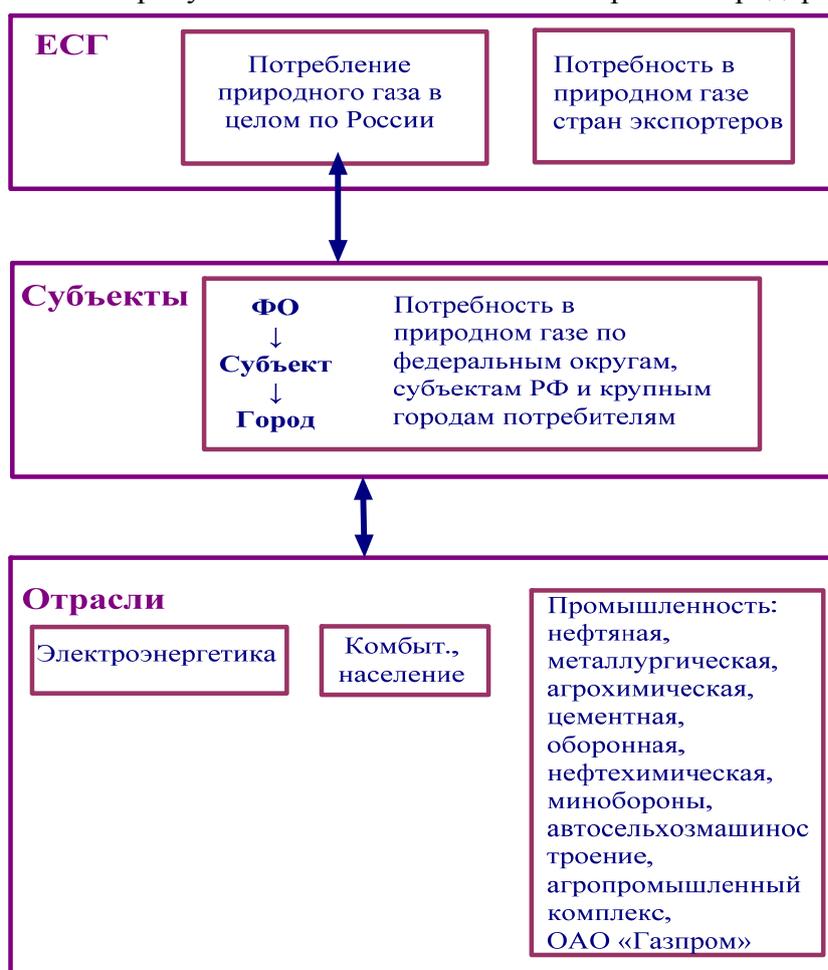


Рис. 3. Структура потребления природного газа

Новые узлы потребители природного газа в расчетной схеме газоснабжения «возникают» в результате рассмотрения перспективных рынков углеводородов для

субъектов РФ. Рассматривается целесообразность и эффективность инвестиционных проектов в сфере освоения ресурсов природного газа, обоснования долгосрочных задач развития промышленности, сельского хозяйства и повышения благосостояния народа.

В табл. 1 показан прогноз по потреблению газа (базовый сценарий) в нескольких узлах расчетной схемы¹, эти данные являются исходными для решения задачи оптимизации развития ЕСГ.

Моделирование технико-экономических характеристик существующих узлов-источников [4] состоит в установлении сырьевой базы из справочной литературы, а также себестоимости добычи, расходов газа на собственные нужды и утечки. По ретроспективным данным определяются возможные индексы изменения этих показателей. Прогнозные значения объемов добычи, издержки и коэффициенты отражающие расход газа на собственные нужды и утечки рассчитываются с учетом изменения указанных выше индексов.

Таблица 1

Спрос газа субъектами РФ и его экспорт в ближнее и дальнее зарубежье, млрд. м³

№ п/п	Узел	2013 г.			2015 г.			2020 г.			2030 г.		
		РФ	Эксп.	Всего									
1	Белгород	6,0		6,0	6,1		6,1	6,6		6,6	7,1		7,1
2	Брянск	3,0		3,0	3,1		3,1	3,3		3,3	3,6		3,6
3	Новопсков (Остожжск)	5,5	30,1	35,6	5,6	25	30,6	6,0	11	17	6,5	7	13,5
4	Калуга	2,0		2,0	2,1		2,1	2,2		2,2	2,4		2,4
5	Курск	2,9	64,2	67,1	2,9	50	52,9	3,2	40	43,2	3,4	25	28,4
6	Гаврилов-Ям	16,6		16,6	16,9		16,9	18,2		18,2	19,7		19,7
7	Елец	6,5		6,5	6,6		6,6	7,2		7,2	7,7		7,7
8	Московская обл. и г. Москва	46,9		46,9	47,7		47,7	51,5		51,5	55,6		55,6
...

Моделирование технико-экономических характеристик новых узлов-источников газа предполагает, что на рассматриваемый период времени существует оценка прогнозных ресурсов газоносной провинции, отдельных ее площадей, залежей и месторождения в целом, т.е. определены расчетные запасы газа. Алгоритм определения объемов добычи и цены газа по годам расчетного периода в упрощенном виде состоит в следующем:

- находится похожий по геологической структуре залежей, запасам газа, и т.д. проект существующего месторождения;
- по аналогии с ним оценивается по годам расчетного периода добыча газа и «движение» основных фондов и издержек. То есть, для заданной динамики прогнозных цен добычи газа определяется: выручка, издержки, себестоимость, балансовая прибыль, налоги, чистая прибыль, привлекаемые капиталовложения, поток денежной наличности, чистый дисконтированный доход;
- срок окупаемости находится как время, требуемое для того, чтобы доходы от инвестиционного проекта стали равны первоначальному вложению в данный проект. Сравнивается срок окупаемости проекта с нормой (7 лет);

¹ В расчетах использовались данные ИНЭИ РАН - Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2014 г. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. Ресурс: http://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf

– расчеты завершаются, если срок окупаемости станет меньше или равен норме. В противном случае устанавливается более высокое значение цены добычи и повторяется расчет, пока не выполнится данное условие;

– расход газа на собственные нужды и утечки по аварийным условиям задается в соответствии с нормативными показателями для используемого оборудования.

В табл. 2 показан прогноз по добыче газа, для нескольких узлов-источников, составленный для решения задачи оптимизации развития ЕСГ.

Таблица 2

Прогноз добычи природного газа в узлах-источниках расчетной схемы (базовый сценарий), млрд. м³

Узел-источник	2015		2020		2025		2030	
	Добыча, млрд. м ³	Цена, \$/тыс. м ³	Добыча, млрд. м ³	Цена, \$/тыс. м ³	Добыча, млрд. м ³	Цена, \$/тыс. м ³	Добыча, млрд. м ³	Цена, \$/тыс. м ³
Уренгой	110	37	140	41	150	41,5	160	42
Надым	60	48	40	60	20	85	5	100
Ямбург	200	34	140	54	100	69	20	90
...

Моделирование технико-экономических показателей существующих газотранспортных предприятий [5] осуществляется в соответствии с территориальными границами их действия. Для них на основании нормативно-справочной литературы устанавливаются: себестоимость транспорта газа, диаметры и длины магистральных газопроводов, число компрессорных станций и газоперекачивающих агрегатов, расход газа на собственные нужды и утечки. Каждая агрегированная дуга расчетного графа отображает один или несколько магистральных газопроводов с заданными диаметрами и давлением газа в трубе. Максимальная пропускная способность этой дуги определяется как сумма номинальных производительностей, входящих в нее газопроводов. При этом каждая дуга расчетного графа отображает протяженность магистральных газопроводов и их диаметры. Средние эксплуатационные затраты газотранспортных предприятий дифференцируются по дугам графа в соответствии с протяженностью магистральных газопроводов и их диаметрами.

Расход газа на собственные нужды дуг графа определяется исходя из численности рабочих газоперекачивающих агрегатов, количества часов работы за год и их технических характеристик, взятых из справочной литературы. По этим данным рассчитываются для каждой дуги коэффициенты, учитывающие уменьшение объема транспортировки газа на собственные нужды и утечки.

Моделирование технико-экономических показателей новых газотранспортных систем осуществляется в пределах расчетного периода. Расчетная схема многониточного газопровода представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев - участков трубопроводов и компрессорных станций. Алгоритм определения технико-экономических показателей представляет собой следующий итеративный процесс:

- задается производительность, длина и первоначальная цена транспорта газа;
- доход предприятия образуется от продажи газа;
- для заданной производительности газотранспортной системы определяются технико-экономические параметры (длины линейных участков, число компрессорных станций и число газоперекачивающих агрегатов, установленных на них);
- рассчитываются капиталовложения и ежегодные издержки в линейную и компрессорную часть;

- капиталовложения и текущие издержки обеспечиваются за счет кредитов, погашение которых начинается только тогда, когда появляется прибыль;
- налоги начисляются на прибыль;
- амортизационные отчисления не облагаются налогом на прибыль и поступают на счет предприятия;
- возврат кредитов и процентов по ним производится из чистой прибыли;
- определяется чистый дисконтированный доход и срок окупаемости проекта;
- если срок окупаемости меньше или равен норме (7 лет), то расчет завершается.

В противном случае, цена транспорта газа увеличивается на некоторую величину и цикл продолжается до тех пор пока не выполниться заданное условие. Таким образом, определяется цена транспорта газа по новой дуге и расходы газа на собственные нужды и утечки (по нормативным данным для технико-технологического оборудования).

В табл. 3 представлены рассчитанные основные технико-экономические показатели для нескольких дуг агрегированной схемы, которые являются исходными данными для задачи оптимизации развития ЕСГ.

На основе предложенного в работе методического подхода к получению исходных данных для многоуровневого исследования систем газоснабжения была сформирована информационная база на период до 2030 года [4]. По пятилетиям была

Таблица 3

Результаты расчетов технико-экономических показателей газотранспортных связей для агрегированной схемы газоснабжения

Газотранспортные связи	2015 г.			2020 г.			2030 г.		
	Q, млрд. м ³	λ	C, $\frac{\text{руб.}}{1000\text{м}^3}$	Q, млрд. м ³	λ	C, $\frac{\text{руб.}}{1000\text{м}^3}$	Q, млрд. м ³	λ	C, $\frac{\text{руб.}}{1000\text{м}^3}$
Петрозаводск – С.Петербург	4	0,999	170 - 200	4	0,999	175 - 205	4	0,999	195 - 216
Грязовец – С.Петербург	19	0,998	100-124	19	0,998	115 - 135	19	0,998	125 - 150
Грязовец – Торжок	100	0,996	50 – 60	100	0,996	55 – 65	100	0,996	64 – 80
Торжок – Смоленск	60	0,997	31 – 35	60	0,997	34 – 40	60	0,997	38 – 68
Торжок – Валдай	22	0,999	25 – 28	22	0,999	30 – 38	22	0,999	60 – 70
...

выполнена оценка спроса на природный газ для субъектов РФ и показаны экспортные поставки на этот период времени для 9 газотранспортных коридоров. Рассмотрено состояние и проблемы развития газотранспортных предприятий и рассчитаны технико-экономические показатели для существующих и новых предприятий добычи и транспорта газа.

С помощью сетевой потоковой модели (программное средство Поток) и сформированной базы исходных данных для агрегированной расчетной схемы газоснабжения, выполнялись многочисленные исследования структуры развития систем газоснабжения на период до 2030 года. Рассчитывалась квазидинамика развития систем газоснабжения РФ на 2015, 2020, 2025 и 2030 годы. Рассматривались основные проблемы в добыче газа на существующих и новых месторождениях, а также основные вопросы развития газотранспортных систем. Расчеты возможностей добычи газа в регионах России, предусмотренных в генеральной схеме развития газовой отрасли, показывает, что примерно 70% потребности в газе на уровне 2030 г. будет покрываться из источников, расположенных на шельфе арктических морей. На промыслах этих

месторождений будут использоваться новые технологии добычи газа, где велик риск недополучения запланированных объемов. В то же время недостаточно принимаются во внимание хорошо разведанные ресурсы углеводородов Иркутской области, Юга Красноярского края и Центральной Якутии [6].

Литература

1. Илькевич Н.И., Калинина Ж.В. Методы и модели обоснования технико-экономических характеристик при многоуровневом моделировании систем газоснабжения [Электронный ресурс] // Тр. XII Всеросс. научн. семин. с междунар. участ. «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2010. – С. 290–298 – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
2. Калинина Ж.В., Илькевич Н.И. Методический подход к агрегированию схемы единой системы газоснабжения // Трубопроводные системы энергетики: математическое и компьютерное моделирование / ред. Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г., Сарданашвили С.А. и др. – Новосибирск: Наука. – 2014.– С.139–147.
3. Калинина Ж.В. Метод агрегирования схемы Единой системы газоснабжения. Системные исследования в энергетике // Сб. тр. молодых уч. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2011. – С. 32 – 38.
4. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения. – Новосибирск: Наука. – 2014. – 217 с.
5. Калинина Ж.В., Илькевич Н.И. Моделирование агрегированных технико-экономических характеристик газотранспортной системы в ЕСГ // Труды XVIII Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2013.– Т.1. – С.103 – 108.
6. Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Развитие системы газоснабжения Восточного крыла РФ // Энергетика России в XXI веке: стратегия развития – Восточный вектор. Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса? // Сб. докл. объединенного симпозиума. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2010. С. 567–571.

ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В ЯПОНИИ И РОССИИ: ОПЫТ РЕФОРМ И ПЛАНЫ НА БУДУЩЕЕ

К.А. Корнеев

Введение

Причины либерализации электроэнергетики в Японии и России были различными. Япония столкнулась с рецессией в начале 1990-х годов и испытывала необходимость в стимулировании экономического роста. Россия в этот же период переживала острый системный кризис, вызванный переходом к рыночной экономике, и стране требовалась выработка новых подходов к управлению электроэнергетикой.

Однако цели реформ в обеих странах имели много общего: улучшение существующих механизмов управления отраслью либо замена их на более эффективные, привлечение частных инвестиций в обновление действующих и строительство новых генерирующих мощностей, снижение цен для конечного потребителя, а также «перезапуск» электроэнергетики на основе рыночных механизмов, успешно зарекомендовавших себя как двигатель развития других отраслей экономики [1].

Прежде чем перейти к детальному рассмотрению этапов либерализации электроэнергии в Японии и России и их практических результатов, необходимо дать краткую характеристику состояния отрасли до либерализации.

В начале 1990-х годов территория Японии была поделена между десятью частными вертикально-интегрированными энергетическими компаниями (ВИК), деятельность которых регулировалась Министерством экономики, торговли и промышленности. В совокупности эти компании занимали примерно 90% электроэнергетического рынка. Около 7-8% рынка занимали электростанции при крупных промышленных предприятиях – эти станции продавали избыточную электроэнергию компаниям-монополистам. Ещё 2% приходилось на прочих производителей [2].

В России в 1992 году была создана компания-монополист РАО ЕЭС, более 50% акций которой принадлежало государству, а остальные были распределены между миноритарными акционерами. Холдинг занимал более 70% рынка электроэнергии в стране, его деятельность регулировалась Минтопэнерго и Федеральной энергетической комиссией (с 2004 г. – Федеральная служба по тарифам). Остальные 30% приходились на изолированные районы и несколько региональных энергокомпаний, не вошедших в состав РАО ЕЭС [3].

Таким образом, и в России, и в Японии в начале 1990-х годов основными игроками на электроэнергетическом рынке были монополисты – вертикально-интегрированные компании, деятельность которых напрямую контролировалась государственными структурами.

Этапы либерализации электроэнергетики в Японии

В апреле 1995 года вышла новая редакция закона «Об электроэнергетике» (базовая версия от 11 июля 1964 года), в которой официально вводилось определение

«независимый производитель электроэнергии (НПЭ)». Независимые производители наделялись правом строить и эксплуатировать генерирующие мощности, а также продавать электроэнергию компании-монополисту в пределах её территориальной ответственности. Льготных тарифных ставок для электроэнергии, вырабатываемой НПЭ, введено не было, поэтому строить новые станции частным инвесторам оказалось невыгодно – электроэнергия получалась дорогой, а монополист покупал её по условно рыночной цене, которая была значительно ниже. Правительству не удалось достичь поставленных целей – существенного повышения конкуренции в области генерации электроэнергии. К 1999 году доля НПЭ составила 3% в общей структуре генерации, что не стало серьёзным конкурентным стимулом для компаний-монополистов [2].

В 1999 году вышел следующий пакет дополнений к закону «Об электроэнергетике». Независимые производители получили право продавать генерируемую ими электроэнергию крупным промышленным потребителям и собственникам коммерческих зданий (торговые центры, офисные здания), которые имели уровень напряжения свыше 20 киловольт и подключённую нагрузку от 2 МВт и выше. Доля потребителей, соответствующих данным критериям и обладающих правом выбора поставщика, достигла 30% и создала крупный потенциальный рынок для независимых производителей [2].

К 2003 году доля НПЭ составила 5% в общей структуре генерации – этого удалось добиться за счёт чёткого определения группы потребителей, имеющих возможность покупать электроэнергию у НПЭ. Однако не получилось преодолеть системные противоречия на пути либерализации электроэнергетики – отрасль оставалась монопольной, несмотря на частичную конкуренцию в сфере генерации.

В 2003-2005 гг. были приняты ещё несколько поправок в закон «Об Электроэнергетике», суть которых сводилась к расширению списка потенциальных потребителей для электроэнергии, вырабатываемой НПЭ. В 2004 году независимые производители получили право продавать электроэнергию потребителям с подключённой нагрузкой от 500 КВт и выше – это небольшие промышленные потребители, жилые микрорайоны и гипермаркеты, средние и малые офисные здания.

В 2005 году, при сохранении уровня напряжения 20 кВ, доступ к электроэнергии, генерируемой НПЭ, был разрешён потребителям с подключённой нагрузкой свыше 50 КВт. К списку добавились малые промышленные предприятия, супермаркеты, небольшие офисные здания и торговые центры, районы малоэтажной застройки. Розничные потребители по-прежнему не обладали правом выбора поставщика [4].

К 2008 году независимые производители могли потенциально обеспечивать электроэнергией до 63% потребителей, соответствующих обозначенным выше критериям, однако по факту реальная доля НПЭ в торговле электроэнергией не превышала 6% [4].

К моменту аварии на АЭС «Фукусима-1», произошедшей в марте 2011 года, либерализация электроэнергетического сектора была фактически свёрнута. В результате постепенной остановки всех АЭС из резерва были выведены малоэффективные станции постройки 70-х-80-х гг., что привело к резкому росту затрат на импортируемые первичные энергоресурсы. В свете отказа от ядерной энергетики перед правительством встала серьёзная задача по модернизации существующих и строительству новых, эффективных генерирующих мощностей, поэтому повестка дальнейшей либерализации вновь стала актуальной [5].

В 2014 году были внесены очередные поправки в закон «Об Электроэнергетике», кроме того, правительство Японии одобрило стратегию очередного этапа реформирования отрасли. В 2016 году должна быть создана Организация межрегиональной координации передачи электроэнергии (независимый общенациональный диспетчерский центр). Также должна быть осуществлена

либерализация рынка розничной торговли электроэнергией для потребителей с подключенной мощностью от 2 кВт и необходимым напряжением в сети от 100 В. В 2018-2020 гг. планируется введение рыночных принципов формирования тарифов - министерство и префектуры лишатся права директивно устанавливать верхнюю планку тарифа [5]. На завершающей стадии реформы вертикально-интегрированные компании будут разделены на независимые генерирующие, сетевые и энергосбытовые компании. То есть, электроэнергетический рынок в стране станет полностью конкурентным.

Этапы либерализации электроэнергетики в России

В 1995-1997 году были предприняты первые попытки либерализации. Планировалась организация федерального рынка энергии и мощности и вывод на него электростанций России с последующим созданием на их базе нескольких генерирующих компаний (Программа реформирования электроэнергетики Правительства РФ от 1995 года, Указ Президента Российской Федерации «Об основных направлениях реформирования электроэнергетики») [3]. Эти попытки успеха не имели, преимущественно из-за отсутствия детального плана действий и плачевного состояния электроэнергетической отрасли.

К началу 2000-х удалось реструктуризировать долги потребителей перед РАО ЕЭС, прекратилась практика веерных отключений электроэнергии. Со стороны президента страны поступил четкий сигнал - начать разработку подробной программы реформ. 11 июля 2001 года было обнародовано Постановление Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». Этот день принято называть датой начала масштабной реформы. Детальный сценарий был представлен «Концепцией стратегии РАО ЕЭС России на 2003–2008 годы в мае 2003 года [6].

Реализация концепции осуществлялась быстрыми темпами. К 2008 году было произведено разделение каждой энергокомпании, входящей в РАО ЕЭС России, по направлениям деятельности. В каждом регионе появились независимые генерирующие, сетевые и сбытовые компании, которые практически сразу же были объединены по своим видам бизнеса на межрегиональном уровне.

На основе генерирующих активов регионов и федеральных электростанций были сформированы семь генерирующих компаний оптового рынка (ОГК) и четырнадцать территориальных генерирующих компаний (ТГК). На базе региональных распределительных сетей были созданы одиннадцать межрегиональных распределительных сетевых компаний – МРСК (передача электроэнергии по линиям 110 кВ – 0,4 кВ, присоединение к сетям потребителей). Магистральные сетевые компании в количестве 56 штук были объединены в Федеральную сетевую компанию, которая занимается управлением, эксплуатацией и развитием Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) - линий электропередачи напряжением от 220 кВ и выше. Создан независимый системный оператор единой энергосистемы (СО ЕЭС), начата биржевая торговля электроэнергией [3].

Системный оператор и сети были признаны естественно-монопольными структурами и остались в собственности государства. В состав ОГК вошли тепловые федеральные электростанции, находящиеся в различных регионах страны. Одна ОГК – ОАО «Русгидро» - также осталась в собственности государства, не была приватизирована и атомная энергетика [7].

В состав ТГК вошли теплоэлектроцентрали соседних регионов, обеспечивающие потребителей не только электроэнергией, но и теплом. ТГК могут участвовать в биржевой торговле электроэнергией. В составе ТГК и ОГК оказалось более 60% установленной мощности всех электростанций страны. Поэтому можно считать, что

независимые ОГК и ТГК являются основными действующими лицами конкурентного оптового рынка электроэнергии и непосредственно участвуют в формировании рыночных цен на электроэнергию [3].

Конкуренцию в сфере сбыта должны были обеспечивать частные энергосбытовые компании (ЭСК). Однако в каждом регионе в обязательном порядке организовывались гарантирующие поставщики (ГП) – крупные компании, наследники бывших монопольных АО, которые обязаны были закупать энергию на оптовом рынке и перепродавать её населению и прочим потребителям (промышленность, сфера услуг, транспорт и др.). Любой потребитель (кроме населения), не обязан был присоединяться именно к зональному гарантирующему поставщику, он мог воспользоваться услугами любой конкурирующей энергосбытовой компании, при её наличии в регионе.

С 2011 года было введено 100% рыночное ценообразование на оптовом рынке электроэнергии (кроме населения и приравненных к нему групп) и мощности, то есть, Федеральная служба по тарифам перестала устанавливать максимальную планку тарифа для продажи электроэнергии на оптовом рынке в рамках регулируемых договоров.

Что касается перспектив развития отрасли, то предполагается дальнейшее закрепление рыночных механизмов, а также создание реальной конкуренции в сфере розничной торговли электроэнергией (отмена регулируемых тарифов для населения) [8].

Сравнение результатов либерализации электроэнергетики в Японии и России

По состоянию на 2014 год, либерализация электроэнергетики в Японии фактически была заморожена. Результаты, достигнутые к 2008 году, актуальны и по сей день. Идёт постепенный рост независимой генерации за счёт увеличения числа потребителей, выбирающих независимых производителей электроэнергии. Однако в масштабах отрасли эти показатели незначительны и не позволяют говорить о наличии конкурентного рынка в Японии хотя бы среди генерирующих компаний. Правительство в настоящий момент пытается интенсифицировать реформы, однако существует достаточно серьёзное противодействие со стороны вертикально-интегрированных компаний, которые полагают либерализацию электроэнергетики делом не первой очереди. По мнению представителей ВИК, энергосистема страны успешно справилась с последствиями аварии на АЭС «Фукусима-1», а именно, удалось оперативно заместить выбывшие АЭС топливной генерацией и не допустить масштабного энергетического кризиса [5].

Очевиден следующий вывод: в Японии формально реализован механизм конкуренции между генерирующими компаниями, однако основными игроками на рынке по-прежнему являются компании-монополисты, в ведении которых находятся как объекты генерации, так и электросетевая инфраструктура. В стране по-прежнему не создан единый системный оператор, а также общенациональный оператор магистральных ЛЭП.

В России либерализация электроэнергетики была проведена гораздо радикальнее и глубже даже по сравнению со структурными реформами в других секторах экономики. Региональные вертикально-интегрированные компании, входящие в РАО ЕЭС, были разукрупнены по видам бизнеса – генерация, сети и сбыт. Успешно работает оптовый рынок электроэнергии и мощности, созданы независимый общенациональный системный оператор и сетевые компании. Однако конкуренция по факту осуществляется только между генерирующими компаниями на оптовом рынке, до 90% розничных потребителей в большинстве регионов РФ обеспечивает электроэнергией гарантирующий поставщик. Поскольку тарифы для населения

являются регулируемыми, повсеместно распространена практика «перекрёстного субсидирования», когда бизнес и промышленные потребители вынуждены платить больше ввиду необходимости компенсировать ГП издержки от продажи электроэнергии населению по ценам ниже рыночных [7].

Следует также отметить, что в России остались так называемые «неценовые зоны» - входящие в ЕЭС территории, где либерализация не осуществлялась по технологическим и экономическим причинам. Это Республика Коми, Архангельская область, Южно-Якутский район Республики Саха и некоторые регионы Дальнего Востока.

Теперь посмотрим, удалось ли реформам достичь поставленных целей. В Японии цены на электроэнергию начали значительно расти (примерно 15% в год) лишь после 2011 года, что вызвано описанными выше факторами – остановкой всех АЭС (30% от общей генерации в 2010 году) и резким ростом импорта первичных энергоресурсов [5]. В России, выбравшей путь гораздо более радикальной либерализации, на протяжении 2002 до 2012 годов цены на электроэнергию росли в среднем на 13% в год [9]. В рамках данного исследования не стоит задачи определения всех причин роста цен на электроэнергию, тем не менее, факт налицо. Каким стал бы рост цен, если бы либерализация электроэнергетики в России не была проведена, по сравнению с Японией, столь стремительно, сказать сложно, но заданная цель по снижению цен выполнена не была.

Схема управления отраслью в России изменилась кардинально и стала более сбалансированной – с этим сложно поспорить. Появились понятные для всех правила игры, разработана обширная нормативно-правовая база, осуществляется антимонопольное регулирование отрасли. Все участники электроэнергетического рынка обязаны публиковать ежегодные отчёты о своей деятельности, включающие и финансовые показатели. С этой точки зрения либерализация привела к реальным улучшениям в отрасли. В Японии ввиду ограниченного характера либерализации институциональная структура отрасли существенно не изменилась, поэтому сложно говорить о заметном влиянии реформ на её состояние.

Инвестиции в сооружение новых объектов генерации. В Японии Министерство экономики, торговли и промышленности определяет ежегодно планы обновления старых и ввода новых мощностей, и корректирует их с учётом роста либо замедления электропотребления по группам потребителей. В России подобная практика действует по отношению к госактивам – Русгидро и Росатому. Что касается рынка, схема организована по-разному: в Японии это прямые инвестиции вертикально-интегрированных компаний плюс небольшой процент частных инвестиций в возобновляемую энергетику и независимую генерацию, в России – отложенное строительство новых мощностей в рамках Договоров о поставках мощности (ДПМ), которые заключаются между крупными потребителями и генерирующими компаниями из правительственного списка [5, 9].

Либерализацию электроэнергетики в Японии и России можно оценивать по-разному, однако в целом отмечается позитивный эффект реформ в плане совершенствования механизмов управления отраслью, а также привлечения частных инвестиций в конкурентные сектора.

Литература

1. Опыт либерализации рынков. Аналитический доклад Международного энергетического агентства. – Париж: Изд-во Chirat, 2005. – 218 с.
2. Hiroshi Asano. Regulatory reform of the electricity industry in Japan: what is the next step of deregulation? // Energy Policy. – 2006. – V.16. – P. 4291-2497.
3. Бойко Т.М., Губанов А.Н. Реформа электроэнергетики. В рамках проекта «История новой России». URL: <http://www.ru-90.ru/node/895>
4. Shiraishi Tadashi. The electric power industry and competition law in Japan // Soft Law Journal. – 2011. – № 1. – P. 1-8.
5. Akahori K., Inutsuka J., Iwakiri S., Uchida M. Fujitsu's approach to electricity system reform through electricity retail solutions // Fujitsu Science Technical Journal. – 2014. – V.50. – P. 67-75.
6. Выдержки из заседания Совета Директоров ПАО ЕЭС России // Энергия России. – 2003. – № 17-18.
7. Баркин О.Г., Волкова И.О., Кожуховский И.С. и др. Электроэнергетика России: проблема выбора модели развития. Аналитический доклад к XV Международной конференции по проблемам развития экономики и общества. – М.: Изд-во Высшей школы экономики, 2014. – 45 с.
8. Волков Л.В., Ходячих Е.В. Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы // Эффективное антикризисное управление – 2010. – № 61 (2) – С. 74-81
9. Григорьев А.В., Шафран А.М. Электроэнергетическая отрасль: насколько реализованы цели реформирования? // Менеджмент и бизнес-администрирование. – 2013. – № 1. – С. 62-72

ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГОРЕСУРСАХ НА ОТОПЛЕНИЕ НА ОСНОВЕ МНОГОЛЕТНИХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ

И.И. Хажеев

Введение

В статье представлены результаты исследований по изучению многолетних колебаний температур воздуха за отопительный период. Основными целями, представленными в работе исследований, являются изучение вопросов прогнозирования колебаний потребности в топливе на отопление, исследование колебаний потребности в топливе на основе многолетних наблюдений температур.

В свое время изучением специфики и закономерностей регулирования и прогнозирования колебаний потребности в топливе занимались такие ученые-энергетики, как Великанов М.А., Горюнов П.В., Дружинин И.П., Зоркальцев В.И., Мазур Ю.Я., Некрасов А.С., Резниковский А.Ш., Хрилев Л.С. [1-6] и многие другие. Однако изучение посуточных колебаний температур открывает новые возможности прогнозирования колебаний потребности в топливе в течение отопительного периода.

В статье разработана методика построения матриц условных вероятностей «перехода» в состояния – характеристику зимы в целом $w_j, j = \overline{1, n}$ из текущего состояния отопительного периода $a_i, i = \overline{1, n}$, а также «перехода» из $a_i, i = \overline{1, n}$ в состояния –ожидания относительно будущих, предстоящих месяцев отопительного периода $b_j, j = \overline{1, n}$. Построение и анализ этих матриц позволяет найти ответы на такие вопросы, как насколько будут верны наши предположения относительно состояния всей зимы, какой будет оставшаяся часть зимы – на основе данных первых месяцев текущего отопительного года. Второй вариант является наиболее интересным, поскольку содержит в себе прогнозическую составляющую. Он позволяет формировать и анализировать вероятности реализации всевозможных сценариев развития будущего. Результаты представленных исследований предназначены для совершенствования процессов регулирования топливоснабжения в целях повышения их экономической эффективности и надежности.

Методика построения матриц условных вероятностей

В этом разделе осуществляется попытка разработать процедуру – метод получения априорной информации о состоянии текущей зимы в предстоящих периодах, и как следствие об объемах топливопотребления на отопление в будущих периодах. Процедура ориентирована на получение условных вероятностей «перехода» текущего состояния отопительного периода в один из заданных состояний по завершению каждого месяца отопительного года.

Использование этого метода позволяет по-другому взглянуть на проблемы прогнозирования будущих состояний отопительного периода, выявить наиболее вероятные сценарии развития будущего.

Кроме интегральной разности температур за отопительный период, характеризующий расход топлива на отопление, в вычислениях будут использованы накопленная и остаточная интегральные разности.

Накопленная интегральная разность температур $B_{\tau \text{ before}}^r$:

$$B_{\tau \text{ before}}^r = \sum_{i=1}^{M_{\tau}^r} (\hat{t} - t_{\tau i}^r), \quad \tau = 1, \dots, T,$$

где $r = 1, \dots, k$ – номера регионов, $\tau = 1, \dots, T$ – номера исследуемых периодов, \hat{t} – нормативное значение температуры внутри здания¹, t_{τ}^r – температура наружного воздуха в день i отопительного периода τ в регионе r , M_{τ}^r – количество фактически прошедших дней отопительного периода от его начала до рассматриваемой даты.

Остаточная интегральная разность $B_{\tau \text{ after}}^r$:

$$B_{\tau \text{ after}}^r = B_{\tau}^r - B_{\tau \text{ before}}^r = \sum_{i=M_{\tau}^r+1}^{T_{\tau}^r} (\hat{t} - t_{\tau i}^r), \quad \tau = 1, \dots, T,$$

где T_{τ}^r – продолжительность отопительного периода τ в регионе r .

Совокупность значений интегральной разности температур за отопительный период рассматриваемого района разбивается на n групп – состояний: теплая, ..., средняя, ..., холодная зима. Для упрощения вычислений будем производить разбиение с одинаковым шагом $\frac{1}{n}$:

$$t = \frac{\max_{\tau} B_{\tau}^r - \min_{\tau} B_{\tau}^r}{n}.$$

Вводится вектор состояний W : $W^T = [w_1 \ w_2 \ \dots \ w_n]$, коэффициенты которого $w_j, j = \overline{1, n}$ описывают состояния, качественно характеризующие зиму в целом: теплая, ..., средняя, ..., холодная зима.

Далее производим аналогичные разбиения для накопленной и остаточной интегральных разностей температур по завершении каждого месяца отопительного периода:

$$t_{\text{before}} = \frac{\max_{\tau} B_{\tau \text{ before}}^r - \min_{\tau} B_{\tau \text{ before}}^r}{n},$$

$$t_{\text{after}} = \frac{\max_{\tau} B_{\tau \text{ after}}^r - \min_{\tau} B_{\tau \text{ after}}^r}{n}.$$

Введем вектор текущего состояния отопительного периода A : $A^T = [a_1 \ a_2 \ \dots \ a_n]$, элементы которого дают качественную оценку фактически реализовавшейся части зимы на основе накопленной интегральной разности температур: теплая, ..., средняя, ..., холодная.

Вектор ожиданий относительно будущих, предстоящих месяцев отопительного периода B : $B^T = [b_1 \ b_2 \ \dots \ b_n]$, компоненты которого призваны оценить качественную составляющую оставшейся части зимы на основе остаточной интегральной разности температур.

В целях упрощения вычислений пусть $n = 5$, тогда компоненты вектора состояний W можно интерпретировать следующим образом: состояние w_1 – по

¹ В приводимых расчетах величина \hat{t} полагалась равной 18°C .

завершению отопительного периода зима оказалась теплой; состояние w_2 – умеренно-теплая зима; w_3 – средняя зима; w_4 – умеренно-холодная зима; w_5 – холодная зима.

Коэффициенты вектора текущего состояния отопительного периода A : состояние a_1 – фактически реализовавшаяся часть зимы была теплой; состояние a_2 – прошедшая часть зимы была умеренно-теплой; a_3 – была средней; a_4 – умеренно-холодная зима; a_5 – холодная зима.

Элементы вектора ожиданий относительно будущих, предстоящих месяцев отопительного периода B : состояние b_1 – предстоящие месяцы отопительного периода будут теплыми; состояние b_2 – дальнейшая зима будет умеренно-теплой; b_3 – средняя зима (будущие зимние температуры будут варьироваться в пределах среднесезонных значений); b_4 – умеренно-холодная зима; b_5 – холодная зима.

Идея метода заключается в нахождении условных вероятностей «перехода» в состояния зимы в целом w_j из текущего состояния отопительного периода a_i , а также «перехода» в состояния ожидания относительно будущих месяцев отопительного периода b_j из a_i .

Первый случай характеризует взаимосвязь накопленной и общей интегральных разностей температур, т.е. насколько будут верны наши предположения относительно состояния всей зимы, базируясь на данных лишь первых месяцев текущего отопительного года. Второй случай описывает взаимосвязи между накопленной и остаточной интегральными разностями температур и позволяет найти ответ на вопрос: какой будет оставшаяся часть зимы – на основе данных первых месяцев текущего отопительного года. Он позволит формировать и анализировать вероятности реализации всевозможных сценариев развития будущего.

Алгоритм построения матриц условных вероятностей «перехода» в состояния зимы в целом w_j из текущего состояния отопительного периода a_i :

- формируем столбцы данных: ряд интегральной разности температур внутри и вне здания за отопительный период B_τ^r и соответствующий ему ряд накопленной к определенной дате интегральной разности температур $B_{\tau\text{ before}}^r$;
- последовательно ранжируя в порядке возрастания столбцы B_τ^r , $B_{\tau\text{ before}}^r$, разбиваем каждый из них на n групп-состояний в соответствии с шагом t , $t_{\text{ before}}$ соответственно.
- далее отсортировав по возрастанию $B_{\tau\text{ before}}^r$, последовательно рассматривая каждую группу $B_{\tau\text{ before}}^r$, производим подсчет наблюдений из каждой группы B_τ^r , попавших в заданный интервал.
- полученные значения записываем в столбцы матрицы распределения общей и накопленной интегральных разностей температур.

Матрица распределения общей и накопленной интегральных разностей температур по состояниям w_j при реализации a_i принимает вид:

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	m_j
w_1	$\gamma(w_1/a_1)$	$\gamma(w_1/a_2)$	$\gamma(w_1/a_3)$	$\gamma(w_1/a_4)$	$\gamma(w_1/a_5)$	m_1
w_2	$\gamma(w_2/a_1)$	$\gamma(w_2/a_2)$	$\gamma(w_2/a_3)$	$\gamma(w_2/a_4)$	$\gamma(w_2/a_5)$	m_2
w_3	$\gamma(w_3/a_1)$	$\gamma(w_3/a_2)$	$\gamma(w_3/a_3)$	$\gamma(w_3/a_4)$	$\gamma(w_3/a_5)$	m_3
w_4	$\gamma(w_4/a_1)$	$\gamma(w_4/a_2)$	$\gamma(w_4/a_3)$	$\gamma(w_4/a_4)$	$\gamma(w_4/a_5)$	m_4

w_5	$\gamma(w_5/a_1)$	$\gamma(w_5/a_2)$	$\gamma(w_5/a_3)$	$\gamma(w_5/a_4)$	$\gamma(w_5/a_5)$	m_5
n_i	n_1	n_2	n_3	n_4	n_5	

где $n_i, i = \overline{1,5}$ – количество наблюдений, попавших в соответствующие интервалы разбиения с шагом t_{before} (для a_i); $m_j, j = \overline{1,5}$ – с шагом t (для w_j). Причем

$\sum n_i = \sum m_j = T$, где T – количество рассматриваемых отопительных периодов; $\gamma^i(w_j/a_i^j), i, j = \overline{1,5}$ – количество наблюдений w_j при условии реализации a_i .

Далее для получения искомой матрицы условных вероятностей

$$p(w_j/a_i) = \frac{\gamma(w_j/a_i)}{n_i}.$$

В этом случае, матрица «перехода» из текущего состояния отопительного периода a_i в конечные состояния зимы w_j преобразуется следующим образом:

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
w_1	$p(w_1/a_1)$	$p(w_1/a_2)$	$p(w_1/a_3)$	$p(w_1/a_4)$	$p(w_1/a_5)$
w_2	$p(w_2/a_1)$	$p(w_2/a_2)$	$p(w_2/a_3)$	$p(w_2/a_4)$	$p(w_2/a_5)$
w_3	$p(w_3/a_1)$	$p(w_3/a_2)$	$p(w_3/a_3)$	$p(w_3/a_4)$	$p(w_3/a_5)$
w_4	$p(w_4/a_1)$	$p(w_4/a_2)$	$p(w_4/a_3)$	$p(w_4/a_4)$	$p(w_4/a_5)$
w_5	$p(w_5/a_1)$	$p(w_5/a_2)$	$p(w_5/a_3)$	$p(w_5/a_4)$	$p(w_5/a_5)$
Итого	1	1	1	1	1

Элементы $p(w_j/a_i), i, j = \overline{1,5}$ расположенные на пересечении строк и столбцов матрицы, называются условными вероятностями или вероятностями «перехода» состояний a_i в w_j . Они отражают то, с какой вероятностью реализуется зима w_j при условии, что текущее ее состояние a_i . Например, исходя из температурных данных прошедшей части зимы, наблюдаем теплую зиму a_1 , то с вероятностью $p(w_1/a_1)$ текущая зима будет теплой, с вероятностью $p(w_2/a_1)$ зима будет умеренно-теплой, с вероятностью $p(w_3/a_1)$ ожидаем наступление средней зимы, зима умеренно-холодная с вероятностью $p(w_4/a_1)$, и холодная зима – с $p(w_5/a_1)$. Логика интерпретации условных вероятностей для других $w_j, i, j = \overline{1,5}$ подобна рассмотренной.

Причем выполняется следующее соотношение:

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5		$B_{\tau before}^r$ i - состояние		Общая интегральная разность, j - состояние
w_1	$p(w_1/a_1)$	$p(w_1/a_2)$	$p(w_1/a_3)$	$p(w_1/a_4)$	$p(w_1/a_5)$	*	$p(a_1)$	=	$p(w_1)$
w_2	$p(w_2/a_1)$	$p(w_2/a_2)$	$p(w_2/a_3)$	$p(w_2/a_4)$	$p(w_2/a_5)$		$p(a_2)$		$p(w_2)$
w_3	$p(w_3/a_1)$	$p(w_3/a_2)$	$p(w_3/a_3)$	$p(w_3/a_4)$	$p(w_3/a_5)$		$p(a_3)$		$p(w_3)$
w_4	$p(w_4/a_1)$	$p(w_4/a_2)$	$p(w_4/a_3)$	$p(w_4/a_4)$	$p(w_4/a_5)$		$p(a_4)$		$p(w_4)$
w_5	$p(w_5/a_1)$	$p(w_5/a_2)$	$p(w_5/a_3)$	$p(w_5/a_4)$	$p(w_5/a_5)$		$p(a_5)$		$p(w_5)$
	1	1	1	1	1		1		1

Справедливость этого матричного выражения не вызывает сомнения, поскольку оно базируется на формуле полной вероятности:

$$p(w_j) = \sum_{i=1}^n p(w_j/a_i)p(a_i)$$

Построение таких матриц позволит судить о том, насколько верны наши предположения относительно зимы в целом, и с какой вероятностью ожидаемая нами зима (с т.з. накопленной интегральной разности температур) реализуется в действительности.

Алгоритм построения матриц «перехода» из текущего состояния отопительного года a_i в состояния –ожидания относительно оставшейся части отопительного периода b_j аналогичен предыдущему случаю – матрице «перехода» a_i в W_j , поэтому:

	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5		$B_{\tau \text{ before}}^r$ i - состояние		$B_{\tau \text{ after}}^r$ j - состояние
b_1	$p(b_1/a_1)$	$p(b_1/a_2)$	$p(b_1/a_3)$	$p(b_1/a_4)$	$p(b_1/a_5)$	*	$p(a_1)$	=	$p(b_1)$
b_2	$p(b_2/a_1)$	$p(b_2/a_2)$	$p(b_2/a_3)$	$p(b_2/a_4)$	$p(b_2/a_5)$		$p(a_2)$		$p(b_2)$
b_3	$p(b_3/a_1)$	$p(b_3/a_2)$	$p(b_3/a_3)$	$p(b_3/a_4)$	$p(b_3/a_5)$		$p(a_3)$		$p(b_3)$
b_4	$p(b_4/a_1)$	$p(b_4/a_2)$	$p(b_4/a_3)$	$p(b_4/a_4)$	$p(b_4/a_5)$		$p(a_4)$		$p(b_4)$
b_5	$p(b_5/a_1)$	$p(b_5/a_2)$	$p(b_5/a_3)$	$p(b_5/a_4)$	$p(b_5/a_5)$		$p(a_5)$		$p(b_5)$
	1	1	1	1	1		1		1

где $p(b_j/a_i)$, $i, j = \overline{1,5}$ – вероятности «перехода» i -состояния реализовавшейся части отопительного года a_i в j -состояния оставшейся части отопительного периода b_j . Они показывают то, какой будет оставшаяся часть отопительного года b_j при условии, что текущее ее состояние a_i .

Допустим, что, исходя из температурных данных прошедшей части зимы, наблюдаем теплую зиму a_1 , то с вероятностью $p(b_1/a_1)$ предстоящие месяцы отопительного года будут теплыми, с вероятностью $p(b_2/a_1)$ будут умеренно-теплыми, с вероятностью $p(b_3/a_1)$ оставшаяся часть зимы ожидается средней, дальнейшая зима умеренно-холодная с вероятностью $p(b_4/a_1)$, и холодная зима – с $p(b_5/a_1)$. Логика интерпретации условных вероятностей для других b_j , $j = \overline{2,5}$ подобна рассмотренной.

Использование матриц «перехода» несет под собой исключительно прикладной характер. С помощью этих матриц планируется формировать и анализировать наиболее вероятные стратегии развития будущего, на их основе решать задачи более эффективного управления топливопотреблением, определения возможностей дефицита и избытка оставшихся объемов топлива.

Таким образом, сформулирован метод получения матриц условной вероятности, «перехода» из состояний a_i в состояния w_j , b_j . Численная реализация метода представлена в следующем разделе.

Матрицы условных вероятностей, «перехода» состояний текущей зимы

В этом разделе осуществляется численная реализация метода построения матриц условных вероятностей, «перехода» текущего состояния отопительного периода a_i в

состояния w_j и в состояния – ожидания относительно будущих, предстоящих месяцев отопительного периода b_j , предложенного в предыдущем разделе.

Сформируем матрицы условных вероятностей на 1 декабря, 1 февраля и 1 апреля. Эти даты были выбраны условно, при необходимости могут быть рассмотрены другие.

Для упрощения вычислений пусть $n=3$, т.е. рассматриваются только три состояния: теплая, средняя и холодная зима. Вычисления проводятся на основе данных г.Иркутск (1834-2014 г.).

В силу наблюдавшихся изменений в температурных колебаниях исследуемый временной интервал (1835-2014 гг.) целесообразно подразделять на два подпериода: до 1975 г. и после 1975 г. Первый период характеризовался устойчивыми колебаниями относительно средних температур, а второй – резким потеплением с высокой амплитудой колебаний температур. В силу этого становится интересным сравнить матрицы условных вероятностей за весь период наблюдения, и отдельно до и после 1975 г.

Таблица 1

Матрицы условных вероятностей перехода начальных состояний a_i в состояния w_j , г.Иркутск

1835-2014 гг.									
	1 декабря			1 февраля			1 апреля		
	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5
w_1	0,59/16	0,10/11	0,00/0	0,68/19	0,08/8	0,00/0	0,90/26	0,01/1	0,00/0
w_3	0,41/11	0,75/80	0,50/11	0,32/9	0,84/87	0,26/6	0,10/3	0,92/97	0,10/2
w_5	0,00/0	0,14/15	0,50/11	0,00/0	0,09/9	0,74/17	0,00/0	0,07/7	0,90/19
1835-1975 гг.									
	1 декабря			1 февраля			1 апреля		
	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5
w_1	0,56/10	0,06/5	0,06/1	0,65/11	0,06/5	0,00/0	0,86/12	0,05/4	0,00/0
w_3	0,44/8	0,81/66	0,50/9	0,35/6	0,84/71	0,40/6	0,14/2	0,92/80	0,06/1
w_5	0,00/0	0,12/10	0,44/8	0,00/0	0,11/9	0,60/9	0,00/0	0,03/3	0,94/15
1975-2014 гг.									
	1 декабря			1 февраля			1 апреля		
	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5
w_1	0,29/2	0,12/3	0,00/0	0,50/3	0,08/2	0,00/0	0,83/5	0,00/0	0,00/0
w_3	0,57/4	0,68/17	0,83/5	0,50/3	0,81/21	0,33/2	0,17/1	0,96/24	0,14/1
w_5	0,14/1	0,20/5	0,17/1	0,00/0	0,12/3	0,67/4	0,00/0	0,04/1	0,86/6

Таблица 2

Матрицы условных вероятностей перехода начальных состояний a_i в ожидания относительно расхода топлива b_j , г.Иркутск

1835-2014 гг.									
	1 декабря			1 февраля			1 апреля		
	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5
b_1	0,41/11	0,13/14	0,05/1	0,39/11	0,14/15	0,04/1	0,38/11	0,10/11	0,14/3
b_3	0,59/16	0,72/76	0,64/14	0,54/15	0,69/72	0,74/17	0,59/17	0,71/75	0,67/14
b_5	0,00/0	0,15/16	0,32/7	0,07/2	0,16/17	0,22/5	0,03/1	0,18/19	0,19/4

1835-1975 гг.									
	1 декабря			1 февраля			1 апреля		
	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5
b_1	0,39/7	0,15/12	0,06/1	0,35/6	0,18/15	0,13/2	0,36/5	0,11/10	0,19/3
b_3	0,61/11	0,68/55	0,61/11	0,53/9	0,65/55	0,80/12	0,57/8	0,71/62	0,63/10
b_5	0,00/0	0,17/14	0,33/6	0,12/2	0,18/15	0,07/1	0,07/1	0,17/15	0,19/3
1975-2014 гг.									
	1 декабря			1 февраля			1 апреля		
	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5	a_1	a_3	a_5
b_1	0,29/2	0,20/5	0,17/1	0,17/1	0,19/5	0,00/0	0,33/2	0,16/4	0,14/1
b_3	0,43/3	0,60/15	0,83/5	0,83/5	0,65/17	0,50/3	0,50/3	0,72/18	0,29/2
b_5	0,29/2	0,20/5	0,00/0	0,00/0	0,15/4	0,50/3	0,17/1	0,12/3	0,57/4

Алгоритм интерпретации данных табл. 1,2 рассмотрен в предыдущем разделе. Анализируя данные, представленные в табл. 1,2, можно заметить, что условные вероятности за весь период наблюдения, до и после 1975 г. различаются незначительно. Однако имеются исключения, так вероятности на 1 декабря до 1975 года табл. 1,2 несколько отличаются от данных на 1 декабря после 1975 года, на 1 февраля до 1975 года (табл. 2) от 1 февраля после 1975 года. Это объясняется изменением климата [6], наблюдаемом в большинстве районов в 1975 году, резким потеплением с повышенной флуктуацией колебаний температур.

Заключение

В статье в качестве показателя, характеризующего расход в топливе на отопление, рассматривается интегральная разность температур внутри и вне здания за отопительный период. Разработана процедура – метод получения априорной информации о состоянии текущей зимы в предстоящих периодах, и как следствие об объемах топливопотребления на отопление в будущих периодах. Процедура ориентирована на получение матриц условных вероятностей «перехода» текущего состояния отопительного периода в один из заданных состояний по завершению каждого месяца отопительного года. Изучение и анализ матриц условных вероятностей позволяет формировать наиболее вероятные сценарии реализации будущих состояний, тем самым уменьшая связанную с ними неопределенность.

Автор благодарит своего научного руководителя д.т.н., проф. Зоркальцева В.И. за помощь в написании работы.

Литература

1. Великанов М.А., Некрасов А.С., Резниковский А.Ш. Оценка асинхронности многолетних колебаний расходов топлива под воздействием геофизических факторов // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – №2. – 1988. – С.181-187.
2. Дружинин И.П., Хамьянова Н.В., Лобановская Ю.А. Прогноз гидрометеорологических элементов – Сиб. отд. АН: Наука, –1977. – 160 с.
3. Мазур Ю.Я. Проблемы маневренности в развитии энергетики – М.: Наука. – 1986. – 94 с.

4. Некрасов А.С., Великанов М.А. Многолетнее регулирование расходов топлива на отопление и вентиляцию // Достижения и перспективы. Сер. энергетика. – 1986. – № 46 – С. 85-98.
5. Хрилев Л.С. О влиянии климатического фактора на перспективную структуру топливно-энергетического баланса // Теплоэнергетика. – № 2 – 1966. – С.16-26.
6. Бедрицкий А.И., Блинов В.Г., Гершиноква Д.А. и др. Оценочный доклад об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. Общее резюме –М.: Росгидрометеоздат. – 2008. – 28 с.

Прикладная математика и информатика

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ МНОГОАГЕНТНЫХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ JOINER-СЕТЕЙ ДЛЯ ОПИСАНИЯ СЦЕНАРИЕВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ АГЕНТОВ

В.И. Гальперов

Введение

Развитие рыночных отношений в электроэнергетике России привело к появлению новых задач, для решения которых необходима расчетная модель текущего режима электроэнергетической системы, получаемая на основе данных телеизмерений с помощью методов оценивания состояния (ОС) [1, 2].

Одной из тенденций развития современных энергетических систем является концепция интеллектуальных энергетических систем (Smart Grid), которая нацелена на создание электрических сетей, удовлетворяющих будущим требованиям по энергоэффективному и экономичному функционированию энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи современных двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями, аккумулирующими источниками и потребителями [3].

Одними из основных направлений работ по развитию автоматизированной системы управления режимами являются разработка алгоритмов выявления предаварийных состояний энергосистем и диагностики электротехнического оборудования на основе методов оценивания состояний и параметрической идентификации и создание систем распределенного расчета режимов энергосистем. Применение многоагентного подхода позволит разработать оперативную и гибкую в настройке систему оценивания состояний ЭЭС [4].

Существующие подходы к разработке многоагентных систем

Для организации процесса распределения задачи в многоагентных системах создается либо система распределенного решения проблемы, либо децентрализованная система искусственного интеллекта. В случае использования последней распределение заданий происходит в процессе взаимодействия агентов и носит более спонтанный характер [5]. Децентрализованная система искусственного интеллекта подходит исключительно для моделирования процессов и не может помочь при решении каких-либо вычислительных задач. Если нам необходимо решать комплексные вычислительные задачи, то в такой ситуации агенты должны действовать сообща, чтобы выполнить задачу максимально качественно и в наиболее короткие сроки.

Для разработки стандартов в области создания многоагентных систем была сформирована организация FIPA (Foundation for Intelligent Physical) [6]. Было достаточно много разработок, которые поддерживали стандарты, предложенные FIPA, среди них такие, как: Java Intelligent Agent Componentware, The SPADE Multiagent and Organizations Platform, JACK Intelligent Agents, The Fipa - OS agent platform, AgentService, Zeus Agent Building Toolkit и другие.

На данный момент существует очень небольшое количество платформ, позволяющих организовывать работу многоагентных систем. Большинство созданных

ранее систем уже не поддерживаются и не развиваются, за исключением единичных представителей. Именно поэтому разработка новых подходов к реализации многоагентных систем является актуальной и востребованной задачей.

Одной из широко распространенных программных сред для разработки многоагентных систем является JADE, написанная на языке Java [7]. Однако привязка исключительно к платформе Java ограничивает ее использование. В случае, если исходная программа создана на другом языке программирования, могут возникнуть проблемы при организации взаимодействия между JADE-элементами и компонентами самой программы. Также существует проблема модернизации существующих систем, уже использующих платформу JADE. Для изменения алгоритма работы системы необходимо вмешательство специалиста-программиста. Это не позволяет пользователю самостоятельно вносить корректировки в работу какого-либо конкретного алгоритма, заложенного в системе. Таким образом, на данный момент существует очень небольшое количество платформ, позволяющих организовывать работу многоагентных систем. Большинство созданных ранее систем уже не поддерживаются и не развиваются, за исключением единичных представителей. Именно поэтому разработка новых подходов к реализации многоагентных систем является актуальной и востребованной задачей.

Методика построения многоагентных систем

Исходя из того, что на данный момент не существует единого подхода к разработке многоагентных систем, было принято решение разработать собственную методику для построения МАС:

- 1 Описать будущую систему, исходя из специфики решаемой задачи.
 - 1.1 Определить цель создания МАС.
 - 1.2 Выделить задачи, которые необходимо решить. Поставленная цель может быть достижима в несколько этапов и включать в себя решение нескольких задач, каждая из которых может быть разбита на подзадачи.
 - 1.3 Исходя из задач, определить функции МАС.
 - 1.4 Определить список будущих агентов на основании функций системы. Алгоритм «большой» задачи необходимо разбить на этапы, за выполнение каждого из которых будет отвечать определенный агент. Точно также решение «малых», последовательных задач можно выполнять в рамках одного агента. Для тех задач, которые подразумевают возможность проведения параллельных вычислений, необходимо создать специальный тип агента, в системе будет содержаться несколько экземпляров агента данного типа. Должен присутствовать главный модуль, который занимается мониторингом работоспособности всей системы, а так же следит за выполнением поставленных задач.
- 2 Агентные сценарии
 - 2.1 Определить порядок вызова имеющихся в системе агентов, включая возможность ветвлений, циклов и распределенных вычислений. Данный порядок является агентным сценарием, которых в системе может быть несколько, в зависимости от поставленной цели и тех задач, которые необходимо решить.
 - 2.2 Описать сценарии в виде событийной карты, с использованием элементов Joiner-сетей.
- 3 Разработать архитектуру МАС

- 3.1 На основании созданного списка агентов и сценариев построить общую схему будущей системы с их участием.
- 3.2 Выделить функциональные, системные и технические требования к системе.
- 3.3 Определить список технологий, которые будут использованы при реализации системы.
- 4 Проектирование МАС
 - 4.1 Построить диаграмму прецедентов, IDEF0-модель и диаграммы классов для каждого агента.
 - 4.2 Описать алгоритм взаимодействия между агентами. Составить список возможных сообщений, которыми агенты обмениваются в системе.
 - 4.3 Выполнить проектирование пользовательского интерфейса.
- 5 Реализация МАС
 - 5.1 Разработать каждый агент в отдельности и провести его тестирование, чтобы убедиться, что заложенные в него алгоритмы решения задач работают корректно.
 - 5.2 Разработать главный модуль, проверить правильность сетевого взаимодействия его и других агентов в системе.
 - 5.3 Провести тестирование функции мониторинга работы системы.
 - 5.4 На тестовом примере проверить корректность, как отдельных элементов, так и комплексную работу системы.

Методика построения системы, с указанием всех участвующих в создании лиц и управляющих воздействий, приведена на диаграмме (рис. 1).

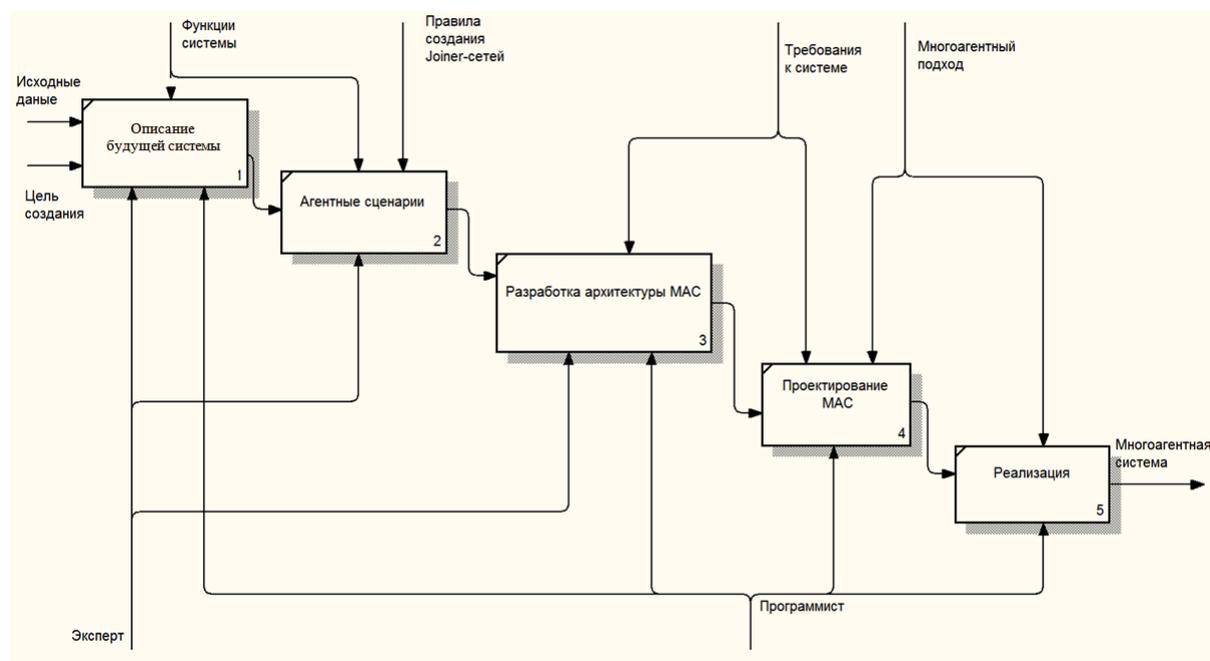


Рис. 1. Диаграмма методики построения многоагентных систем

Применение предложенного подхода для решения распределенной задачи оценивания состояний ЭЭС

На рис. 2 приведена общая схема многоагентной системы для оценивания состояния ЭЭС. Сначала клиент передает главному модулю системы исходную схему ЭЭС для расчетов, после этого начинается поиск агента.

На первом этапе выполняется декомпозиция расчетной схемы на области, соответствующие уровням узловых напряжений. Границами областей являются узлы, смежные с узлами класса напряжения данной области.

Далее каждая из полученных схем распределяется между агентами оценивания состояния, и схемы рассчитываются параллельно. Алгоритм оценивания состояния по подсистемам с граничными узлами состоит в следующем:

- Для каждой области, включающей граничные узлы, решается задача обнаружения плохих данных методом контрольных уравнений.
- В случае обнаружения всех плохих данных или их отсутствия решается задача оценивания состояния методом взвешенных наименьших квадратов.
- В случае невозможности определения всех ошибочных телеизмерений, и, соответственно, невозможности обнаружения плохих данных, выполняется оценивание состояния с помощью робастного критерия (подавления плохих данных) [8].

На следующем этапе все схемы необходимо вновь соединить в одну, однако сначала необходимо провести согласования данных в граничных узлах, этим занимается агент координации. Если согласование не было достигнуто, то в схему вносятся корректировки и вновь производится оценивание состояния. В случае, если согласование достигнуто, то схемы передаются агенту агрегации, который вновь объединяет их в единую схему и возвращает клиенту.

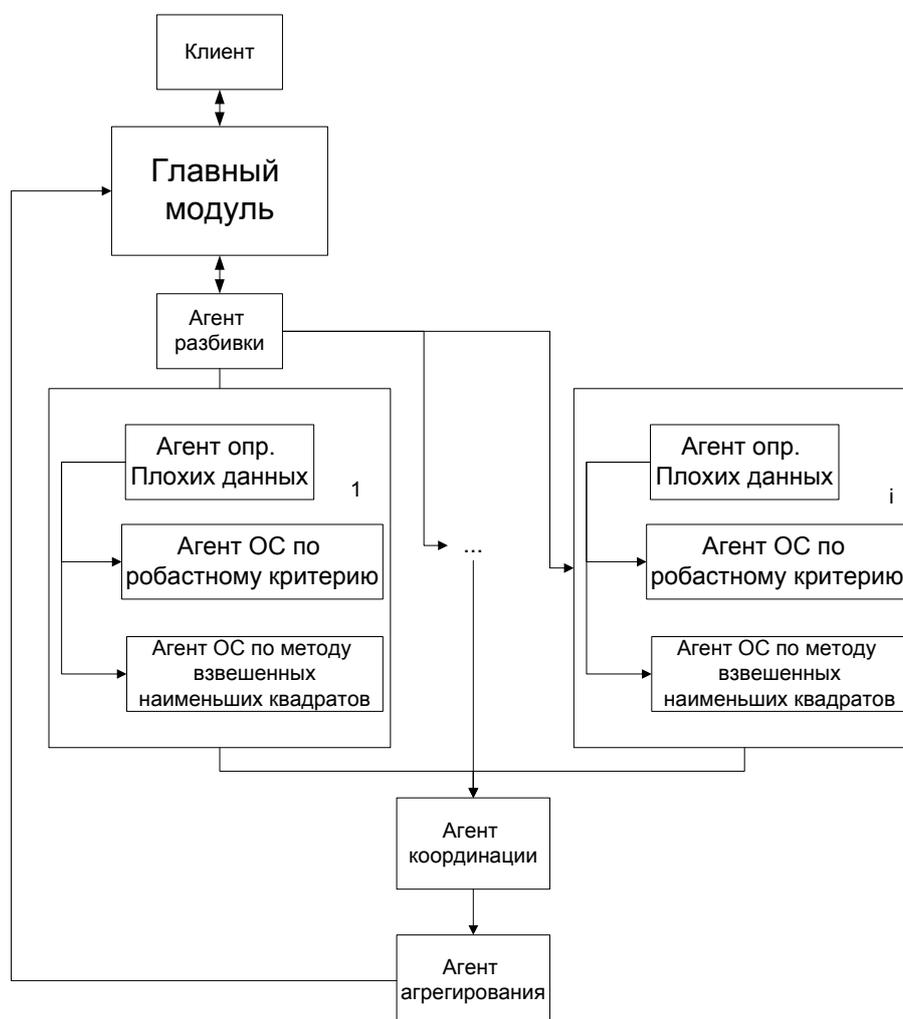


Рис.2. Схема взаимодействия агентов в многоагентной системе оценивания состояния ЭЭС

Агентные сценарии

Агентные сценарии предлагаются для редактирования алгоритма решения задачи без участия программистов. Сценарии формируются пользователями-экспертами. Каждый агент в системе выполняет определенный этап того или иного алгоритма. Однако возможны случаи, когда необходимо внести изменения в процесс решения задач [9, 10].

Для того, чтобы не приходилось вносить изменения в главный модуль, и чтобы пользователь мог сам редактировать существующий алгоритм, предлагается использовать сценарии для агентов. После включения агент должен передать главному модулю не только информацию о своем местонахождении в сети, но и о тех задачах, которые он умеет решать.

Таким образом, составляется список различных типов агентов. Когда пользователю нужно провести расчеты, он может собственноручно выстраивать порядок, в котором будут вызваны те или иные агенты. При необходимости, он сможет отредактировать существующий алгоритм, добавить новые этапы расчетов или убрать существующие, чтобы получить промежуточные результаты.

Взаимодействие агентов заключается в обмене информацией, необходимой для выполнения собственных задач. Получение или предоставление такой информации можно рассматривать как системные события. Поскольку события служат для того, чтобы агенты могли вызывать друг друга и обмениваться информацией, то для каждого агента можно определить входные и выходные события. Входным событием для агента является факт получения агентом информации, необходимой для начала работы, а выходным – формирование агентом результатов своей работы.

Модель взаимодействия агентов может быть описана Joiner-сетью, узлами которой являются процессы функционирования агентов и события, инициирующие эти процессы и сигнализирующие о прекращении их выполнения. Процессы связываются между собою с помощью входных и выходных событий. Выходные события одного процесса могут являться входными, иначе говоря – инициирующими запуск событиями для другого [11].

Графически представить взаимодействие агентов в нотации Joiner-сетей можно следующим образом (рис.3).

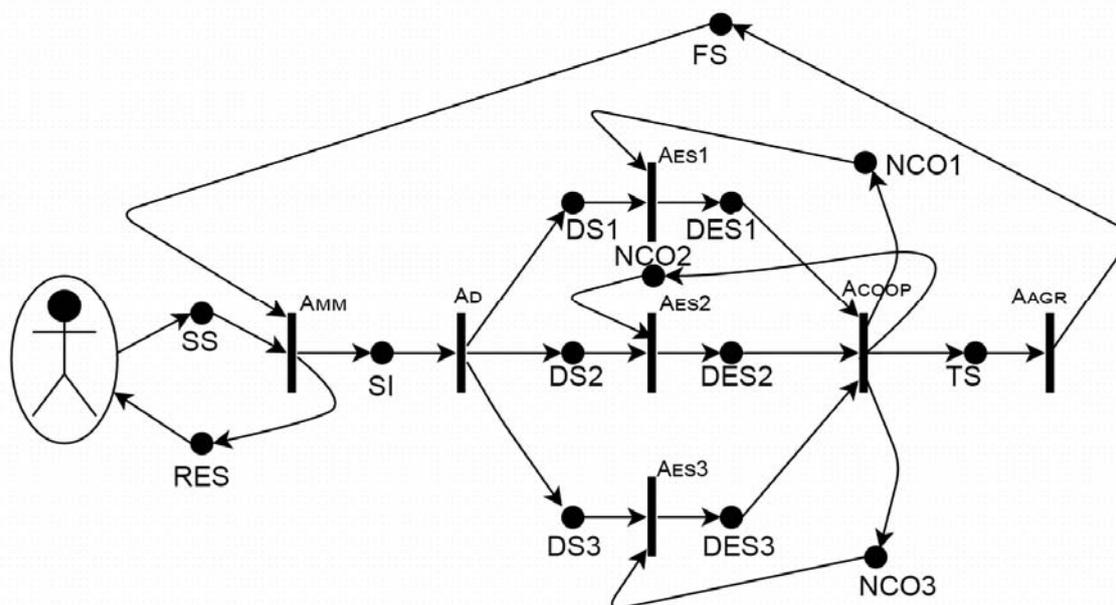


Рис. 3. Joiner-сеть агентного сценария

Процессы:

Amm – Процесс работы главного модуля.

Ad – Процесс работы агента декомпозиции схемы.

Aes1, Aes2, Aes3 – Процесс работы агентов оценивания состояний.

Acoop – Процесс работы агента кооперации.

Aagr – Процесс работы агента агрегирования.

События:

SS – Пользователь отправил исходную схему.

SI – Передача исходных данных.

DS1, DS2, DS3 – Схема разделена на 3 подсистемы.

DES1, DES2, DES3 – Оценка состояний подсистем завершена.

NCO1, NCO2, NCO3 – Согласование между схемами не достигнуто.

TS – Согласование достигнуто.

FS – Исходная схема собрана из разделенных подсистем.

RES – Результаты отправлены пользователю.

Изображенную на рис. 3 схему можно представить в виде списка пусковых и флаговых функции. Эти функции описывают события, которые инициируют наступление процесса или свидетельствуют о его завершении.

Пусковые функции:

$$\Psi_{mm} = (SS \vee FS) \cdot SI$$

$$\Psi_d = SI \cdot DS1 \cdot DS2 \cdot DS3$$

$$\Psi_{es_i} = (DS_i \vee NCO_i) \cdot DES_i$$

$$\Psi_{coop} = \frac{(DES1 \cdot DES2 \cdot DES3) \cdot NCO1 \cdot NCO2 \cdot NCO3 \cdot TS}{NCO1 \cdot NCO2 \cdot NCO3 \cdot TS}$$

$$\Psi_{agr} = TS \cdot FS$$

Флаговые функции:

$$\Phi_{mm}: SI := 1, SS := 0$$

$$\Phi_d: SI := 0, DS1 := 1, DS2 := 1, DS3 := 1$$

$$\Phi_{es_i}: DS_i := 0, DES_i := 1$$

$$\Phi_{coop}: DES1 := 0, DES2 := 0, DES3 := 0, NCO1 := 1, NCO2 := 1, NCO3 := 1, TS := 1$$

$$\Phi_{agr}: TS := 0, FS := 1$$

Заключение

В данной статье автором предложена методика создания многоагентных систем, описан способ редактирования существующих и создания новых алгоритмов при помощи агентных сценариев, задаваемых пользователями-энергетиками. Предложено описывать агентные сценарии в многоагентной системе для оценивания состояний при помощи Joiner-сетей. В настоящее время предложенная методика тестируется на практике при создании многоагентной системы оценивания состояний ЭЭС. Новизна работы заключается в применении многоагентного подхода для решения задач в области энергетики.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №15-07-01284, №13-07-140, №15-07-04074 Бел_мол_a, а также гранта Программы Президиума РАН №229.

Литература

1. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И., Гришин Ю.А., Колосок И.Н. Оценка состояния в электроэнергетике // М.: Наука. – 1983. – 302 с.
2. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. // М.: Наука. – 1976. – 220 с.
3. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. // М.: ИАЦ Энергия - 2010. - 208с.
4. Гальперов В.И., Колосок И.Н., Массель Л.В., Пальцев А.С. Постановка задачи разработки мультиагентной системы для оценивания состояний ЭЭС с учетом структурной и функциональной декомпозиции. – Информационные и математические технологии в науке и управлении // Труды XVIII Байкальской Всероссийской конференции "Информационные и математические технологии в науке и управлении". Часть III. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. - С. 231-234.
5. <http://www.aiportal.ru/articles/multiagent-systems/multiagent-systems.html>
6. FIPA Abstract Architecture Specification // FIPA TC Architecture [SC00001L].– 2002.– 12 March
7. <http://jade.tilab.com/>
8. Колосок И.Н., Пальцев А.С. Двухуровневый иерархический алгоритм оценивания состояния ЭЭС и его реализация на основе мультиагентного подхода // Сб. докладов III Международной научно-практической конференции «ЭНЕРГОСИСТЕМА: управление, конкуренция, образование», т.1.- Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 2008.- С. 354-359.
9. Гальперов В.И. Применение многоагентного подхода для разработки программных систем оценивания состояния ЭЭС // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 44. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 165–170.
10. Гальперов В.И. Агентные сценарии для разработки многоагентных систем оценивания состояний ЭЭС / Труды XIX Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Часть III. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 76-80.
11. Аршинский В.Л. Joiner-сети как инструмент управления взаимодействием агентов в мультиагентном программном комплексе. //Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, вып. 39. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. – с. 147-151.

ЦЕЛОЧИСЛЕННЫЙ АНАЛОГ ДВУХУРОВНЕВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ¹

Н.В. Дресвянская

Введение

Исследованию рынка электроэнергии посвящено много работ. На сегодняшний день актуальной задачей является исследование взаимодействия Системного оператора (СО) и поставщиков электроэнергии [1]. Поставщиками на рынке являются генерирующие компании (ГенКо).

В рыночных условиях поставщики передают данные о своих затратах Системному оператору. СО решает задачу планирования, минимизируя суммарные затраты на производство электроэнергии, основываясь на данных, получаемых от ГенКо. Однако, ГенКо могут исказить некоторые параметры представляемых затрат для увеличения своей прибыли.

Подобное взаимодействие СО и ГенКо может быть промоделировано с помощью двухуровневых задач математического программирования [2, 3].

В работе рассматривается двухуровневая модель взаимодействия Системного оператора и ГенКо. Верхний уровень моделирует действия ГенКо, стремящихся максимизировать прибыль. Нижний уровень задачи моделирует действия СО, который, с учетом предоставленной информации о затратах, определяет объем генерации электроэнергии на каждой электростанции, а также вычисляет узловые равновесные цены, минимизируя суммарные затраты. При этом на верхнем уровне действует несколько ГенКо, каждая из которых стремится максимизировать собственную прибыль, вследствие чего на верхнем уровне возникает задача поиска равновесия.

В отличие от [4], в данной работе учитываются пределы на генерацию и пропускные способности линий, а также потери при передаче электроэнергии.

Постановка задачи

Рассматривается электроэнергетическая система (ЭЭС), состоящая из n узлов и m линий. В каждом узле могут находиться как поставщики электроэнергии, владеющие различными типами станций (ГЭС, ТЭС, АЭС и т.д.), так и потребители. Каждый из поставщиков эксплуатирует одну электростанцию.

Топология сети задается с помощью матрицы смежности A размера $n \times n$, элементы которой определяются следующим образом:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{если узел } i \text{ связан с узлом } j, \\ 0, & \text{в противном случае.} \end{cases}$$

В модели будем использовать следующие обозначения.

Параметры:

d_i – потребление (спрос) в узле i , МВт;

Δ_{ij} – потери мощности в ветви ij в долях от перетока y_{ij} или y_{ji} .

¹ Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 15-07-08986.

Переменные:

x_i – генерация в узле i , МВт;

p_i – узловая равновесная цена электроэнергии в узле i , руб./МВтч;

y_{ij} – переток мощности из узла i в узел j , МВт.

Множества:

I_n – множество номеров узлов в ЭЭС;

I_g – множество номеров узлов с генерацией;

I_d – множество номеров узлов с потреблением.

Перетоки электроэнергии в сети должны удовлетворять первому закону Кирхгофа

$$x_i - \sum_{j=1}^n a_{ij} y_{ij} + \sum_{j=1}^n a_{ij} (1 - \Delta_{ij}) y_{ji} = d_i, \quad i \in I_n. \quad (1)$$

Также должны быть добавлены следующие ограничения:

– ограничения по выработке мощности в узле с генерацией

$$\underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i, \quad i \in I_g, \quad (2)$$

где $\underline{x}_i, \bar{x}_i$ – минимальная и максимальная генерируемые мощности в узле i , МВт;

– ограничения на перетоки мощности в связях

$$0 \leq y_{ij} \leq \bar{y}_{ij}, \quad i, j \in I_n, \quad (3)$$

где \bar{y}_{ij} – максимальная мощность передачи по ветви ij , МВт.

В рамках данной работы спрос является неэластичным, т.е. $d_i = const$. Генерация электроэнергии поставщиками определяется квадратичной функцией издержек следующего вида:

$$c_i(x_i) = \alpha_i x_i^2 + \beta_i x_i + \gamma_i, \quad \alpha_i > 0, \quad i \in I_g, \quad (4)$$

где $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ – заданные константы.

В рыночных условиях Системный оператор решает задачу выпуклого квадратичного программирования

$$\sum_{i \in I_g} c_i(x_i) = \sum_{i \in I_g} \alpha_i x_i^2 + \beta_i x_i + \gamma_i \rightarrow \min_x \quad (5)$$

при ограничениях (1)-(3).

В (5) рассматриваются суммарные эксплуатационные затраты на производство электроэнергии в ЭЭС. Решая эту задачу, СО может определить множители Лагранжа, связанные с ограничениями (1), выступающие в дальнейшем в качестве узловых равновесных цен p_i . В соответствии с этими ценами происходят финансовые расчеты между потребителями и поставщиками.

В условиях рынка необходимо учитывать, что в своей работе ГенКо ориентируются на максимум прибыли, а не на минимум суммарных издержек, что и представляет собой задача (5) при ограничениях (1)-(3).

В данной ситуации поставщики начинают манипулировать своими расходными характеристиками, т.е. параметрами $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$, с целью максимизации своей прибыли при ценах, определяемых после решения задачи (5), (1)-(3).

Запишем функцию прибыли i -го поставщика

$$\Pi_i(x_i) = x_i p_i - c_i(x_i), \quad i \in I_g.$$

Предполагается, что все поставщики для увеличения своей прибыли манипулируют только параметром β_i (α_i, γ_i – заданные константы). С практической точки зрения влияние параметра β_i на прибыль наиболее существенно.

Пусть $\bar{\beta}_i$ – искаженное значение параметра β_i в характеристике (4). Тогда искаженная функция затрат для узла i выглядит следующим образом:

$$\bar{c}_i(x_i) = \alpha_i x_i^2 + \bar{\beta}_i x_i + \gamma_i.$$

В данной статье изучается влияние параметра β_i на прибыль ГенКо, а также численно исследуется проблема существования и нахождения равновесия по Нэшу между ГенКо в данной постановке.

Двухуровневое моделирование поведения ГенКо

Рассмотрим задачу моделирования поведения нескольких поставщиков (ГенКо). В данном случае задача верхнего уровня моделирует действия ГенКо, стремящихся максимизировать прибыль и формирующих информацию для передачи СО. Эта информация состоит из параметров характеристик затрат (4). Переменными задачи верхнего уровня являются $\bar{\beta}_i, i \in I_g$. Будем считать, что параметр $\bar{\beta}_i, i \in I_g$, ГенКо может изменять в пределах $[\bar{\beta}_{i\min}, \bar{\beta}_{i\max}]$. Значения цен p_i и объемы генерации $x_i, i \in I_g$, являются оптимальным решением задачи нижнего уровня. При этом ГенКо при максимизации собственной прибыли ориентируется на точные значения параметров характеристик затрат $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ своих электростанций.

Задача нижнего уровня моделирует действия СО, который планирует загрузку электростанций $x_i, i \in I_g$, определяет перетоки между узлами и вычисляет узловые равновесные цены. Поскольку СО не известны точные значения характеристик затрат (4), он принимает во внимание передаваемые ГенКо искаженные характеристики затрат $\bar{c}_i(x_i)$. Переменными задачи нижнего уровня являются $x_i, i \in I_g$, и значения множителей Лагранжа λ_i , которые соответствуют ценам на электроэнергию.

Таким образом, задача верхнего уровня имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} x_i(\bar{\beta}_i) p_i(\bar{\beta}_i) - c_i(x_i(\beta_i)) \rightarrow \max_{\beta_i}, \\ \bar{\beta}_{i\min} \leq \bar{\beta}_i \leq \bar{\beta}_{i\max}, \end{aligned}$$

где $\bar{\beta}_{i\min}, \bar{\beta}_{i\max}$ – допустимые пределы изменения искаженных параметров.

При этом задача нижнего уровня формализуется следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in I_g} \alpha_i x_i^2 + \bar{\beta}_i x_i + \gamma_i \rightarrow \min_{x,y}, \\ x_i - \sum_{j=1}^n a_{ij} y_{ij} + \sum_{j=1}^n a_{ij} (1 - \Delta_{ij}) y_{ji} = d_i, \quad i \in I_n, \\ \underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i, \quad i \in I_g, \\ 0 \leq y_{ij} \leq \bar{y}_{ij}, \quad i, j \in I_n. \end{aligned}$$

Пусть λ_i – множители Лагранжа (двойственные переменные), соответствующие балансовым ограничениям-равенствам. Мы будем предполагать, что они задают узловые цены для поставщиков электроэнергии, т.е. для задачи верхнего уровня далее будем считать $p_i = \lambda_i$. Множители Лагранжа для двусторонних ограничений-неравенств,

определяющих максимальную и минимальную генерацию, а также максимальные пропускные способности будем обозначать $\mu_k^1, \mu_k^2, \eta_{ls}^1, \eta_{ls}^2$ соответственно. Заменяя задачу нижнего уровня условиями оптимальности первого порядка, получим следующую одноуровневую задачу оптимизации для i -го поставщика:

$$\lambda_i x_i - (\alpha_i x_i^2 + \beta_i x_i + \gamma_i) \rightarrow \max, \quad (6)$$

$$2a_k x_k + \bar{\beta}_k + \lambda_k - \mu_k^1 + \mu_k^2 = 0, \quad k \in I_g, \quad (7)$$

$$-a_{ls} \lambda_k + a_{ls} \lambda_s (1 - \Delta_{ls}) - \eta_{ls}^1 + \eta_{ls}^2 = 0, \quad l = \overline{1, n}, \quad s = \overline{1, n}, \quad (8)$$

$$\mu_k^1 (x_k - \underline{x}_k) = 0, \quad \mu_k^1 \geq 0, \quad k \in I_g, \quad (9)$$

$$\mu_k^2 (\bar{x}_k - x_k) = 0, \quad \mu_k^2 \geq 0, \quad k \in I_g, \quad (10)$$

$$\eta_{ls}^1 y_{ls} = 0, \quad \eta_{ls}^1 \geq 0, \quad l = \overline{1, n}, \quad s = \overline{1, n}, \quad (11)$$

$$\eta_{ls}^2 (\bar{y}_{ls} - y_{ls}) = 0, \quad \eta_{ls}^2 \geq 0, \quad l = \overline{1, n}, \quad s = \overline{1, n}, \quad (12)$$

$$x_i - \sum_{j=1}^n a_{ij} y_{ij} + \sum_{j=1}^n a_{ij} (1 - \Delta_{ij}) y_{ji} = d_i, \quad i \in I_n, \quad (13)$$

$$\underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i, \quad i \in I_g, \quad (14)$$

$$0 \leq y_{ij} \leq \bar{y}_{ij}, \quad i, j \in I_n. \quad (15)$$

В [5] показано, что равновесные ограничения можно свести к линейным ограничениям с помощью введения дополнительных булевых переменных.

Введем булевы переменные $\xi_k^1, \xi_k^2, \xi_{ls}^3, \xi_{ls}^4$. Тогда ограничения (9)-(12) будут эквивалентны

$$\mu_k^1 \leq K \xi_k^1, \quad (x_k - \underline{x}_k) \leq K(1 - \xi_k^1), \quad \mu_k^1 \geq 0,$$

$$\mu_k^2 \leq K \xi_k^2, \quad (\bar{x}_k - x_k) \leq K(1 - \xi_k^2), \quad \mu_k^2 \geq 0,$$

$$\eta_{ls}^1 \leq K \xi_{ls}^3, \quad y_{ls} \leq K(1 - \xi_{ls}^3), \quad \eta_{ls}^1 \geq 0,$$

$$\eta_{ls}^2 \leq K \xi_{ls}^4, \quad (\bar{y}_{ls} - y_{ls}) \leq K(1 - \xi_{ls}^4), \quad \eta_{ls}^2 \geq 0,$$

где $\xi_k^1 \in \{0, 1\}$, $\xi_k^2 \in \{0, 1\}$, $k \in I_g$, $\xi_{ls}^3 \in \{0, 1\}$, $\xi_{ls}^4 \in \{0, 1\}$, $l = \overline{1, n}$, $s = \overline{1, n}$.

После введения дополнительных переменных и замены ограничений получается эквивалентная задача смешанного целочисленного квадратичного программирования. Для решения задач данного класса можно использовать решатель CPLEX [6].

В результате решения этой задачи одновременно находятся переменные задач верхнего и нижнего уровней. Оптимизация в итоговой одноуровневой задаче ведется по совокупности переменных $(x_i, y_{ij}, \lambda_i, \bar{\beta}_i, \mu_k^1, \mu_k^2, \eta_{ls}^1, \eta_{ls}^2, \xi_k^1, \xi_k^2, \xi_{ls}^3, \xi_{ls}^4)$.

Численный пример

Рассмотрим ЭЭС, состоящую из трех ГенКо и трех потребителей. Каждый из поставщиков эксплуатирует одну электростанцию. Исходные данные приведены в таблице 1. Пределы на потоки мощности в данном примере заданы равными $0 \leq y_{ij} \leq 1500$. Все поставщики стремятся увеличить свою прибыль за счет искаженных параметров β_i в предоставляемых СО характеристиках затрат своих электростанций.

Таблица 1

Исходные данные

Узел	Точные характеристики издержек	d_i , МВт	Пределы мощности генерации, МВт	Ветвь	Потери, % от y_{ij}
1	-	72,2	-	1-2	5
2	$c_2(x_2) = 0,1x_2^2 + 70x_2$	-	30-1600	1-3	8
3	-	416,9	-	2-4	8
4	$c_4(x_4) = 0,05x_4^2 + 62,5x_4$	-	50-2100	3-4	5
5	$c_5(x_5) = 0,08x_5^2 + 90x_5$	300,0	45-1200	4-5	8

Если бы ГенКо передавали Системному оператору точные характеристики издержек, приведенные в таблице 1, то результат соответствовал бы данным таблицы 2. Прибыли ГенКо в таком случае составили бы соответственно $\Pi_2 = 2\,537,5$, $\Pi_4 = 11\,623,9$ и $\Pi_5 = 2\,877,4$ руб. Однако СО не имеет информации о точных характеристиках издержек.

Таблица 2

Результат расчета с точными характеристиками издержек

Узел	x_i , МВт	Цены, руб./МВтч	Прибыль поставщиков, руб.	Ветвь	y_{ij} , МВт	y_{ji} , МВт
1	-	107,2	-	1-2	110,9	0
2	159,3	101,9	2 537,5	1-3	33,1	0
3	-	116,5	-	2-4	48,4	0
4	482,2	110,7	11 623,9	3-4	406,7	0
5	189,6	120,3	2 877,4	4-5	119,9	0

ГенКо формируют информацию о производственных возможностях своих электростанций для передачи СО. Пусть коэффициент $\bar{\beta}_2$ первый поставщик может варьировать в пределах $\bar{\beta}_{2\min} = 60$, $\bar{\beta}_{2\max} = 80$. Пределы для $\bar{\beta}_4$ и $\bar{\beta}_5$ заданы равными $\bar{\beta}_{4\min} = 35$, $\bar{\beta}_{4\max} = 90$, $\bar{\beta}_{5\min} = 80$, $\bar{\beta}_{5\max} = 100$.

В таблице 3 приведено решение задачи (6)-(15), то есть решение, полученное в предположении, что ГенКо искажают информацию о характеристиках эксплуатационных затрат своих электростанций.

Таблица 3

Результат расчета с определением искаженных характеристик издержек

Узел	x_i , МВт	$\bar{\beta}_i$	Цены, руб./МВтч	Прибыль поставщиков, руб.	Ветвь	y_{ij} , МВт	y_{ji} , МВт
1	-	-	124,6	-	1-2	192,1	0
2	192,1	80,0	118,4	5 608,8	1-3	110,2	0
3	-	-	135,5	-	2-4	0	0
4	387,1	90,0	128,7	18 136,7	3-4	332,1	0
5	249,4	100,0	139,9	7 469,1	4-5	55,0	0

Задача решалась итерационным методом «нащупывания» (франц. *tatonnement*). На каждой итерации i -ый поставщик решает задачу (6)-(15), считая функции затрат и генерацию электроэнергии другими поставщиками известными и фиксированными. Он определяет параметры $\bar{\beta}_i$ для своих электростанций. Итерации продолжаются до тех пор, пока всем поставщикам не станет выгодно не менять параметры $\bar{\beta}_i$ в характеристиках издержек своих электростанций.

ГенКо за счет изменения параметров β_i увеличивают уровень рыночных цен. Повышение цен обеспечивает поставщикам возможность получения дополнительной прибыли. По данным таблицы 3 прибыль ГенКо в узлах 2, 4 и 5 возросла до $\Pi_2 = 5\,608,8$, $\Pi_4 = 18\,136,7$ и $\Pi_5 = 7\,469,1$ руб. соответственно.

Заключение

В работе была рассмотрена модель взаимодействия Системного оператора и поставщиков электроэнергии (ГенКо). Данная модель сформулирована как двухуровневая задача математического программирования. При этом на верхнем уровне действуют несколько ГенКо, каждая из которых стремится максимизировать собственную прибыль за счет искажения расходных характеристик, передаваемых СО. Для данной постановки была предложена эквивалентная одноуровневая задача смешанного целочисленного квадратичного программирования и итеративная процедура поиска равновесия по Нэшу.

Численный пример для простейшей ЭЭС демонстрирует эффект, полученный ГенКо вследствие предоставления СО искаженных характеристик затрат своих электростанций.

Литература

1. Нечаев И.А., Паламарчук С.И. Планирование загрузки электростанций в условиях оптового рынка электроэнергии // Изв. РАН. Энергетика. – 2011. – № 6. – С. 71–83.
2. Bard J.F. *Practical Bilevel Optimization*. – Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1998. – 488 p.
3. Dempe S. *Foundations of Bilevel Programming*. – Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2002. – 320 p.
4. Дресвянская Н.В. Математическая модель поведения генераторов на рынке электроэнергии // Системные исследования в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – 175 с. – (Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, вып. 44). – С. 142–147.
5. Fortuny-Amat J., McCarl B.A. representation and economic interpretation of a two-level programming problem. // *Journal of the Operational Research Society*. – 1981. – V. 32. P. 783–792.
6. IBM ILOG CPLEX V12.1, *User's Manual for CPLEX*, International Business Machines Corporation, 2009. – 952 p.

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ МЕТОД СИМПЛЕКСНЫХ ПОГРУЖЕНИЙ, ОСНОВАННЫЙ НА ПАРАМЕТРИЧЕСКОМ ОПИСАНИИ СУБДИФФЕРЕНЦИАЛА

А.В. Колосницын

Введение

Рассмотрим задачу выпуклого программирования

$$\begin{aligned} f_0(x) &\rightarrow \min, \\ f_i(x) &\leq 0, \end{aligned} \quad (1)$$

где $x \in R^n$, $f_i(x)$, $i = 1, \dots, m$ – выпуклые, не обязательно гладкие функции.

В статье рассматривается модифицированный метод симплексных погружений, который применяется для решения задач вида (1) и относится к классу методов центрированных сечений. Его отличие от известного метода эллипсоидов [1] заключается в использовании n -мерных симплексов вместо эллипсоидов в качестве вспомогательных множеств, аппроксимирующих область допустимых значений.

Модифицированный метод симплексных погружений сочетает в себе идеи из [2] по построению секущей плоскости, отсекающей наибольшее число вершин симплекса, что, согласно оценке сокращения объемов последовательно построенных симплексов (см. [3]), уменьшает количество итераций, необходимое для поиска оптимального решения.

Важное место в статье занимает параметрическое описание субдифференциалов функций из специального класса задач выпуклой недифференцируемой оптимизации. Данное описание позволяет формировать вспомогательные минимаксные задачи на поиск секущей плоскости, отсекающей наибольшее число вершин симплекса.

В заключительной части статьи приводятся результаты численного сравнения работы базового и модифицированного метода симплексных погружений. Под базовым методом симплексных погружений понимается метод, в котором не используется техника построения секущей плоскости, отсекающей наибольшее число вершин симплекса.

Основные определения

Введем ряд важных определений, необходимых для описания метода симплексных погружений.

Определение 1. Симплексом $S \subset R^n$ с вершиной в точке x^0 и ребрами $(x^1 - x^0, \dots, x^n - x^0)$, образующими базис в R^n , называется множество

$$S = \left\{ x \in R^n : x = x^0 + \sum_{i=1}^n \sigma_i (x^i - x^0), \sigma_i \geq 0, \sum_{i=1}^n \sigma_i \leq 1 \right\}.$$

Определение 2. Центром симплекса S называется точка x^c , которая находится по следующей формуле:

$$x^c = \frac{1}{n+1} (x^1 + \dots + x^n).$$

Определение 3. Объем симплекса S определяется формулой

$$V(S) = \frac{1}{n!} |\det(\bar{X})|,$$

где \bar{X} – матрица размеров $n \times n$, столбцы которой образуют векторы x^1, x^2, \dots, x^n .

Определение 4. Любую плоскость вида

$$L = \{x : g^T(x - x^c) = 0\},$$

проходящую через центр x^c симплекса S , будем называть секущей плоскостью.

Определение 5. Будем говорить, что вершина x^i симплекса S не отсекается плоскостью L , если

$$\alpha_i = g^T(x^i - x^c) < 0,$$

и отсекается, если

$$\alpha_i \geq 0.$$

Основная идея метода симплексных погружений заключается в следующем. На k -м шаге строится симплекс S_k , содержащий точку x^* – решение задачи (1). Находится центр данного симплекса $x^{c,k}$, через который проводится отсекающая плоскость вида $L = \{x : g^T(x - x^{c,k}) = 0\}$. 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.

Построение симплекса минимального объема и оценка скорости сходимости

Отметим несколько ключевых особенностей метода симплексных погружений. Важным принципом его работы является процедура погружения усеченного симплекса в новый симплекс минимального объема, что обеспечивает сходимость метода к решению задачи. Исчерпывающую информацию о построении симплекса минимального объема, содержащего заданный усеченный симплекс, можно найти в [3]. Мы же подробно остановимся на оценке скорости сходимости метода, которая также сформулирована в [3] в виде следующей теоремы.

Теорема. Пусть $S \subset R^n$ есть n -мерный симплекс, x^c – его центр, $S_G = \{x \in S, g^T(x - x^c) \leq 0\}$ – усеченный симплекс. Симплекс S_G всегда можно погрузить в симплекс S^* такой, что для объемов $V(S)$ и $V(S^*)$ симплексов S и S^* будет выполняться неравенство

$$q_k^* = \frac{V(S^*)}{V(S)} \leq \begin{cases} \frac{1}{2}, & k=1, \\ \left(\frac{k}{k+1}\right)^k \left(\frac{k}{k-1}\right)^{k-1}, & 2 \leq k \leq n, \end{cases} \quad (2)$$

где k – число сохраненных при отсечении вершин симплекса. Оценка скорости сходимости (2) зависит только от числа отсеченных вершин симплекса, причем при отсечении n вершин симплекса мы получаем аналог метода дихотомии. На основе данной оценки была разработана модификация метода, основанная на введении нескольких секущих плоскостей [2]. Представим ее подробное описание в следующем пункте.

Модифицированный метод симплексных погружений

Модификация метода симплексных погружений, в которой используется особенность оценки сокращения объемов симплексов (2), основана на идее введения сразу нескольких секущих плоскостей [2]. Пусть центр симплекса, полученный на данной итерации, не является допустимым решением задачи (1) и в нем нарушаются $l \leq m$ ограничений. Тогда можно построить l секущих плоскостей, соответствующих нарушаемым ограничениям, с целью отсечь как можно больше вершин симплекса.

Сложность такого подхода заключается в том, что на данный момент нет метода построения симплекса минимального объема, содержащего усеченный симплекс, полученный в результате введения l секущих плоскостей ($l \geq 2$). Однако следующие результаты из [2] дают нам возможность рассматривать линейную комбинацию из нормалей таких секущих плоскостей и получать одну результирующую секущую плоскость.

Предположим, что на i -й итерации метода симплексных погружений можно провести l секущих плоскостей с нормальными векторами $a^i, i=1, \dots, l$. Будем искать нормаль результирующей секущей плоскости b в виде линейной комбинации $\sum_{i=1}^l \lambda_i a^i$ нормалей a^i . Тогда, если существует вектор $\bar{\lambda} = (\bar{\lambda}_1, \dots, \bar{\lambda}_l)$, который является решением системы

$$\sum_{i=1}^l \lambda_i (a^i)^T (h^j - x^c) \geq 0, \quad j=1, \dots, r, \quad \sum_{i=1}^l \lambda_i = 1, \quad \lambda_i \geq 0, \quad (3)$$

где x^c – центр текущего симплекса, а r – число отсеченных вершин, то отсекающее полупространство

$$b^T (x - x^c) \leq 0, \quad b = \sum_{i=1}^l \bar{\lambda}_i a^i$$

отсекает то же число вершин, что и совокупность отсекающих полупространств.

Стоит отметить, что не всегда бывает возможно найти такой вектор $\bar{\lambda}$, который является решением системы (3). Поэтому в общем случае для построения результирующей секущей плоскости формируется следующая минимаксная задача:

$$\min_{\lambda} \max_{1 \leq j \leq r} \sum_{i=1}^l \lambda_i (a^i)^T (h^j - x^c), \quad \lambda_i \geq 0, \quad \sum_{i=1}^l \lambda_i = 1. \quad (4)$$

Данная техника построения результирующей секущей плоскости справедлива и в том случае, когда центр симплекса попадает в точку, где целевая функция или функция, задающая ограничение задачи (1), является недифференцируемой. Тогда при условии, что мы можем параметрически описать субдифференциал соответствующей функции в данной точке, у нас есть возможность с помощью постановки задачи (4) построить результирующую секущую плоскость, которая отсекает наибольшее число вершин симплекса.

Приведенная идея построения результирующей секущей плоскости является ключевым элементом исследования автора данной статьи и положена в основу модифицированного метода симплексных погружений. Очевидно, что для возможности использования данной модификации метода нам необходимо знать параметрическое описание субдифференциала функции в заданной точке. В следующем далее пункте вводится класс задач выпуклой недифференцируемой оптимизации, для функций из которого строятся субдифференциалы в параметрическом виде в заданной точке.

Описание класса задач выпуклой недифференцируемой оптимизации

Рассмотрим два типа функций:

$$f^I(x) = \sum_{i=1}^m \alpha_i \left| (a^i)^T x - b_i \right|, \quad (5)$$

$$f^II(x) = \max_{1 \leq i \leq m} \left\{ \alpha_i \left| (a^i)^T x - b_i \right| \right\}, \quad (6)$$

где $\alpha \in R_+^m$, $a^i \in R^n$, $i = 1, \dots, m$, $x \in R^n$, $b \in R^m$.

Определим класс задач выпуклой недифференцируемой оптимизации, который описывается функциями вида (5), (6):

$$\begin{aligned} \phi_0(x) &= \sum_{i=1}^{m_0} f_i^I(x) + \sum_{i=1}^{n_0} f_i^{II}(x) \rightarrow \min, \\ \phi_k(x) &= \sum_{i=1}^{m_k} f_{ki}^I(x) + \sum_{i=1}^{n_k} f_{ki}^{II}(x) \leq 0, \quad k = 1, \dots, N, \end{aligned} \quad (7)$$

$$x \in X,$$

где X – множество простой структуры.

Для возможности использовать модифицированный метод симплексных погружений при решении задачи вида (7) нам потребуется описание субдифференциалов функций (5), (6). Отметим один важный принцип, которым мы будем руководствоваться при описании данных субдифференциалов. Класс задач выпуклой недифференцируемой оптимизации (7) описывается с помощью различных комбинаций функций, которые представляют собой модуль выпуклых функций и максимум из выпуклых функций. В качестве операций, производимых над данными функциями, используются их сложение и умножение на неотрицательные константы. Субдифференциал функции из такого класса укладывается в параметрическое описание путем его представления как выпуклой оболочки соответствующих субградиентов.

При вычислении субдифференциала функции $f^I(x)$ в заданной точке \hat{x} первым действием будет представление модуля выпуклой функции как максимума из двух выпуклых функций:

$$\partial \left(\alpha_i \left| (a^i)^T \hat{x} - b_i \right| \right) = \partial \left(\max \left\{ -\alpha_i \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right), \alpha_i \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) \right\} \right), \quad i = 1, \dots, m. \quad (8)$$

Субдифференциал максимума выпуклых функций представляет собой выпуклую оболочку из объединения субдифференциалов активных функций:

$$\partial \left(\max \left\{ -\alpha_i \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right), \alpha_i \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) \right\} \right) = \text{co} \left\{ \bigcup_{l \in L_i^1(\hat{x})} \alpha_{il} (a^i), \bigcup_{l \in L_i^2(\hat{x})} \alpha_{il} (a^i) \right\}, \quad i = 1, \dots, m.$$

Как можно заметить, в последней записи используются объединения по множествам L_i^1 , L_i^2 , $i = 1, \dots, m$. Эти множества, которые либо пусты, либо состоят всего из одного элемента, показывают, какая из выпуклых функций определенного ранее максимума (8) из данных функций является активной. Определим структуру этих множеств:

$$L_i^1(\hat{x}) = \{l : \max_{1 \leq l \leq 2} \{ \alpha_{il} \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) \} = \alpha_{il} \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) = -\alpha_i \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) \},$$

$$L_i^2(\hat{x}) = \{l : \max_{1 \leq l \leq 2} \{ \alpha_{il} \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) \} = \alpha_{i2} \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) = \alpha_i \left((a^i)^T \hat{x} - b_i \right) \}, \quad i = 1, \dots, m.$$

Следующим шагом в описании субдифференциала функции $f^l(\hat{x})$ является переход от выпуклой оболочки из объединения субдифференциалов активных функций к всевозможным выпуклым комбинациям из субградиентов данных функций:

$$\text{co} \left\{ \bigcup_{l \in L_i^1(\hat{x})} \alpha_{il}(a^i), \bigcup_{l \in L_i^2(\hat{x})} \alpha_{il}(a^i) \right\} = \left\{ q : q = \left(- \sum_{l \in L_i^1(\hat{x})} \lambda_{il} \alpha_i + \sum_{l \in L_i^2(\hat{x})} \lambda_{il} \alpha_i \right) a^i, \right. \\ \left. \lambda_{il} \geq 0, l \in L_i^1(\hat{x}) \cup L_i^2(\hat{x}), \sum_{l \in L_i^1(\hat{x}) \cup L_i^2(\hat{x})} \lambda_{il} = 1 \right\}, \quad i = 1, \dots, m.$$

Чтобы иметь параметрическое представление субдифференциала функции $f^l(\hat{x})$, нам остается просуммировать по всем $i = 1, \dots, m$ полученные субдифференциалы модуля выпуклых функций:

$$\partial f^l(\hat{x}) = \partial \left(\sum_{i=1}^m \alpha_i |(a^i)^T \hat{x} - b_i| \right) = \left\{ q : q = \sum_{i=1}^m \left(- \sum_{l \in L_i^1(\hat{x})} \lambda_{il} \alpha_i + \sum_{l \in L_i^2(\hat{x})} \lambda_{il} \alpha_i \right) a^i, \right. \\ \left. \lambda_{il} \geq 0, l \in L_i^1(\hat{x}) \cup L_i^2(\hat{x}), \sum_{l \in L_i^1(\hat{x}) \cup L_i^2(\hat{x})} \lambda_{il} = 1, \quad i = 1, \dots, m \right\}. \quad (9)$$

Множество (9) определяет параметрическое описание субдифференциала функции $f^l(\hat{x})$.

Математические выкладки при описании субдифференциала функции $f^{II}(\hat{x})$ аналогичны тем, что мы использовали при описании субдифференциала функции $f^l(\hat{x})$ за исключением последней части. Вместо суммирования по всем $i = 1, \dots, m$ необходимо еще раз взять выпуклую оболочку субдифференциалов активных функций:

$$\partial f^{II}(\hat{x}) = \partial \left(\max_{1 \leq i \leq m} \left\{ \alpha_i |(a^i)^T \hat{x} - b_i| \right\} \right) = \left\{ q : q = \sum_{i \in I(\hat{x})} \mu_i \left(- \sum_{l \in L_i^1(\hat{x})} \lambda_{il} \alpha_i + \sum_{l \in L_i^2(\hat{x})} \lambda_{il} \alpha_i \right) a^i, \right. \\ \left. \mu_i \geq 0, \lambda_{il} \geq 0, l \in L_i^1(\hat{x}) \cup L_i^2(\hat{x}), \sum_{i \in I(\hat{x})} \mu_i = 1, \sum_{l \in L_i^1(\hat{x}) \cup L_i^2(\hat{x})} \lambda_{il} = 1, \quad i \in I(\hat{x}) \right\}, \quad (10)$$

где множество $I(\hat{x}) = \{i : \alpha_i |(a^i)^T \hat{x} - b_i| = f^{II}(\hat{x})\}$. Множество (10) определяет параметрическое описание субдифференциала функции $f^{II}(\hat{x})$.

Полученные описания субдифференциалов (9) и (10) можно использовать в задаче (4) для определения секущей плоскости, которая отсекает наибольшее число вершин симплекса. При этом получается желаемая модификация метода симплексных погружений, которая применяется для решения задач выпуклой недифференцируемой оптимизации.

Алгоритм модифицированного метода симплексных погружений

Используя возможность описания субдифференциалов функций, входящих в класс задач (7), и введение минимаксных задач для поиска секущей плоскости, отсекающей наибольшее число вершин симплекса, приведем алгоритм модифицированного метода симплексных погружений.

Алгоритм. Перед началом l -й итерации, $l = 0, 1, 2, \dots$, задаются матрица X^l размеров $(n+1) \times n$, строка i которой соответствует i -й вершине симплекса S_l ,

содержащего решение x^* задачи (7); $\rho_{max}^l = \max_{1 \leq i \leq n, 1 \leq j \leq n} \|x^{l,i} - x^{l,j}\|$, $i \neq j$ – длина максимального ребра симплекса S_l .

На l -й итерации необходимо выполнить следующие действия.

Шаг 1. Найти точку $x^{c,l}$ – центр симплекса S_l по формуле

$$x^{c,l} = \frac{1}{n+1}(x_1^l + \dots + x_n^l),$$

где x_i^l есть i -я строка матрицы X^l .

Шаг 2. Вычислить значение максимальной невязки ограничений

$$h_l = \max_{1 \leq k \leq N} \{0, \phi_k(x^{c,l})\} = \phi_s(x^{c,l}).$$

Шаг 3. Найти нормаль a_l отсекающей плоскости по следующей формуле:

$$a_l = \begin{cases} \partial \phi_0(x^{c,l}), & \text{если } h_l = 0, \\ \partial \phi_s(x^{c,l}), & \text{если } h_l > 0. \end{cases}$$

При $h_l = 0$ описать субдифференциал функции $\phi_0(x^{c,l})$, используя алгоритмы построения субдифференциалов функций $f^l(x)$ и $f^l(x)$. Сформировать минимаксную задачу по формуле (4), используя параметрическое описание субдифференциалов (9), (10), и определить нормаль результирующей секущей плоскости. Прodelать аналогичные действия и при $h_l > 0$ для функции $\phi_s(x^{c,l})$.

Шаг 4. Построить усеченный симплекс $S_G^l = \{x : x \in S_l, a_l^T(x - x^{c,l}) \leq 0\}$.

Шаг 5. Найти величины $\alpha_i = a_l^T(x_i^l - x^{c,l})$, $i = 1, 2, \dots, n+1$, определить индекс p из условия $\alpha_p = \min_{1 \leq i \leq n+1} \alpha_i$. Найти величины $\beta_i = -\alpha_i / \alpha_p$, $i = 1, 2, \dots, n$.

Шаг 6. Найти параметр $t_l \in [0, 1]$, решив задачу одномерной выпуклой минимизации:

$$q_k^* = \min_{0 \leq t \leq 1} \prod_{i=1}^n (1 + \beta_i t)^{-1}.$$

Шаг 7. Найти вектор $\tau^l = (\tau_1^l, \dots, \tau_{p-1}^l, \tau_{p+1}^l, \dots, \tau_n^l)$, задающий коэффициенты растяжения ребер симплекса S_l , исходящих из опорной вершины x_p^l : $\tau_i^l = (1 + \beta_i t_l)^{-1}$.

Шаг 8. Перейти от симплекса S_l с матрицей X^l к симплексу S_{l+1} с матрицей X^{l+1} :

$$X_{ij}^{l+1} = \begin{cases} X_{pj}^l + \tau_i^l (X_{ij}^l - X_{pj}^l), & i \neq p, \quad i = 1, 2, \dots, n+1, \\ X_{ij}^l, & i = p, \quad i = 1, 2, \dots, n. \end{cases}$$

Шаг 9. Полагаем $l = l+1$. Если $\rho_{max}^l \leq \varepsilon$, тогда $x^{c,l}$ – решение задачи (7) с заданной точностью ε , в противном случае возвращаемся на шаг 1.

Численный эксперимент

Предварительное численное тестирование проводилось на задаче выпуклой безусловной минимизации вида

$$F(x) = \sum_{i=1}^m (\alpha_i |a_i^T x - b_i| + r_i) \rightarrow \min, \quad x \in R^n$$

с известной заранее точкой минимума x^* . Идея теста заключается в том, что мы изначально задаем точку $x^* \in R^n$, а векторы $a_i \in R^n$, α_i , r_i , $i = 1, \dots, m$, генерируем случайным образом. Полагая вектор $b = Ax^*$, получаем $F(x^*) = \sum_{i=1}^m r_i$. При этом для остальных точек $F(x) \geq F(x^*)$, поскольку к $F(x^*)$ добавляются неотрицательные в силу использования модуля слагаемые. В итоге получается кусочно-линейная выпуклая функция с минимумом в точке x^* . Цель тестирования состояла в проверке того, насколько эффективным является использование вспомогательной минимаксной задачи.

Вычисления проводились в системе GAMS на компьютере с четырехядерным процессором Intel Core i7/2.4GHz, 6 Gb оперативной памяти. Результаты представлены в таблице, приведенной ниже, в которой приняты следующие обозначения: n – число переменных, k_B – число итераций базового метода, k_M – число итераций модифицированного метода.

Таблица
Результаты численного эксперимента

n	k_B	k_M
5	354	307
10	1049	953
20	3691	3159
30	7888	6979
40	14160	12610
50	21381	19548

Из проведенного вычислительного эксперимента можно сделать следующие выводы. С увеличением количества переменных в тестируемых задачах возрастает разрыв по итерациям в пользу модифицированного метода. При $n = 50$ модифицированный метод находит решение раньше почти на 2000 итерации. В то же время нельзя не отметить, что использование модифицированного метода приводит к увеличению времени поиска точки оптимума в силу необходимости решать вспомогательные задачи линейного программирования. Однако, главной целью предлагаемой методики является сокращение количества итераций, что и было достигнуто, а дальнейшие исследования будут направлены на сокращение времени поиска решения.

Литература

1. Поляк Б. Т. Введение в оптимизацию / Б. Т. Поляк. – М. : Наука, 1983. – 384 с.
2. Апекина Е. В. Модифицированный метод симплексных погружений с одновременным введением нескольких секущих плоскостей / Е. В. Апекина, О. В. Хамисов // Изв. вузов. Матем., – 1997. – № 3. – С. 16–24.
3. Анциферов Е. Г. Алгоритм симплексных погружений в выпуклом программировании / Е. Г. Анциферов, В. П. Булатов // Ж. вычисл. матем. и матем. физ. – 1987. – Т. 27, № 3. – С. 377–384.

ФОРМУЛЫ ОБРАЩЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ИНТЕГРАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ТЕОРИИ РАЗВИВАЮЩИХСЯ СИСТЕМ

Е.В. Мельникова

Введение

В основе предложенных В. М. Глушковым в 1977 г. в [1] интегральных моделей развивающихся систем лежат операторы Вольтерра с переменными как верхними, так и нижними пределами интегрирования. В простейшем случае отсутствия в системе специальной подсистемы развития модель В. М. Глушкова сводится к решению неклассического скалярного интегрального уравнения Вольтерра I рода

$$\int_{a(t)}^t K(t,s)x(s)ds = y(t), t \in [0, T],$$

ядро которого $K(t,s)$ – коэффициент эффективности функционирования элементов $x(s)$, имеющих возраст $t-s$; неубывающая функция $a(t) < t \forall t > 0$, $a'(t) < 1$, определяет возраст самых старых в момент t элементов системы, а экспертно задаваемая (неубывающая) функция $y(t)$ отражает желаемый (прогнозируемый) уровень развития системы. Например, применительно к электроэнергетической системе в качестве $y(t)$ можно принять располагаемую мощность электростанций [1].

Если элементы системы можно разбить на n возрастных групп G_i , таких, что $x(s) \in G_i$, когда

$$t-s \in [t-a_{i-1}(t), t-a_i(t)], i = \overline{1, n}, a_i(t) < a_{i-1}(t) \forall t > 0, a_0(t) \equiv t,$$

то вместо данного уравнения переходим к рассмотрению уравнения

$$\sum_{i=1}^n \int_{a_i(t)}^{a_{i-1}(t)} K_i(t,s)x(s)ds = y(t), t \in [0, T], \quad (1)$$

частные случаи которого и являются объектом исследования в данной работе.

Частные случаи уравнения (1)

Рассмотрим случай, когда $a_i(t) = \alpha_i t$, $0 \leq \alpha_n < \dots < \alpha_1 < \alpha_0 = 1$, $K_i = \beta_i = const > 0$, тогда уравнение (1) переходит в уравнение

$$\sum_{i=1}^n \beta_i \int_{\alpha_i t}^{\alpha_{i-1} t} x(s)ds = y(t), t \in [0, T]. \quad (2)$$

Из результатов [2, 3] следует, что для произвольных последовательностей $\{\alpha_i\}, \{\beta_i\}$, таких, что $\sum_{i=1}^{n-1} \alpha_i |\beta_i - \beta_{i+1}| + \alpha_n \beta_n < 1$, существует единственное непрерывное на $[0, T]$ решение уравнения (2).

Продифференцируем уравнение (2), применяя известную формулу Лейбница дифференцирования интегралов, зависящих от параметра, и получим эквивалентное (в силу условия $y(0) = 0$) функциональное уравнение вида

$$x(t) = \sum_{i=1}^{n-1} \alpha_i (\beta_i - \beta_{i+1}) x(\alpha_i t) + \alpha_n \beta_n x(\alpha_n t) + y'(t).$$

В операторной форме данное уравнение выглядит следующим образом:

$$[E - (A_1 + \dots + A_n)]x(t) = y'(t), \quad (3)$$

где

$$A_i x(t) = \alpha_i \gamma_i x(\alpha_i t), \quad i = \overline{1, n}, \quad \gamma_i = \beta_i - \beta_{i+1}, \quad i = \overline{1, n-1}, \quad \gamma_n = \beta_n.$$

Используя теорему из [4, с. 230], решение уравнения (3) можно записать в форме

$$x(t) = \left(E - \sum_{i=1}^n A_i \right)^{-1} \cdot y'(t) = \sum_{k=0}^{\infty} \left(\sum_{i=1}^n A_i \right)^k \cdot y'(t).$$

Из определения операторов $A_i, i = \overline{1, n}$ вытекает, что операторы A_i , а следовательно, и их степени, являются перестановочными:

$$A_i^k A_j^l z(t) = (\alpha_i \gamma_i)^k \cdot (\alpha_j \gamma_j)^l z(\alpha_i^k \alpha_j^l t) = A_j^l A_i^k z(t),$$

поэтому, используя комбинаторную формулу [5, с. 197] для произвольных вещественных чисел $z_i, i = \overline{1, n}$,

$$(z_1 + \dots + z_n)^k = \sum_{i_1 + \dots + i_n = k} \frac{k!}{i_1! \dots i_n!} z_1^{i_1} \dots z_n^{i_n},$$

решение $x(t)$ можно записать в виде

$$x(t) = \sum_{k=0}^{\infty} \sum_{i_1 + \dots + i_n = k} \frac{k!}{i_1! \dots i_n!} \alpha_1^{i_1} \dots \alpha_n^{i_n} \gamma_1^{i_1} \dots \gamma_n^{i_n} y'(\alpha_1^{i_1} \dots \alpha_n^{i_n} t). \quad (5)$$

Формула (5) и является искомой формулой обращения для уравнения (2).

В некоторых частных случаях формула обращения (5) существенно упрощается.

Так, если $n = 2, \alpha_0 = 1, \alpha_1 = \frac{1}{2}, \alpha_2 = \frac{1}{4}, \beta_1 = 1, \beta_2 = \frac{1}{2}$, тогда уравнение (2) имеет вид

$$\int_{\frac{t}{2}}^t x(s) ds + \frac{1}{2} \int_{\frac{t}{4}}^{\frac{t}{2}} x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T], \quad (6)$$

и справедлива

Теорема 1.

Формула обращения уравнения (6) имеет вид

$$x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{t}{2^n} \right), \quad (7)$$

где

$$\lambda_n = \lambda_{n-1} + 2\lambda_{n-2}, \quad \lambda_0 = \lambda_1 = 1. \quad (8)$$

Доказательство

Для уравнения (6) выполняется достаточное условие существования и единственности непрерывного решения: $\alpha_1(\beta_1 - \beta_2) + \alpha_2\beta_2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{2} < 1$, поэтому остается проверить, что функция (7) непрерывна и удовлетворяет уравнению (6).

Так как решение $x(t)$ представляет собой бесконечный функциональный ряд, необходимо проверить равномерную сходимость данного ряда, из которой и следует непрерывность функции $x(t)$.

По признаку Вейерштрасса равномерной сходимости функционального ряда (7) необходимо указать такой сходящийся числовой ряд $\sum_{n=0}^{\infty} a_n$, $a_n \geq 0$, для которого выполняется условие

$$\left| \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{t}{2^n} \right) \right| \leq a_n, \quad n = 0, 1, \dots$$

В качестве такого ряда возьмем следующий числовой ряд :

$$M_1 \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n}, \quad (9)$$

где $M_1 = \max_{t \in [0, T]} |y'(t)|$ – константа, мажорирующая непрерывную функцию $y'(t)$.

Покажем, что (9) является сходящимся числовым рядом. Так как

$$\sqrt[n]{\frac{\lambda_n}{4^n}} < \sqrt[n]{\frac{2\lambda_{n-1}}{4^n}} < \sqrt[n]{\frac{2^n}{4^n}} < \frac{1}{2},$$

то по признаку Коши ряд (9) является сходящимся, откуда и вытекает непрерывность $x(t)$. Остается убедиться, что (7) обращает (6) в тождество.

Подставим (7) в исходное уравнение :

$$\int_{\frac{t}{2}}^t \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{s}{2^n} \right) ds + \frac{1}{2} \int_{\frac{t}{4}}^{\frac{t}{2}} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{s}{2^n} \right) ds = y(t).$$

Рассмотрим левую часть уравнения. Меняя порядок интегрирования и суммирования членов равномерно сходящегося ряда, имеем :

$$\sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} \int_{\frac{t}{2}}^t y' \left(\frac{s}{2^n} \right) ds + \frac{1}{2} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} \int_{\frac{t}{4}}^{\frac{t}{2}} y' \left(\frac{s}{2^n} \right) ds.$$

Применяя известную формулу Ньютона – Лейбница, получим

$$\sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{2^n} \left(y \left(\frac{t}{2^n} \right) - y \left(\frac{t}{2^{n+1}} \right) \right) + \frac{1}{2} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{2^n} \left(y \left(\frac{t}{2^{n+1}} \right) - y \left(\frac{t}{2^{n+2}} \right) \right).$$

Приводя подобные члены, получаем

$$\begin{aligned} & \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{2^n} y \left(\frac{t}{2^n} \right) - \frac{1}{2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\lambda_{n-1}}{2^{n-1}} y \left(\frac{t}{2^n} \right) - \frac{1}{2} \sum_{n=2}^{\infty} \frac{\lambda_{n-2}}{2^{n-2}} y \left(\frac{t}{2^n} \right) = \\ & = \lambda_0 y(t) + \left(\frac{\lambda_1}{2} - \frac{\lambda_0}{2} \right) y \left(\frac{t}{2} \right) + \sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{\lambda_n - \lambda_{n-1} - 2\lambda_{n-2}}{2^n} \right) y \left(\frac{t}{2^n} \right). \end{aligned}$$

С учетом (8) получаем тождество

$$y(t) = y(t), \quad t \in [0, T].$$

Теорема 1 полностью доказана.

Если $n = 2$, $\alpha_0 = 1$, $\alpha_1 = \frac{1}{2}$, $\alpha_2 = 0$, $\beta_1 = 1$, $\beta_2 = \frac{1}{2}$, тогда уравнение (2) имеет вид

$$\int_{\frac{t}{2}}^t x(s) ds + \frac{1}{2} \int_0^{\frac{t}{2}} x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T], \quad (10)$$

Теорема 2.

Формула обращения уравнения (10) имеет вид

$$x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{t}{2^n} \right), \quad (11)$$

где

$$\lambda_n = 1, \quad n = 0, 1, 2, \dots \quad (12)$$

Доказательство аналогично доказательству теоремы 1.

Если, в частности, $y(t) = t$, то в силу (11) и (12) $x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{4^n} = \frac{4}{3}$. Легко проверить, что $x(t)$ обращает в тождество (10):

$$\frac{4}{3} \int_{\frac{t}{2}}^t dt + \frac{4}{6} \int_0^{\frac{t}{2}} dt = \frac{4}{3} \left(t - \frac{t}{2} \right) + \frac{4t}{12} = \frac{16t - 8t + 4t}{12} = \frac{12t}{12} = t.$$

Получаем тождество.

Пусть теперь $n = 3$, $\alpha_0 = 1, \alpha_1 = \frac{1}{2}, \alpha_2 = \frac{1}{4}, \alpha_3 = 0, \beta_1 = 1, \beta_2 = \frac{1}{2}, \beta_3 = \frac{1}{4}$, тогда уравнение имеет вид

$$\int_{\frac{t}{2}}^t x(s) ds + \frac{1}{2} \int_{\frac{t}{4}}^{\frac{t}{2}} x(s) ds + \frac{1}{4} \int_0^{\frac{t}{4}} x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T]. \quad (13)$$

Справедлива следующая

Теорема 3.

Формула обращения уравнения (13) имеет вид

$$x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{t}{2^n} \right),$$

где

$$\lambda_n = \lambda_{n-1} + \lambda_{n-2}, \quad \lambda_0 = \lambda_1 = 1. \quad (14)$$

Доказательство аналогично доказательству теоремы 1. Заметим, что последовательность (14) является известной последовательностью чисел Фибоначчи.

Наконец, положим

$$n = 3, \alpha_0 = 1, \alpha_1 = \frac{1}{2}, \alpha_2 = \frac{1}{4}, \alpha_3 = \frac{1}{8}, \beta_1 = 1, \beta_2 = \frac{1}{2}, \beta_3 = \frac{1}{4},$$

тогда уравнение имеет вид

$$\int_{\frac{t}{2}}^t x(s) ds + \frac{1}{2} \int_{\frac{t}{4}}^{\frac{t}{2}} x(s) ds + \frac{1}{4} \int_{\frac{t}{8}}^{\frac{t}{4}} x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T]. \quad (15)$$

Справедлива

Теорема 4.

Формула обращения уравнения (15) имеет вид

$$x(t) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{\lambda_n}{4^n} y' \left(\frac{t}{2^n} \right),$$

где $\lambda_n = \lambda_{n-1} + \lambda_{n-2} + 2\lambda_{n-3}$, $\lambda_0 = \lambda_1 = 1, \lambda_2 = 2$.

Доказательство аналогично доказательству теоремы 1.

Задача устойчивого численного дифференцирования

Как известно [6], задача определения производной от некоторой непрерывно дифференцируемой на отрезке $[0, T]$ функции $y(t)$ является некорректно поставленной (неустойчивой) в том смысле, что если вместо $y(t)$ задана функция $\tilde{y}(t)$, для которой

$$\|\tilde{y}(t) - y(t)\|_{C_{[0, T]}} = \max_{t \in [0, T]} |\tilde{y}(t) - y(t)| < \delta, \quad (16)$$

то, сколь бы мало ни было δ , производная $\tilde{y}'(t)$ может отличаться от точной производной $y'(t)$ в норме $C_{[0, T]}$ как угодно сильно.

Так как задача нахождения $y'(t)$ эквивалентна решению интегрального уравнения Вольтерра I рода с единичным ядром

$$\int_0^t x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T], \quad y(0) = 0, \quad (17)$$

то проблему восстановления $y'(t)$ можно свести к проблеме устойчивого решения уравнения (17) в случае приближенно заданной правой части $\tilde{y}(t)$, для которой выполнено неравенство (16).

Перейдем от (17) к простейшему из рассмотренных в данной работе уравнений

$$\int_{\alpha t}^t x(s) ds + \beta \int_0^{\alpha t} x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T], \quad \beta > 1,$$

или, в преобразованном виде,

$$\int_0^t x(s) ds + \gamma \int_0^{\alpha t} x(s) ds = y(t), \quad t \in [0, T], \quad \gamma = \beta - 1 > 0. \quad (18)$$

Обозначим решение уравнения (18) через $x_{\alpha\gamma}(t)$. Очевидно, $x_{\alpha\gamma}(t) \rightarrow y'(t)$, $\gamma \rightarrow 0$ и $x_{\alpha\gamma}(t) \rightarrow y'(t)$, $\alpha \rightarrow 0$. Назовем второе слагаемое в (18) стабилизирующим, а само уравнение (18) – регуляризованным, в котором α и γ – параметры регуляризации.

Известно [7], что метод квадратур численного решения стандартных уравнений Вольтерра I рода является саморегуляризирующим в том смысле, что шаг сетки h при определенной зависимости $h = h(\delta)$ позволяет находить устойчивое сеточное решение.

Сеточный аналог уравнения (18), соответствующий модифицированному методу левых прямоугольников, имеет вид (см [8])

$$h \sum_{j=0}^{k-1} x_j^h + \gamma \cdot h \cdot \sum_{j=0}^{l_k-1} x_j^h + (\alpha \cdot t_k - l_k h) x_{l_k}^h = \tilde{y}(t_k), \quad k = \overline{1, m}, \quad (19)$$

где $t_k = k \cdot h$, $k = \overline{0, m}$, $m \cdot h = T$, $l_k = \left\lceil \frac{\alpha \cdot t_k}{h} \right\rceil$.

Его программная реализация описана в [10]. Модифицированный метод средних прямоугольников разработан и реализован в [9, 11].

Исследование решения уравнения (19), зависящего от трех параметров регуляризации $\alpha(\delta)$, $\gamma(\delta)$, $h(\delta)$, представляет большой интерес и предполагается в дальнейшем.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект № 15-01-01425-а.

Литература

1. Апарцин А.С., Сидлер И.В. Применение неклассических уравнений Вольтерра I рода для моделирования развивающихся систем // Автоматика и телемеханика. – 2013. – № 6. – С. 3–16.
2. Apartsyn A.S. On Some Classes of Linear Volterra Integral Equations // Abstract and Applied Analysis. – 2014. – Vol. 2014. – Article ID 532409, 6 pages. – <http://dx.doi.org/10.1155/2014/532409>.
3. Apartsyn A.S. On the theory of non-classical Volterra equations of the first kind // Abstract of the 4-th Inverse Problems, Design and Optimization Symposium (IPDO-2013). Albi, France, June 26-28, 2013. – A6353AA.
4. Колмогоров А.Н., Фомин С.В. Элементы теории функций и функционального анализа. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1976. – 531 с.
5. Виленкин Н.Я. Комбинаторика. – М.: Наука, 1969. – 329 с.
6. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1979. – 283 с.
7. Апарцин А.С. Неклассические уравнения Вольтерра I рода: теория и численные методы. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 193 с.
8. Апарцин А.С., Сидлер И.В. Численное решение уравнений Вольтерра I рода в интегральных моделях развивающихся систем // Сб. трудов VII международного симпозиума «Обобщенные постановки и решения задач управления» (GSSCP-2014), 26-30 сентября 2014. – М.: АНО «Издательство физико-математической литературы», 2014. – С. 21–25.
9. Апарцин А.С., Сидлер И.В. О численном решении неклассических уравнений Вольтерра I рода // Сб. статей IX Международной научно-технической конференции «Аналитические и численные методы моделирования естественно-научных и социальных проблем», Пенза, 28-31 октября 2014. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2014. – С. 59–64.
10. А.с. № 2015612206. Программное средство для численного решения неклассических уравнений Вольтерра I рода модифицированным методом левых прямоугольников / Сидлер И.В. – опубл. 13.02.2015.
11. А.с. № 2015612208. Программное средство для численного решения неклассических уравнений Вольтерра I рода модифицированным методом средних прямоугольников / Сидлер И.В. – опубл. 13.02.2015.

ГЛОБАЛЬНЫЙ ПОИСК ПРИ ОТЫСКАНИИ РАВНОВЕСИЯ В БИЛИНЕЙНОЙ ИГРЕ ДВУХ ЛИЦ

И. М. Минарченко

Поиск равновесия по Нэшу в модели игрового типа (игре) в общем случае является трудной задачей. Однако существует подход, позволяющий свести задачу поиска равновесия к минимаксной задаче, которую можно рассматривать как частный случай задачи оптимизации (о минимаксных задачах см., например, [1]). Данный подход не только действует для достаточно широкого класса задач на поиск равновесия, но и позволяет доказать отсутствие равновесных точек в случае, если их нет. Платой за данные преимущества является, вообще говоря, невыпуклая и заданная неявно целевая функция, возникающая при решении минимаксной задачи, в связи с чем приходится привлекать методы глобальной оптимизации. В данной работе указанный подход будет продемонстрирован на примере билинейной игры двух лиц. Полученную минимаксную задачу предлагается решать с помощью метода глобального поиска, использующего построение опорных функций.

Рассмотрим билинейную игру двух лиц с равновесием по Нэшу в качестве решения:

$$\begin{aligned} F_1(x_1, x_2) &= x_1^T (C_1 x_2 + c_1) + \frac{1}{2} x_1^T B_1 x_1 \rightarrow \min_{x_1 \in X^1}, \\ F_2(x_1, x_2) &= x_2^T (C_2 x_1 + c_2) + \frac{1}{2} x_2^T B_2 x_2 \rightarrow \min_{x_2 \in X^2}, \\ X^1 &= \{x_1 \in R^{m_1} \mid A_1 x_1 \leq a_1, v_1 \leq x_1 \leq w_1\}, \\ X^2 &= \{x_2 \in R^{m_2} \mid A_2 x_2 \leq a_2, v_2 \leq x_2 \leq w_2\}. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь $c_1, v_1, w_1 \in R^{m_1}$, $c_2, v_2, w_2 \in R^{m_2}$, $a_1 \in R^{q_1}$, $a_2 \in R^{q_2}$ (R обозначает множество действительных чисел, m_1, m_2, q_1, q_2 — натуральные числа) и матрицы $C_1, C_2, B_1, B_2, A_1, A_2$ имеют размеры $m_1 \times m_2, m_2 \times m_1, m_1 \times m_1, m_2 \times m_2, q_1 \times m_1, q_2 \times m_2$ соответственно. F_i — функция потерь i -го игрока, X^i — множество стратегий i -го игрока, $i=1,2$. Напомним, равновесием по Нэшу называется такая ситуация игры $(x_1^*, x_2^*) \in X^1 \times X^2$, из которой невыгодно уходить в одностороннем порядке ни одному из участников при минимизации собственной функции потерь, то есть

$$\begin{aligned} F_1(x_1^*, x_2^*) &\leq F_1(x_1, x_2^*) \quad \forall x_1 \in X^1, \\ F_2(x_1^*, x_2^*) &\leq F_2(x_1^*, x_2) \quad \forall x_2 \in X^2. \end{aligned}$$

Отметим, билинейная игра является частным случаем задачи билинейного равновесного программирования, в которой решением является неподвижная точка некоторого отображения G , определённого на множестве X , иными словами, такая точка $y^* \in X$, которая удовлетворяет соотношению $y^* \in G(y^*)$, где

$$G(y) = \text{Arg} \min_{x \in X} \{x^T (Cy + c) + \frac{1}{2} x^T Bx\}, \quad X = \{x \in R^m \mid Ax \leq a, v \leq x \leq w\}. \quad (2)$$

Игра (1) получается из постановки (2) при $m = m_1 + m_2$ и

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix}, C = \begin{pmatrix} 0 & C_1 \\ C_2 & 0 \end{pmatrix}, B = \begin{pmatrix} B_1 & 0 \\ 0 & B_2 \end{pmatrix}, c = \begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \end{pmatrix},$$

$$A = \begin{pmatrix} A_1 & 0 \\ 0 & A_2 \end{pmatrix}, a = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \end{pmatrix}, v = \begin{pmatrix} v_1 \\ v_2 \end{pmatrix}, w = \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \end{pmatrix}.$$

В этом случае множество X представляет собой декартово произведение множеств стратегий игроков, т.е. $X = X^1 \times X^2$.

В [2] для решения задач (1) и (2) предлагаются методы градиентного типа, сходимость которых к равновесной точке, если она существует, доказана при условии, что матрица $B+C$ неотрицательно определена. В [3] для вогнутых игр n лиц предлагается ряд методов, сходящихся к равновесию при условии, которое для билинейной задачи принимает вид $B+C \succ 0$. Данные условия аналогичны условиям выпуклости функции в линейной алгебре.

Мы, отказавшись от каких-либо предположений о выпуклости функций, воспользуемся для поиска равновесия следующим фактом [4]. Пусть в игре n лиц F_i — функция потерь и X^i — множество стратегий i -го игрока, $i=1, \dots, n$. $X = X^1 \times \dots \times X^n$ — множество ситуаций игры. Определим на множестве $X \times X$ функцию

$$\Phi(x, y) = \sum_{i=1}^n F_i(y_1, y_2, \dots, y_{i-1}, x_i, y_{i+1}, \dots, y_n).$$

Точка $y^* \in X$ является равновесием по Нэшу в данной игре тогда и только тогда, когда выполнены соотношения

$$y^* \in \operatorname{Arg} \min_{y \in X} \max_{x \in X} [\Phi(y, y) - \Phi(x, y)], \quad \max_{x \in X} [\Phi(y^*, y^*) - \Phi(x, y^*)] = 0. \quad (3)$$

Необходимо, чтобы соответствующие минимум и максимум достигались. Для игры (1) это так, поскольку функции потерь непрерывны и множество ситуаций компактно.

Выпишем минимаксную задачу из (3) как задачу оптимизации:

$$\Phi(y, y) + \max_{x \in X} [-\Phi(x, y)] \rightarrow \min_{y \in X}.$$

Для игры (1) она примет следующий вид:

$$y^T (Cy + c) + \frac{1}{2} y^T B y + \max_{x \in X} [-x^T (Cy + c) - \frac{1}{2} x^T B x] \rightarrow \min_{y \in X}. \quad (4)$$

Очевидно, целевая функция в данной задаче является, во-первых, заданной неявно, во-вторых, невыпуклой в общем случае. Полученное для (4) решение, как это следует из (3), будет являться равновесием по Нэшу в исходной игре в том и только в том случае, если оно доставляет нулевое значение целевой функции. Можно заметить также, что условие неотрицательной определённости матрицы $B+C$, при котором гарантируется сходимость упоминавшихся выше методов градиентного типа, обеспечивает выпуклость целевой функции.

Перейдём к описанию метода, которым предлагается решать задачу (4). Нам необходимо заменить неявно заданное слагаемое из целевой функции явно заданным выражением. Для этого будем аппроксимировать данное слагаемое аффинными опорными функциями-минорантами. Напомним, опорной функцией-минорантой, построенной в точке \bar{x} для некоторой функции $f(x)$, называется функция, не превосходящая по значению $f(x)$ на всей допустимой области и при этом равная ей в точке \bar{x} . Пусть k — номер текущей итерации ($k=0,1,2,\dots$), $y^k \in X$ — текущее приближение. Итерационный процесс имеет следующий вид:

- 1) получить вектор x^k как решение задачи глобальной оптимизации

$$x^k = \arg \max_{x \in X} \left[-x^T (Cy^k + c) - \frac{1}{2} x^T Bx \right];$$

- 2) построить аффинную функцию-миноранту $l^k(y)$, являющуюся опорной для неявно заданного слагаемого в точке x^k ,

$$l^k(y) = -(x^k)^T (Cy + c) - \frac{1}{2} (x^k)^T Bx^k;$$

- 3) получить следующее приближение как решение задачи глобальной оптимизации

$$y^{k+1} = \arg \min_{y \in X} \left[y^T (Cy + c) + \frac{1}{2} y^T B y + \max_{0 \leq i \leq k} \{l^i(y)\} \right].$$

Таким образом, строя на шаге 2 опорную функцию-миноранту для неявно заданного слагаемого, мы на каждой последующей итерации улучшаем его аппроксимацию. На шаге 3 мы ищем точку глобального минимума аппроксимации всей целевой функции. Поскольку функция, аппроксимирующая целевую, сама является опорной минорантой по отношению к ней, то значение глобального минимума данной аппроксимации является оценкой снизу для целевой функции. Критерием останова вычислительной процедуры служит близость наименьшего известного значения целевой функции (рекорда) и её оценки снизу (глобального минимума аппроксимации на текущей итерации). Сходимость данной схемы к глобальному оптимуму следует из [5, 6].

В таблице приведены результаты работы метода градиентного типа из [2] и описанного в настоящей статье метода опорных функций для случайно сгенерированных задач.

Таблица

Результаты численного эксперимента

$m_1 \times m_2$	P	I_1	I_2
2×2	50	5	52
3×3	50	5	56
4×4	30	5	58
5×5	30	4	56
6×6	10	4	59
7×7	10	4	58

Здесь P — количество решённых задач данной размерности, I_1 — среднее количество итераций метода опорных функций, I_2 — среднее количество итераций экстраградиентного метода. Для корректности сравнения методов на данном этапе исследований генерировались такие задачи, которые имеют равновесную точку и для которых выполнено условие сходимости метода градиентного типа. Очевидно, что метод опорных функций сходится при более общих условиях. Вычисления производились в системе GAMS, для решения задач глобальной оптимизации использовался пакет COUENNE.

В заключение ещё раз отметим, что описанный подход в сочетании с предложенной схемой глобального поиска, во-первых, применим при достаточно общих предположениях (требуется, чтобы достигались минимум и максимум в (4)), в том числе, когда существование равновесия не гарантируется, например, теоремой Какутани и, во-вторых, позволяет доказать отсутствие равновесных точек в игре, если значение целевой функции задачи (4) в точке, в которую сошёлся метод, то есть значение глобального оптимума целевой функции, отлично от нуля. Иными словами, в результате работы вычислительной процедуры мы получаем либо конкретную точку равновесия по Нэшу, либо ответ о том, что равновесий в данной игре нет. В

зависимости от вида функций потерь алгоритм глобального поиска может адаптироваться в части построения опорных функций. Подход без труда распространяется на игру n лиц, а также при некоторых ограничениях — на случай, когда множество стратегий игрока зависит от выбранных стратегий других участников игры [7].

Литература

1. Демьянов В. Ф., Малозёмов В. Н. Введение в минимакс. — М.: Наука, 1972. — 368 с.
2. Антипин А. С. Градиентный и экстраградиентный подходы в билинейном равновесном программировании. — М.: ВЦ им. А. А. Дородницына РАН, 2002. — 130 с.
3. Зуховицкий С. И., Поляк Р. А., Примак М. Е. Вогнутые игры многих лиц // Экономика и мат. методы. — 1971. — Т. 7. — № 6. — С. 888–900.
4. Nikaido H., Isoda K. Note on Noncooperative Convex Games // Pacific Journal of Mathematics. — 1955. — V. 5. — № 5. — P. 807–815.
5. Bulatov V. P. Numerical Methods for Solving the Multiextremal Problems Connected with the Inverse Mathematical Programming Problems // Journal of Global Optimization. — 1998. — V. 12. — P. 405–413.
6. Khamisov O. V. A Global Optimization Approach to Solving Equilibrium Programming Problems // Series on Computers and Operations Research. — V. 1. Optimization and Optimal Control. — 2003. — P. 155–164.
7. Rosen J. B. Existence and Uniqueness of Equilibrium Points for Concave n -person Games // Econometrica. — 1965. — V. 33. — № 3. — P. 520–534.

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ АДАПТИВНОЙ ИНФОРМАЦИОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ТЕПЛООВОГО ХОЗЯЙСТВА СТРАНЫ И РЕГИОНОВ.

Д.П. Нирконен

Введение

Тепловое хозяйство (ТХ) страны составляют объекты, производящие, передающие и распределяющие тепловую энергию для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных, административных-хозяйственных и промышленных зданий, а также для технологических целей [1].

В сложившихся в настоящее время социально-экономических условиях, предъявляющих повышенные требования к системам теплоснабжения, необходимо выполнять работы по развитию теплового хозяйства с учетом требований экономической, экологической и энергетической безопасности [2]. Кроме того, произошедшее смещение акцентов с общегосударственного на региональный уровень требует принципиально иных решений в вопросах формирования стратегии перспективного развития теплового хозяйства России и отдельных регионов.

Для оценки состояния и планирования оптимального развития теплоснабжения страны важным фактором является проведение качественного мониторинга параметров и показателей по ТХ. Под мониторингом здесь понимается систематический сбор и обработка информации, которая может быть использована для улучшения процесса принятия решений в данной сфере. Мониторинг сведений по ТХ может быть оптимально организован при наличии соответствующей информационно-вычислительной системы (ИВС).

Исходя из вышесказанного, настоящая работа направлена на разработку ИВС, оснащенной, с одной стороны, хранилищем данных (ХД), в котором отражено современное состояние всех объектов ТХ, позволяющей получать от нее справочную информацию, и, с другой стороны, иметь вычислительные и аналитические компоненты для проведения анализа состояния ТХ России.

Постановка задачи

Основу уровня хранения данных ИВС непосредственно составляет ХД. Данные для исследования ТХ имеют сложную несбалансированную иерархическую структуру с множеством горизонтальных связей. Например, все иерархические уровни страны имеют климатические, социально-экономические показатели, справочную информацию и общие показатели производства и потребления, но такие отдельные уровни, как города и области, помимо общей информации, хранят показатели теплоснабжающих систем, источников теплоснабжения и отраслей промышленности. Источники теплоснабжения и отрасли промышленности, содержащие информацию различного типа и логики, могут находиться на одном уровне, но отрасль промышленности должна хранить список всех причастных к ней источников теплоснабжения, аналогичные связи присутствуют между теплоснабжающими системами, источниками теплоснабжения, тепловыми сетями и узлами потребления. Помимо исходных данных, необходимо хранить сформированные

отчеты сложившегося состояния теплоснабжения в регионах и отдельных населенных пунктах, отчеты эффективности работы тепловых источников; результаты проведения обработки, вычислений и анализа данных; историю запросов пользователя к базе данных (БД); группы сформированных пользователем агрегированных данных по различным регионами и по всей стране в целом; геопространственные данные всех территориальных единиц, картографические данные.

Для быстрого доступа к БД с возможностью редактирования, добавления и удаления находящейся в ней информации необходим удобный пользовательский интерфейс, позволяющий визуальнo программировать запросы к БД, с учетом поставленных энергетических задач, для дальнейшего анализа информации, а так же представлять полученную информацию в виде графиков, диаграмм, статистических таблиц и отчетов.

Исходя из вышесказанного, актуальным является решение следующих задач:

- построение модели данных, которая бы позволяла решать практически приближенный к предметной области круг задач, учитывающей специфику инфраструктуры ТХ в целом;
- разработка информационно-аналитического блока, для оценки и прогнозирования состояния ТХ страны;
- разработка пользовательского интерфейса, для табличного и графического представления на разных уровнях территориального деления РФ;

Построение эффективной модели данных для исследований ТХ страны

Данные для исследований ТХ делятся на три группы, рис. 1: субъекты РФ (федеральные округа, края области, автономные области, республики, города федерального

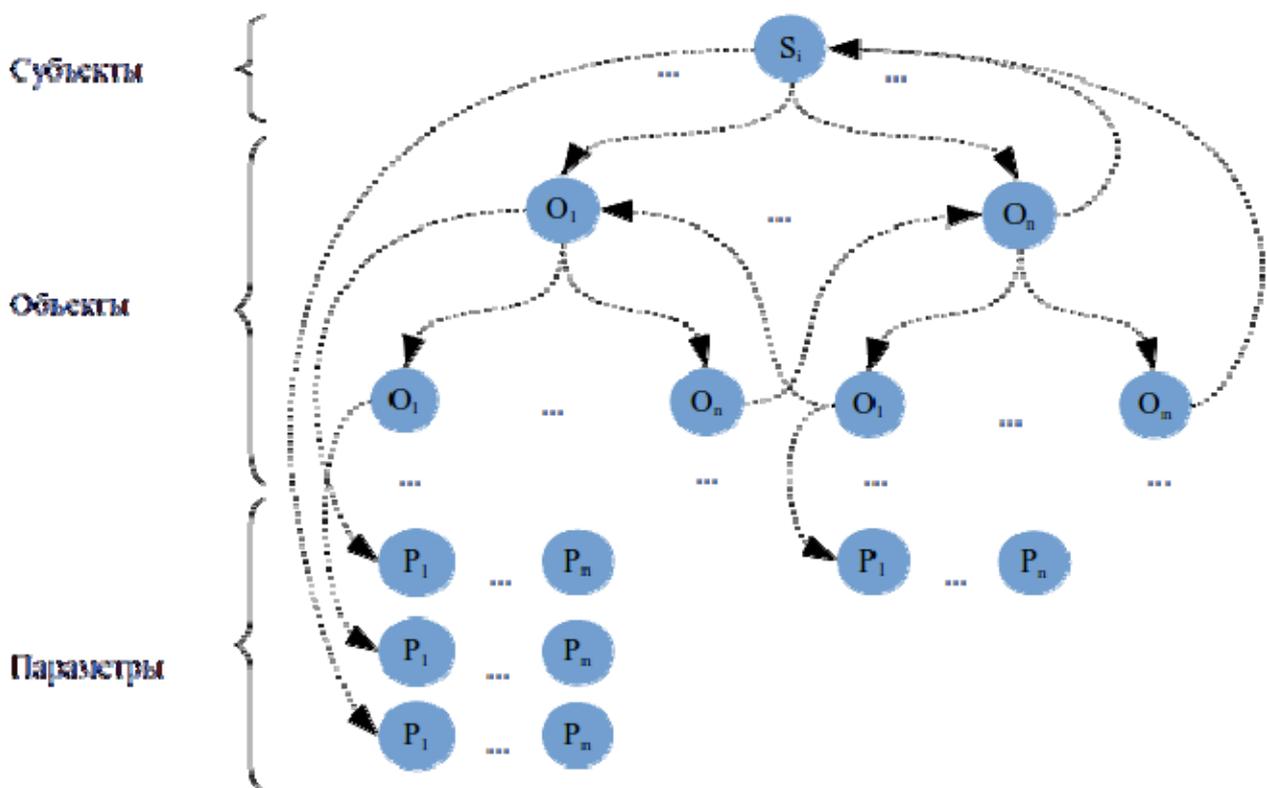


Рис. 1. Общая структура данных для исследований ТХ

значения, районы, города, автономные округа), объекты (отопительные и отопительно-

промышленные теплоэлектроцентрали (ТЭЦ); районные, промышленные, групповые, домовые котельные; индивидуальные источники теплоты; паровые и водяные тепловые сети, конденсаторопроводы и сетевые сооружения; приборы систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а также другие установки, использующие электроэнергию и возобновляемые источники энергии для производства тепла; теплопотребляющие установки промышленных предприятий, отрасли промышленности), параметры (климатические, социально-экономические показатели, параметры оборудования, показатели производства, потребления, узлов потребления, тепловых сетей).

Субъекты и объекты имеют множество параметров, как общих так и различных, поэтому явное описание параметров каждого элемента в логической модели данных является избыточным. Параметры могут изменяться, удаляться, добавляться при многих условиях, что будет приводить к постоянной переработке модели данных и инфраструктуры в целом.

Для решения данной проблемы целесообразно хранить метаданные на уровне логической модели, при этом логика управления данными остается неизменной, что не нарушает работоспособности информационной системы [3]. Реализовать данный принцип возможно с помощью шаблона проектирования структурно-независимых баз данных EAV (Entity, attribute, value — сущность, атрибут, значение), рис. 2.

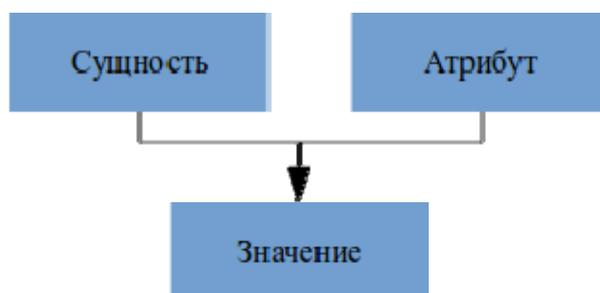


Рис. 2. Шаблон проектирования EAV

Здесь сущность - это субъекты и объекты, атрибут - это параметры субъектов и объектов, а значение - это значение параметров субъектов и объектов. Но данный шаблон не в полной мере отражает структуру данных ТХ, т.к. субъекты и объекты имеют иерархическую структуру со множеством связей. Поэтому необходимо модернизировать шаблон EAV другим шаблоном проектирования СТ (Closure table - таблица связей), разделяющим сущность на три составляющих: сущность, набор связей и параметры связи, рис. 3. Шаблон СТ позволяет строить неограниченное количество взаимосвязанных иерархически структур с горизонтальными связями, классифицировать любой набор сущностей по заданным пользователем параметрам и создавать для сущности любой набор дочерних сущностей.

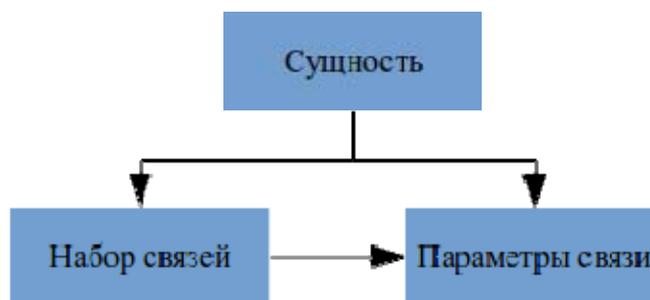


Рис. 3. Шаблон проектирования СТ

Реализация информационно-аналитического блока

Для визуального программирования запросов к БД и дальнейшего анализа полученных данных необходимо отобразить иерархию объектов и субъектов в пользовательском интерфейсе. Такая возможность предоставляет быстрый и удобный доступ к любому уровню или элементу иерархии и их параметрам. Технология объектно-реляционной проекции (ORM) является необходимым инструментарием для реализации данного подхода. ORM - это технология программирования, позволяющая приложениям взаимодействовать с реляционными базами данных, используя для этого высокоуровневые объектно-ориентированные абстракции вместо традиционных представлений о реляционной БД, предоставляя возможность работать с таблицами, полями и связями БД, как с объектами, свойствами и массивами, не отвлекаясь на подробности более низкого уровня, такие, как, например, порядок выборки и сохранения модифицированных данных, генерации уникальных первичных ключей, заполнения полей ссылок для моделирования связей.

С помощью ORM возможно отобразить иерархию объектов и субъектов, имея класс Objects, в котором описываются метаданные таблицы в виде аннотаций и присутствует метод `getObjects()`, возвращающий список экземпляров класса Objects. Таким образом, иерархия строится рекурсивно, используя метод `getObjects()` для перехода от верхнего уровня к нижнему (рис. 4).

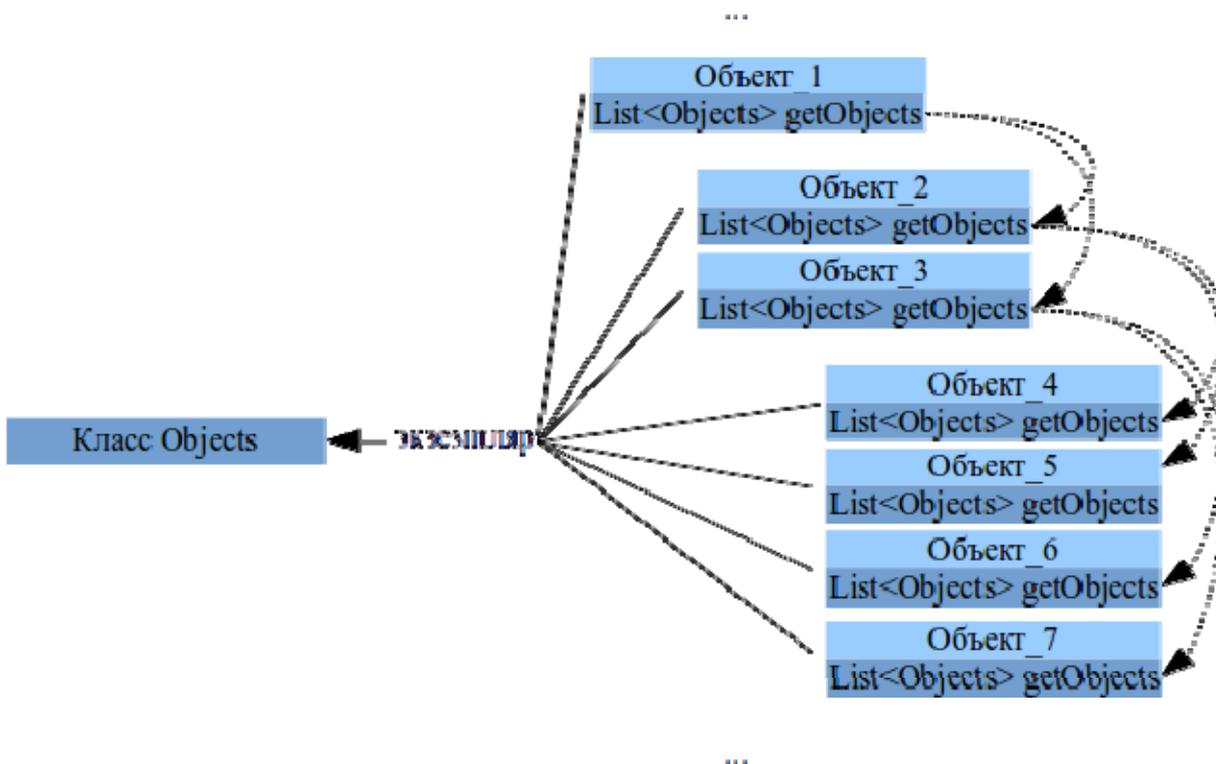


Рис. 4 Схема рекурсивного построения иерархии

Для решения задач информационно-аналитического блока, таких, как интеграция разнородных потоков информации из разных таблиц БД, упорядочение и консолидация поступающей информации, представление ее в удобной форме для пользователей-экспертов ИВС используется OLAP-технология (On-line Analytical Processing - оперативная аналитическая обработка). Так как логическая схема таблиц в БД представлена в виде схемы «снежинка» (рис. 5), где таблицей фактов является таблица Значение, то отсутствует необходимость создавать дополнительную пространственную схему для хранения базовых

данных и агрегатов.

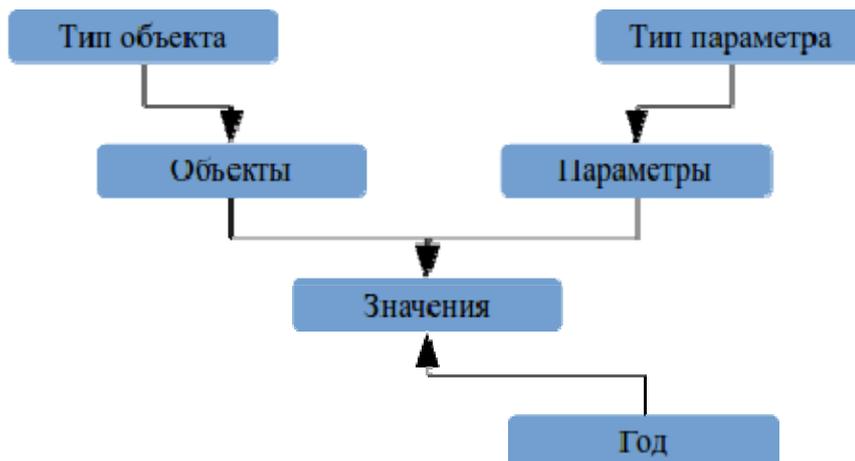


Рис. 5. Схема соединения таблиц БД

Реализация пользовательского интерфейса

Инструментальные средства поддержки хранилища данных реализованы на объектно-ориентированном языке Java (Java Standart Edition) в свободной интегрированной среде разработки Netbeans. В качестве базовой СУБД используется Firebird. Для решения задач объектно-реляционного отображения используется свободное программное обеспечение с открытым исходным кодом Hibernate. ИВС имеет MDI (Multiple Document Interface) интерфейс где каждый компонент, обеспечивающий интерфейс пользователем, представлен отдельным окном внутри интеграционной среды [4].

На рис. 6 представлен многооконный пользовательский интерфейс ИВС. Цифрами выделены окна разных компонентов:

1. Компонент построения независимых иерархических структур.
2. Компонент представления агрегированной информации в виде OLAP-куба.
3. Компонент логирования ИВС.
4. Компонент представляющий панель инструментов для вычислительных операций над различными OLAP-кубами.
5. Компонент для определения параметров запросов.

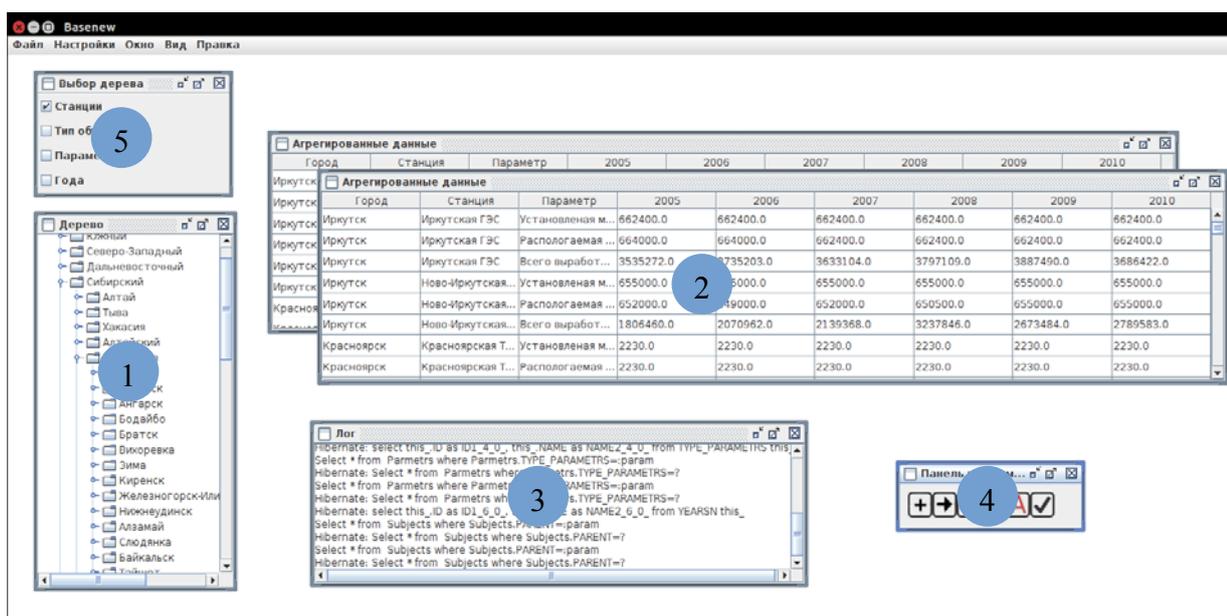


Рис. 6. Многооконный пользовательский интерфейс ИВС

Заключение

Предложен и реализован новый подход к построению модели данных для исследований ТХ, с помощью технологий структурно-независимых баз данных, которые обеспечивают реализацию двух важных системных свойств [3]:

- Многовариантность (за счет возможности изменения конфигурации).
- Целостность (за счет взаимопроникновения механизмов).

Технологии объектно-реляционного представления и оперативной аналитической обработки позволили представить универсальную структуру данных в виде отдельных классов и реализовать систему гибких запросов, что значительно упрощает расчеты, сокращает фактическое время на агрегирование и доступ к данным. Также разработан многооконный пользовательский интерфейс, позволяющий визуально программировать запросы к базе данных. Таким образом, обеспечена возможность обработки и анализа данных, а также представления информации в различных формах (графики, отчеты и т.п.).

Литература

1. Федяева О.Н. Информационно-модельное обеспечение задач перспективного развития систем теплоснабжения и теплофикации регионов: диссертация кандидата технических наук: 05.13.16. — Иркутск, 1995. — 11 с.
2. Федяев А.В., Федяева О.Н. Комплексные проблемы развития теплоснабжающих систем. — Новосибирск: Наука, 2000. — 256 с.
3. Кучеров С.А. Метод конфигурирования динамических баз данных // Технические науки / Известия Южного федерального университета. № 6(155) — Таганрог: ЮФУ, 2014. — С.116-123.
4. Массель Л.В., Болдырев Е.А. Моделирование и разработка современных программных комплексов для исследований энергетики //Вычислительные технологии. – 2002. – Т. 7. – №. 4. – С. 59-70.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КОГНИТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОДУКЦИОННЫХ ЭКСПЕРТНЫХ СИСТЕМ

Д.В. Пестерев

Введение

В лаборатории информационных технологий ИСЭМ СО РАН под руководством Л.В. Массель разработан методический подход к когнитивному моделированию угроз энергетической безопасности (ЭБ) [1]. В общем случае когнитивное моделирование используется для выявления структуры причинно-следственных связей между элементами системы, сложного объекта, составляющими проблемы и т.п. и оценки последствий, происходящих под влиянием воздействия на эти элементы или изменения характера связей [2-3]. А. Г. Масселем предложена методика построения когнитивных моделей, для исследования энергетической безопасности реализованы инструментальные средства его поддержки. Эта методика подразумевает, что анализ и интерпретация когнитивных карт выполняются экспертом-исследователем. Поскольку когнитивную карту можно описать совокупностью продукционных правил (правил типа «Если.... То...»), предложено выполнять преобразование когнитивных карт во фрагменты продукционных баз знаний, что позволит выполнять логический вывод на этих картах с помощью машины вывода продукционной экспертной системы. В статье рассмотрена существующая методика когнитивного моделирования, выполнена постановка задачи, предложен подход к ее решению и обоснован выбор оболочки экспертной системы для реализации поставленной задачи.

Методика когнитивного моделирования

Предложенная Масселем А.Г. методика включает следующие этапы [4-5] :

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.

Для поддержки когнитивного моделирования согласно этой методике разработана библиотека CogMap, ее усовершенствованная версия описана в [6].

На рис. 1 эта методика приведена в нотации IDEF0.

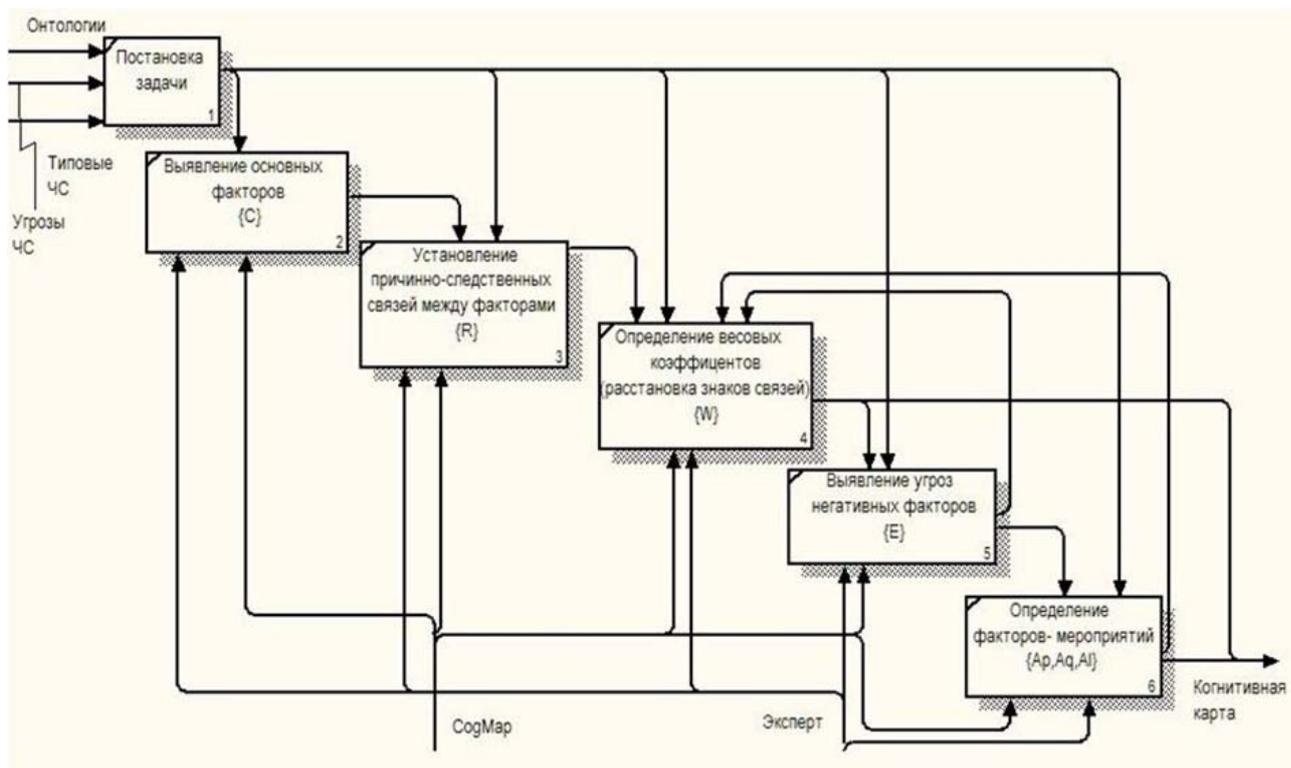


Рис. 1. Методика построения когнитивных моделей в нотации IDEF0

На рисунке 2 приведен пример когнитивной карты (карта Аксельрода). Овальные фигуры – это концепты, стрелки - связи, "+" и "-" – характер влияния одного концепта на другой.

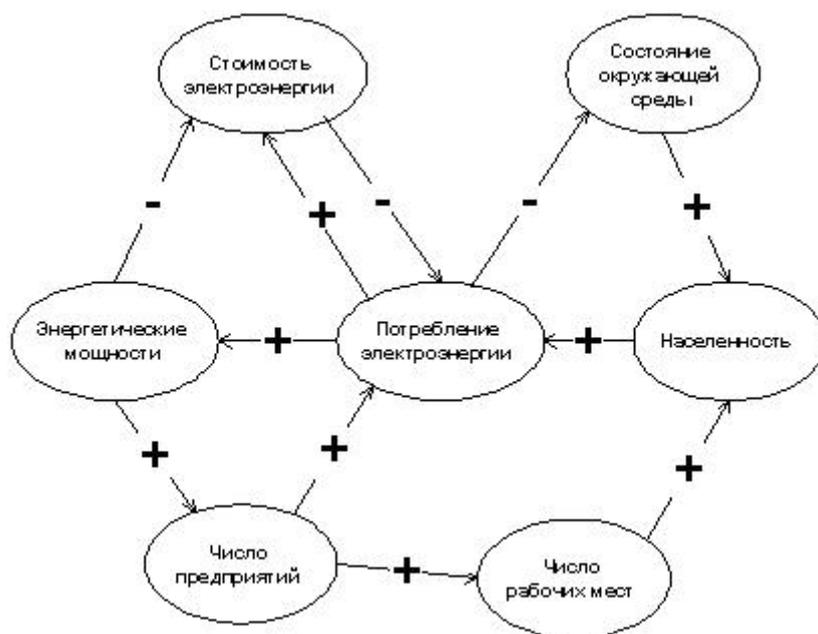


Рис. 2. Пример когнитивной карты

Постановка задачи

Когнитивные карты позволяют отобразить основные концепты и их отношения, связанные с конкретной угрозой ЭБ. Все выводы по взаимовлиянию концептов и развитию ситуаций эксперт-исследователь делает самостоятельно или с привлечением других средств (например, событийного моделирования).

Отношения между концептами можно описать в виде продукционных правил (правил типа «Если... То...»), а эти правила, описывающие конкретную когнитивную карту, 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 карты и выводы на совокупности правил может осуществлять экспертная система, а эксперт-исследователь впоследствии может проанализировать и/или скорректировать эти выводы. Таким образом, создание продукционной базы знаний на основе когнитивных карт позволит выполнять логический вывод на построенных когнитивных моделях, что будет обеспечивать их интерпретацию и способствовать получению новых знаний для обоснования рекомендуемых решений

Цель работы: Разработка принципов и методов построения инструментальных средств интерпретации когнитивных моделей угроз энергетической безопасности с использованием продукционных экспертных систем.

Основные задачи:

1. Анализ предметной области и существующих решений и инструментальных средств.
2. Разработка принципов построения инструментальных средств интерпретации когнитивных моделей угроз энергетической безопасности с использованием продукционных экспертных систем.
3. Обоснование и выбор базовых инструментальных средств для разработки продукционной экспертной системы (ЭС) и разработка структуры продукционной базы знаний в составе ЭС.
4. Разработка алгоритма перехода от когнитивной карты к продукционным правилам, а также разработка правил логического вывода для интерпретации когнитивных карт.
5. Разработка принципов хранения базы знаний ЭС в Репозитории интеллектуальной ИТ-среды.
6. Реализация инструментальных средств интерпретации когнитивных моделей угроз энергетической безопасности с использованием продукционной экспертной системы.

Предлагаемый подход к решению поставленной задачи

Возможны следующие варианты решения поставленной задачи:

- 1) разработка специального языка для лингвистического описания когнитивных карт, а также проектирование и реализация программных средств, обеспечивающих автоматическую трансляцию этого описания в правила базы знаний продукционной системы;
- 2) использование матрицы взаимовлияния концептов для составления правил-продукций;
- 3) интеграция первого и второго вариантов.

Реализация этих вариантов позволит обеспечить автоматический переход от графической когнитивной карты, которую строит эксперт-исследователь, к ее

лингвистическому описанию (нотации когнитивных карт) и далее к формированию продукционных правил.

В простейшем случае связи между концептами определяются знаками «+» или «-», но возможно введение весовых коэффициентов или функций, описывающих эти связи, что также может быть отображено в правилах, поэтому для их правильной интерпретации вначале нужно их адекватное описание, то есть язык описания.

Матрица отношений концептов — форма представления когнитивной карты, в которой указываются связи между концептами, а также характер их влияния. В столбцах матрицы указывают концепты, которые подвержены влиянию, в строках — концепты, которые распространяют влияние. Отношения характеризуются знаками «+» и «-», в случае отсутствия взаимовлияния концептов ставится «0».

Для иллюстрации всего вышесказанного возьмем пример когнитивной карты в области энергетики. На данной когнитивной карте выделены факторы влияющие на добычу газа. Для удобства восприятия для концептов введем обозначение вида « C_i », где i - порядковый номер концепта (рис. 3).

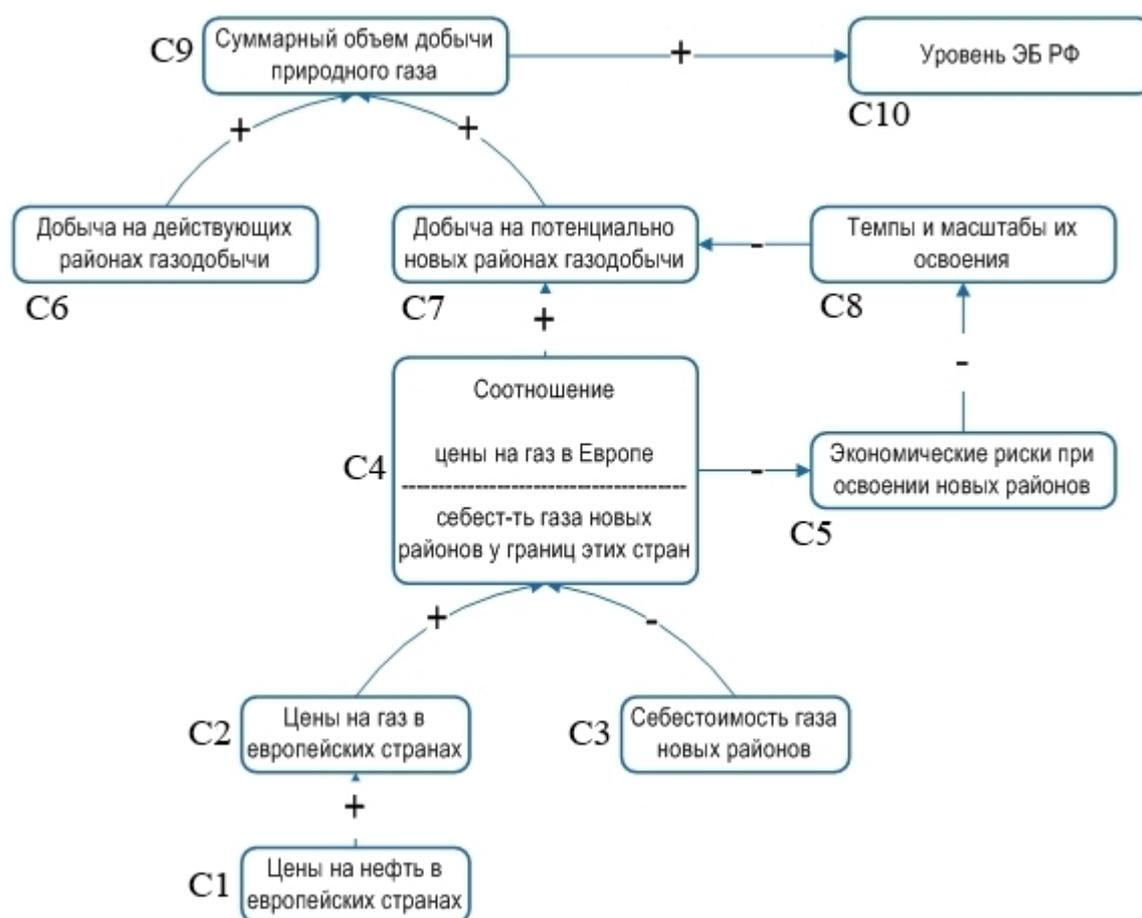


Рис. 3. Факторы влияния для угрозы «Снижение возможностей по добыче газа»

Построим матрицу взаимовлияния концептов для когнитивной карты, приведенной на рис. 3. (табл. 1).

Матрица взаимовлияния концептов когнитивной карты

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
C1	X	+	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	0	X	0	+	0	0	0	0	0	0
C3	0	0	X	-	0	0	0	0	0	0
C4	0	0	0	X	-	0	+	0	0	0
C5	0	0	0	0	X	0	0	-	0	0
C6	0	0	0	0	0	X	0	0	+	0
C7	0	0	0	0	0	0	X	0	+	0
C8	0	0	0	0	0	0	-	X	0	0
C9	0	0	0	0	0	0	0	0	X	+
C10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	X

Ниже представлены перечень правил для когнитивной карты на рис. 3 и лингвистические описания этих правил:

1. Если цена на нефть в Европе растет, то цена на газ в Европе растет.
Лингвистическое описание: Если C1↑, то C2↑
2. Если цены на газ в Европе растут, то отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет.
Лингвистическое описание: Если C2↑, то C4↑
3. Если себестоимость газа новых районов растет, то отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» уменьшается.
Лингвистическое описание: Если C3↑ то C4↓
4. Если отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет, то риски при освоении новых районов уменьшаются.
Лингвистическое описание: Если C4↑ то C5↓
5. Если риски при освоении новых районов растут, то темпы и масштабы их освоения падают.
Лингвистическое описание: Если C5↑ то C8↓
6. Если отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет, то добыча на потенциально новых районах растет.
Лингвистическое описание: Если C4↑ то C7↑.
7. Если темпы и масштабы их освоения растут, то добыча на потенциально новых районах падает.
Лингвистическое описание: Если C8↑ то C7↓.
8. Если добыча на потенциально новых районах растет, то суммарный объем добычи газа растет.
Лингвистическое описание: Если C7↑ то C9↑.
9. Если добыча на действующих районах растет, то суммарный объем добычи газа растет.
Лингвистическое описание: Если C6↑ то C9↑.
10. Если суммарный объем добычи газа растет, то растет уровень ЭБ РФ.
Лингвистическое описание: Если C9↑ то C10↑.

Выбор оболочки продукционной экспертной системы

Для выбора оболочки экспертной системы (ЭС) проведем сравнение наиболее популярных ЭС (табл. 2).

Сравнение оболочек популярных ЭС

	CLIPS	Exsys	CLIPS+JNI	ModelMakerIDE
Интерфейс	Командная строка	Англоязычный GUI	Самостоятельная разработка	GUI
Кол-во правил	Ограничивается производительностью ЭВМ			500000
Способ ввода фактов и правил	Ввод в консоль. Загрузка из файла	Ручной ввод	С помощью процедур из библиотеки. Загрузка из файла	Ручной ввод. Загрузка из файла.

Средства на базе JAVA (ExsysCorvid, JESS) являются более медленными, чем CLIPS6.0. Поэтому CLIPS- лучший на сегодня выбор для работы в реальном времени среди распространяемых свободно оболочек ЭС, разработанных на C++. Для того, чтобы сделать интуитивно понятный интерфейс, с которым смогут работать эксперты, целесообразно использовать механизм Java Native Interface.

ЭС «ModelMakerIDE» имеет интерфейс, который, возможно, будет понятен не всем пользователям. Для того, чтобы эксперты смогли эффективно работать, необходимо будет провести обучение и первое время контролировать их работу [7].

Заключение

В статье поставлена задача интерпретации когнитивных моделей угроз энергетической безопасности с использованием продукционных экспертных систем. Для ее решения предложены несколько подходов. Показана возможность реализации подхода, основанного на совместном использовании матрицы взаимовлияния концептов когнитивной карты и языка лингвистического описания когнитивных карт.

Выполнен анализ оболочек наиболее распространенных ЭС и выбрана наиболее удобная и подходящая для нашей задачи оболочка: CLIPS 6.0.

Решение поставленной задачи и реализация программных средств автоматизации преобразования когнитивных карт в правила продукционной ЭС позволят выполнять логический вывод на построенных когнитивных моделях, что будет обеспечивать их интерпретацию и способствовать получению новых знаний для обоснования рекомендуемых решений области ЭБ.

Благодарности

Работа выполнена при частичной поддержке грантов РФФИ № 14-07-31268, № 13-07-00140, № 15-07-01284, № 15-57-04074 Бел_мол_а.

Литература

1. Массель Л.В. Применение онтологического, когнитивного и событийного моделирования для анализа развития и последствий чрезвычайных ситуаций в энергетике / Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. - №2.- 2010. - С. 34-43.
2. Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка принятия решений.- М.: СИНТЕГ, 1998.-376 с.
3. 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.
4. Массель А.Г. Методологический подход к организации интеллектуальной поддержки исследований проблемы энергетической безопасности / «Информационные технологии». –№9. – 2010. – С. 32-36.
5. Массель А.Г. Когнитивный подход в исследованиях проблем энергетической безопасности России / Когнитивный анализ и управление развитием ситуации (CASC'2011): Труды IX Международной конференции (14-16 ноября 2011 г., Москва). – М.: ИПУ РАН, 2011. – С. 224-228.
6. Массель А.Г., Копайгородский А.Н., Паскал К.К. Применение системы когнитивного моделирования в исследованиях проблем энергетической безопасности // Вестник ИрГТУ. - № 10 (69). - 2012 - С. 29-33.
7. НОУ "Интуит". Лекция 7: Практическая разработка экспертных систем в системе CLIPS [Электронный ресурс]: интернет-университет. Москва. Режим доступа : <http://www.intuit.ru/studies/courses/46/46/lecture/1380?page=3>

ТЕХНОЛОГИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБРАБОТКИ ФОРМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОТЧЕТНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕМЕНТОВ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА

И.Л. Трофимов

Введение

Большое значение для оценки функционирования теплоснабжающих систем имеет анализ технико-экономических показателей их работы, места расположения, учитывающие климатические условия, состояние оборудования, изменения тепловых нагрузок и т.д. Такая информация содержится в ежегодных формах статистической отчетности 11-ТЭР, 6-ТП, 1-ТЭП и других документах, как в бумажном, так и в электронном виде.

Любая из форм статистической отчетности описывает работу различных теплоснабжающих систем, фактически расположенных в субъектах РФ. Каждый изучаемый объект уникален и имеет набор своих показателей, которые могут быть распределены по различным таблицам. За разные годы могут изменяться сами статистические формы, названия объектов и прочее. Поскольку существуют определенные трудности обработки форм статистической отчетности, обусловленные как внешними, так и внутренними факторами, необходимо представлять информацию в универсальном виде, который не зависит от изменений в структуре данных [1].

Для эффективного распределения информации в базе данных (БД) требуется предварительный анализ статистических форм, с целью выявления общих свойств и закономерностей параметров объектов. Тем самым большое количество различных типов информации, определяемых особенностями каждой из статистических форм, приводится к единой универсальной структуре: класс (тип) объекта – объект – параметр – значение.

Для выявления общих свойств и закономерностей параметров объектов необходимо применить алгоритм, который сначала будет анализировать предоставленные данные, осуществляя поиск определенных закономерностей и тенденций, а затем распределять полученные данные по группам, тем самым определяя схожие элементы.

Такие алгоритмы относятся к числу алгоритмов интеллектуального анализа данных, наиболее подходящими из них являются алгоритмы кластеризации.

Кластерный анализ – многомерная статистическая процедура, выполняющая сбор данных, содержащих информацию о выборке объектов, и затем упорядочивающая объекты в сравнительно однородные группы [2]. Термин *кластерный анализ* (впервые ввел Трюон в 1939 году) в действительности включает в себя набор различных алгоритмов классификации свойств объектов. Общая задача кластерного анализа состоит в том, как организовать наблюдаемые данные в наглядные структуры – распределить объекты по кластерам.

Однако следует понимать, что кластерный анализ определяет наиболее значимое решение. Поэтому контрольная проверка соответствия объектов друг другу должна подтверждаться человеком.

1. Технология автоматизации ввода данных

Ввод данных в БД – один из самых важных и самых трудоемких этапов организации программных систем. Практически любые технологии ввода данных довольно трудоёмки, кроме того, всегда имеется вероятность, что в результате выбора структуры базы данных подключение аналитических модулей будет затруднено или вообще невозможно.

Можно охарактеризовать три типа ввода информации:

- Автоматический ввод – тип ввода, в соответствии с которым считывание данных с внешнего носителя и запись их в память компьютера осуществляется под управлением специальной программы, которая также настраивает и запускает остальную часть системы без участия человека;
- Ручной ввод – наименее автоматизированный метод ввода данных с использованием операций клавиатурного ввода пользователем;
- Полу-автоматизированный, или смешанный ввод – использование данного метода направлено на максимально возможное уменьшение степени участия человека, и трудоёмкости выполняемых им операций, но в то же время – оставление за ним права принятия наиболее ответственных решений.

Автоматические технологии ввода данных применяются при наличии возможности, однако и в этом случае не исключена значительная доля ручного труда. Автоматический ввод часто создает проблемы последующей коррекции и редактирования, поэтому чаще используется "полу-автоматизированная" технология, когда наиболее ответственные шаги программы контролируются опытным оператором. Кроме того, к исходным документам, предназначенным для автоматизированного ввода, должны предъявляться определенные требования (формат таблиц, единая нумерация, количество столбцов и т.д.), что для большинства существующих статистических данных подразумевает значительные подготовительные работы. Подготовка исходных данных к единому формату может сократить расходы и время, необходимые на этапе ввода данных в БД ИВС. Исходные данные могут иметь различные статистические формы, за разные годы, поэтому для эффективного совместного использования в одной базе данных они должны быть приведены к единой системе представления.

В общем виде, основные аспекты процесса автоматизации ввода данных в БД можно вынести в таблицу.

Таблица

Основные аспекты процесса автоматизации ввода данных в БД

Аспект	Пользователь
Эффект	Повышение эффективности работы с информацией Упрощение взаимодействия и координации работы пользователей Возможность контролировать качество данных Возможность многократного использования системы для различных типов и форм данных
Затраты	Время на обучение и разработку
Проблемы	Трудоёмкость ввода различных форм данных Стандартизация структуры БД

С точки зрения пользователя необходимо иметь удобный инструмент, повышающий эффективность его работы. Один из важных аспектов эффективности – свести к минимуму множество монотонной работы и решение мелких задач и сосредоточиться на выполнении основного проекта [3].

Организационная система автоматизированного ввода данных в общем случае представляется в виде трёх процессов:

- Прежде всего, нужно решить, какие параметры будут использоваться «на выходе», т.е. какие задачи в результате будут решаться, с какими показателями, для кого и т.д. Тем самым необходимо отсортировать исходные материалы еще до начала ввода, и определить структуру БД, в которой эти данные будут расположены.
- Затем определяются параметры «входа», т.е. проводятся анализ и детальное изучение источников данных (особенности государственной статистики, формы данных, проблемы). Также здесь важно учитывать и возможное изменение параметров внешней среды (экономической, политической).
- Последними исследуются параметры процесса, преобразующего «сырые» данные в готовый стандартизированный вид для последующего использования. В этом процессе рассматриваются различные алгоритмы и технологии преобразования данных.

Данные процессы представляют собой технологию черного ящика – когда имеются входные и выходные параметры, а также сам процесс преобразования данных – внутреннее содержание черного ящика, который лишь преобразует данные из одного вида в другой, распределяет их по определенным структурам и т.д. Внутри черного ящика могут использоваться различные алгоритмы преобразования данных. При этом внешняя система никак от него не зависит [4].

2. Подсистема массовой загрузки данных

Одним из таких «черных ящиков» является подсистема ETL (extract, transform, load – извлечение, преобразование, загрузка), которая отвечает за массовую загрузку данных в БД. В подсистеме ETL производится считывание данных из статистических таблиц, распределение их по группам-кластерам со схожими свойствами, идентификация объектов внутри каждой группы, верификация данных и запись в структуру БД, рис. 2.

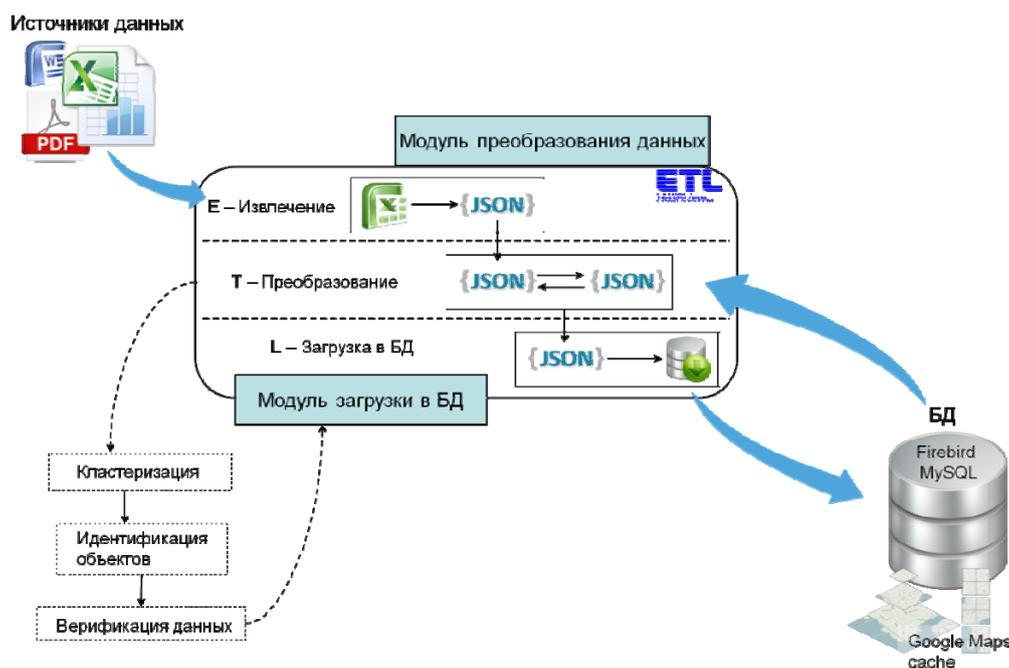


Рис. 2. Функциональные блоки ETL

Этапы автоматизированного ввода:

1. Извлечение данных из статистической формы в массив JSON [5].
2. Преобразование, обработка массива данных:
 - a) кластеризация – распределение объектов массива по группам-кластерам на основании схожести их характеристик, параметров и свойств;
 - b) указание типа данных – классификация (определение вида вводимой статистической формы на основании заданных в программе шаблонов);
 - c) выборка данных из БД, соответствующих указанному выше типу;
 - d) идентификация объектов, путем сопоставления, перебора значений параметров объектов в полученных массивах;
 - e) верификация данных – проверка целостности и достоверности полученной информации.
3. Загрузка данных в БД.

2.1 Кластеризация, распределение объектов по группам

Задача кластеризации – разбиение имеющегося множества объектов данных на подмножества таким образом, чтобы элементы одного подмножества существенно отличались по некоторому набору свойств от элементов всех других подмножеств.

В общем случае кластерный анализ предполагает следующие моменты:

1. Отбор выборки для кластеризации. Подразумевается, что имеет смысл кластеризовать только количественные данные.
2. Определение признакового пространства (множества параметров, свойств объекта), по которым будут оцениваться объекты теплоэнергетики при выборках.
3. Вычисление значений той или иной меры сходства (или различия) между объектами.
4. Применение метода кластерного анализа для создания групп сходных объектов.
5. Проверка достоверности результатов кластерного решения – верификация.

Типы входных данных:

- Признаковое описание объектов. Каждый объект описывается набором своих характеристик – показателей работы, параметров и т.д. Параметры могут быть как числовыми, так и текстовыми.
- Матрица сходства между объектами. Учитываются параметры различных типов объектов.

Математическое определение метода кластеризации (k-means) [6]:

Пусть X – множество объектов, Y – множество номеров (имён, меток) кластеров. Задана функция сходства между объектами $\rho(x, x')$. Имеется конечная обучающая выборка объектов $X^{200} = \{x_1, \dots, x_{200}\} \in X$. Требуется разбить выборку на непересекающиеся подмножества, называемые *кластерами*, так, чтобы каждый кластер состоял из объектов, близких по метрике ρ – набором одинаковых параметров, а объекты разных кластеров существенно отличались. При этом каждому объекту $x_i \in X^{200}$ приписывается номер кластера y_i .

Алгоритм кластеризации – это функция $\alpha: X \rightarrow Y$, которая любому объекту $x \in X$ ставит в соответствие номер кластера $y \in Y$. Множество Y в некоторых случаях известно заранее, однако чаще ставится задача определения оптимального числа кластеров, с точки зрения того или иного *критерия качества* кластеризации.

2.2. Применение элементов кластеризации

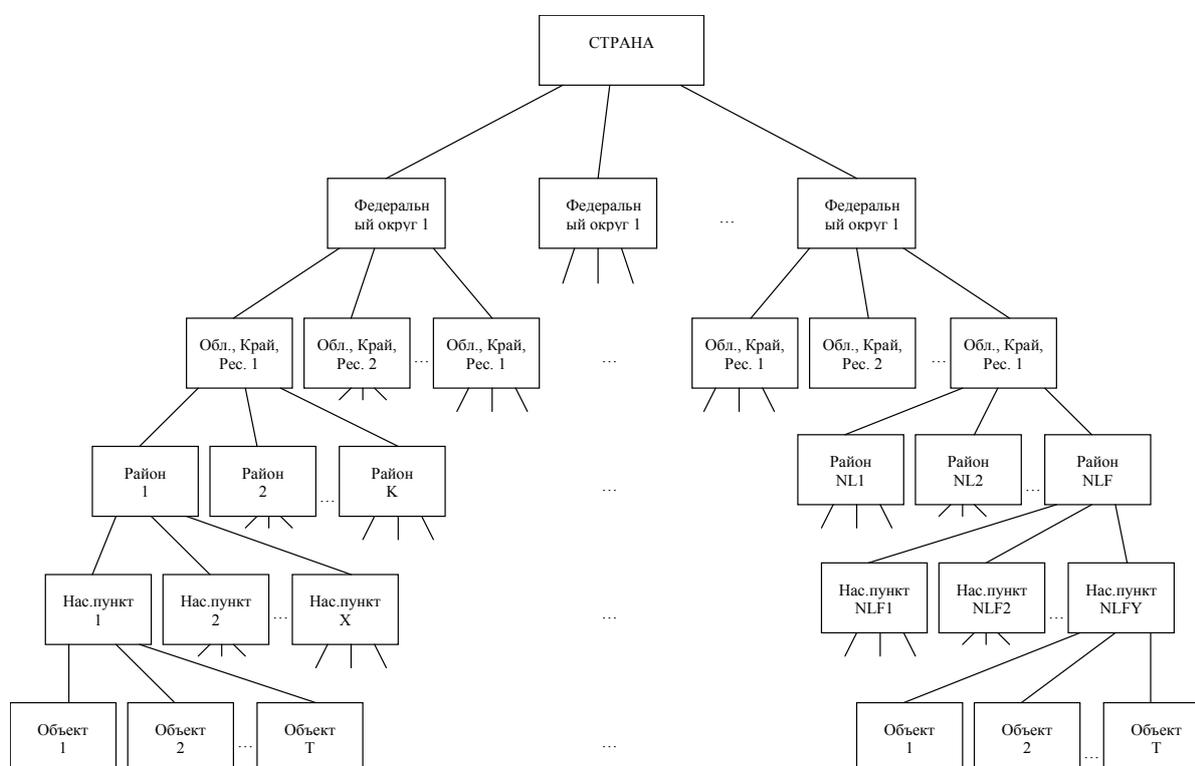
Одной из основных проблем автоматизированного ввода является определение принадлежности вводимых объектов к определенным группам, видам или типам.

Например, в одной и той же статистической таблице находится информация по субъектам РФ и по тепловым станциям.

Задачей алгоритма кластеризации в данном примере будет распределение данных по различным типам групп-кластеров: 1-я группа – субъекты РФ, 2-я группа – объекты, теплоисточники. На следующем шаге алгоритм может разделить 2ой кластер по различным типам теплоисточников: 1-я группа – ТЭЦ, 2-я группа – ГЭС и т.д.

В конечном итоге поступившая из статистической формы информация должна быть распределена по группам «родственных» по свойствам элементов, отличающихся от элементов в других группах по виду или типу изучаемого объекта.

В общем виде информацию в базе данных ИВС можно представить в виде иерархии изучаемых объектов, рис. 3. Разделяются административно-территориальные деления РФ: Федеральные округа, субъекты РФ (области, края, республики) и муниципальные образования. На самом нижнем уровне объектами являются тепло- и электрогенерирующие предприятия, также разделяемые по типам и видам оборудования (ТЭЦ, ГЭС и прочие), рис. 3.



2.3. Задача идентификации объектов

Идентификация в информационных системах – процедура, в результате выполнения которой для объекта идентификации выявляется или ему присваивается индекс – уникальный идентификатор, однозначно идентифицирующий этот объект в БД. Поскольку в БД уже содержатся некоторые объекты энергетики за прошлые годы, при вводе новых данных необходимо однозначно идентифицировать их относительно уже существующих, и только после этого можно записывать новые значения.

Точность информации определяется несколькими факторами. В первую очередь, это собственно ошибки в статистических формах, например, изменение наименования станции иногда влечет за собой неверное присвоение ей параметров другой станции. Значительные ошибки могут возникать и при ручном вводе, например из-за невнимательности оператора [7].

Реализуемый автором алгоритм включает в себя процедуру идентификации или распознавания объектов в статистических формах за разные годы, которая проверяет новый объект на соответствие уже существующим объектам в БД, используя сопоставление набора новых показателей объекта с имеющимися в БД за прошлый год (рис. 4).

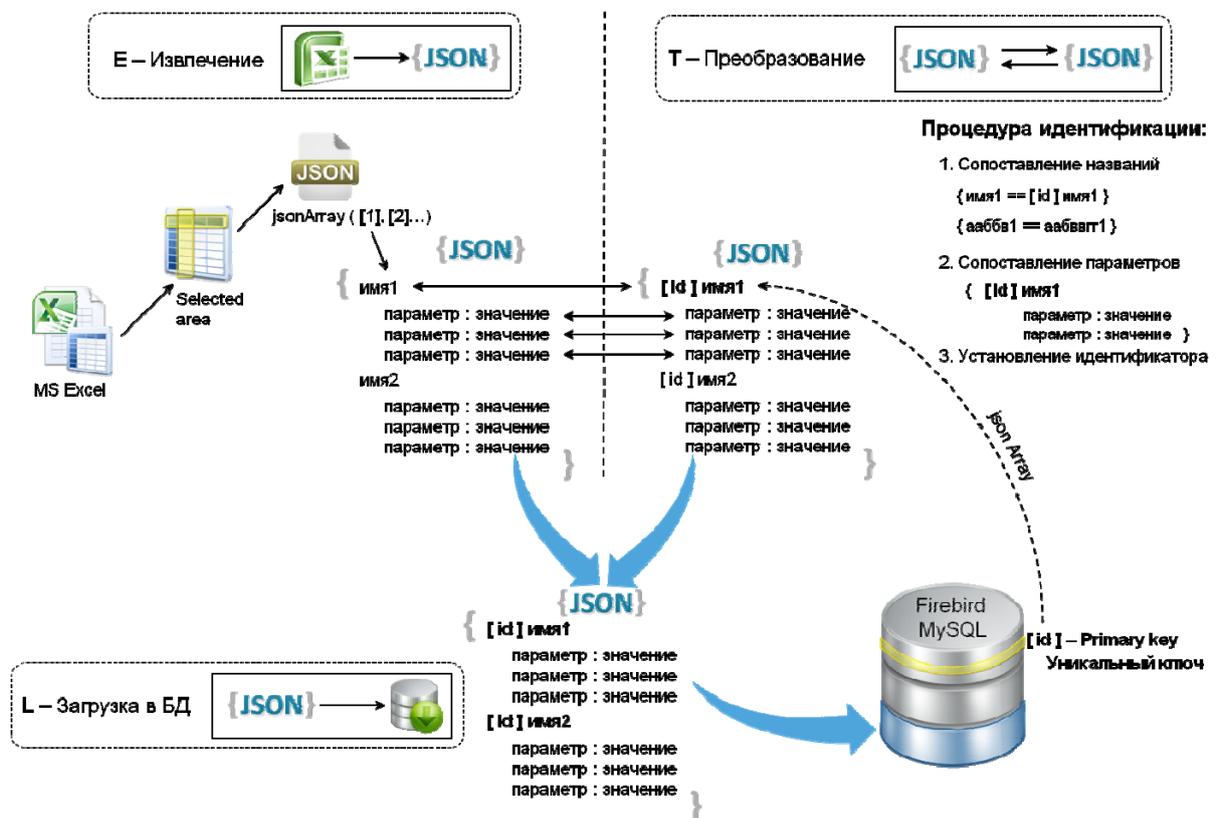


Рис. 4. Процедура идентификации объектов в формате JSON

При этом сравниваются не все подряд объекты, а только соответствующие группы, т.е. те типы объектов, которые были определены и сформированы на этапе кластеризации. В случае, когда значения объектов совпадают на 100%, новому объекту автоматически присваивается уникальный номер соответствующего ему объекта из БД. Если же программа не может однозначно определить, тот это объект или нет, либо это может быть новый объект, то она предоставляет всю собранную по нему информацию на рассмотрение пользователю – эксперту, который должен будет принимать

окончательное решение. В этот момент подсистема ETL переходит на этап верификации – проверки, уточнения данных.

2.4. Верификация данных

Последнее решение перед загрузкой данных в БД в любом случае должно оставаться за человеком. На данном этапе необходим обязательный контроль оператора – эксперта в данной области исследований, который может одобрить операцию добавления или перепроверить данные, используя альтернативные источники с дополнительной информацией по вводимому объекту. Здесь возможно использование имеющихся справочников, визуальный анализ, или использование данных из Интернет.

Этот этап принятия итогового решения очень важен, и от ошибок может зависеть целостность базы данных и достоверность хранящейся в ней информации. По этой причине полная автоматизация процесса массовой загрузки не целесообразна, поскольку программа не может и не должна самостоятельно принимать столь ответственные решения.

После того, когда данные прошли через процедуру идентификации, присваивающую уникальный идентификатор каждому объекту, необходимо подтверждение соответствия новых данных с уже имеющимися данными в БД. Эта процедура называется *верификацией* – проверки, уточнения данных. Перед окончательной загрузкой в БД необходимо обоснованное подтверждение того, что установленные новые параметры соответствуют данному объекту.

Верификация объектов это очень ответственный этап, от результата которого зависит истинность и целостность информации в ИВС. Попадая на этот этап, программа предоставляет оператору право на подтверждение дальнейших действий. Если же данные нуждаются в уточнении, то программа предоставляет оператору возможность отредактировать или изменить входящую информацию. Только после подтверждения подсистема загрузки данных переходит к завершающему этапу – непосредственному переносу и распределению данных в конечной реляционной модели данных.

Заключение

Автором предложен новый подход к решению проблемы анализа и обработки большого объема информации в области теплоэнергетики, основанный на современных информационных технологиях. Разработаны основные компоненты информационно-вычислительной системы для решения задач развития теплового хозяйства России. Рассмотрены проблемы, возникающие при автоматизации ввода и обработки статистических форм.

Предложенная автором технология автоматизированного ввода данных значительно увеличивает эффективность работы оператора, сокращает фактическое время на составление прогнозов в энергетике, позволяет повысить достоверность результатов и уменьшить множество монотонной работы при обработке статистических форм.

Особенностями предложенной автором технологии автоматизированного ввода данных являются:

- 1) применение элементов кластерного анализа для распределения входящей информации по группам изучаемых объектов;
- 2) процедура идентификации, определяющая соответствие вновь введенного объекта с уже имеющимся объектом в БД;
- 3) процедура верификации и проверки данных.

Разработанная автором технология автоматизированного ввода статистической информации по ТХ страны, повышает эффективность обработки слабоструктурированных данных, их запись и хранение в стандартизированном виде.

Литература

1. И. Л. Трофимов / Методические принципы построения Информационно-вычислительной системы с использованием метаданных для формирования запросов к базе данных по Тепловому хозяйству страны / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 43 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 215-224.
2. Компания «StatSoft». Электронный учебник по статистике. / Кластерный анализ. URL: <http://www.statsoft.ru/home/textbook/modules/stcluan.html>, дата обращения: 15.02.2015г.
3. Система «Apler Quick Print» / Зачем нужна автоматизация. URL: <http://www.apler.ru/content/view/36/63/>, дата обращения: 28.01.2014г.
4. В. И. Гладкий / ГИС технологии. Ввод данных. URL: <http://kadastrua.ru/gis-tekhnologii/206-vvod-dannykh.html>, дата обращения: 05.02.2014г.
5. Tim Bray / JSON Redux AKA RFC7159. URL: <https://www.tbray.org/ongoing/When/201x/2014/03/05/RFC7159-JSON>, 5 March 2014.
6. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. / The Elements of Statistical Learning: Springer, 2001.
7. И.Л. Трофимов, Е.С. Сахаровский / Технология обработки и анализа данных по тепловому хозяйству России с использованием Информационно-вычислительной системы / Труды XVI Байкальской Всероссийской конференции. Том II. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – С. 25-34.

МЕТОДИКА ИНТЕГРАЦИИ СОБЫТИЙНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И БАЙЕСОВСКИХ СЕТЕЙ ДОВЕРИЯ В ИССЛЕДОВАНИЯХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В.О. Тюрюмин

Введение

В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ведутся комплексные исследования систем энергетики, важную роль в которых играют исследования проблем энергетической безопасности (ЭБ). Эти исследования подразумевают проведение анализа причин реализации, вариантов протекания и способов ликвидации угроз ЭБ – условий и факторов, создающих экстремальные ситуации в системах энергетики. Ранее коллективом, в котором работает автор¹, была предложена двухуровневая технология исследований проблем ЭБ, включающая методы и средства онтологического, когнитивного, событийного и вероятностного (на основе байесовских сетей доверия) моделирования [1]. В статье рассматривается интеграция событийного и вероятностного подходов к анализу угроз ЭБ, как дальнейшее развитие предложенной технологии исследований проблем ЭБ. Предполагается, что это приведет к повышению эффективности этапа качественного анализа и выявлению наиболее правдоподобных сценариев развития событий в системе за счет объединения сильных сторон, присущих каждому из подходов, и устранения их недостатков.

Событийное моделирование и байесовские сети доверия

Под *событийным моделированием* понимается построение поведенческих моделей, причем в качестве объектов моделирования могут выступать как люди, так и технические объекты. Сущность событийного метода моделирования заключается в отслеживании на модели последовательности событий в том же порядке, в каком они происходили бы в реальной системе. Задаваемые моделью последовательности реализации событий – цепочки событий – описывают сценарии реакции системы на возникновение инициирующего события, стоящего в начале цепочки.

Реализация каждого события может быть ассоциирована с выполнением какой-либо вычислительной процедуры – в таком случае событийная модель служит для управления вычислительным процессом. Вычисления выполняются только для тех моментов времени и тех частей (процедур) модели, к которым относятся совершаемые события. Это означает, что обращения на очередном такте моделируемого времени осуществляются только к тем элементам, на входах которых в этом такте произошли изменения.

Методический подход к событийному моделированию в исследованиях энергетической безопасности предполагает использование аппарата Joiner-сетей (Joiner-Nets – JN) для формального описания событийных моделей. Аппарат JN является одной из разновидностей алгебраических сетей, предложенной проф. МФТИ Л.Н. Столяровым и развиваемой его учениками [2]. JN можно рассматривать как

¹ Лаборатория Информационных технологий в энергетике ИСЭМ СО РАН, возглавляемая д.т.н. Л.В. Массель

расширение сетей Петри, ориентированное на построение поведенческих моделей. В основе теории JN лежит описание логики взаимодействия асинхронных процессов в виде набора пусковых и флаговых функций, состоящих из произвольных булевых функций, что является особенностью аппарата JN.

Байесовская сеть доверия (БСД) – это графическая модель вероятностных и причинно-следственных отношений в наборе переменных [3, 4]. Она описывается направленным ациклическим графом, вершины которого представляют переменные, а ребра показывают условные зависимости между ними. Суть рассуждений в байесовской сети – апостериорный или байесовский вывод: в систему поступает информация о том, что события, соответствующие тем или иным ее узлам, произошли и нашей задачей становится – оценить, как изменилась вероятность событий, соответствующих другим узлам [5].

Совместное использование событийных моделей и байесовских сетей доверия

На этапе проведения качественного анализа угроз ЭБ при событийном моделировании исследователь получает множество сценариев развития событий в системах энергетики. При формировании списка событий в событийной модели может возникнуть проблема недостатка информации о вероятности наступления тех или иных событий и состоянии объектов, связанных с ними. Указанные обстоятельства позволяют сделать вывод о целесообразности совместного использования методов и средств событийного и вероятностного моделирования на основе БСД в рамках двухуровневой технологии исследований проблем ЭБ для более детального анализа угроз ЭБ.

Так, событийные модели дополняются вероятностной информацией и экспертными оценками состояния описываемых в моделях объектов. Вместе с тем, переход от событийных моделей к БСД не является тривиальной задачей. Объясняется это тем, что в событийных моделях связи между концептами несут в себе информацию о последовательности изменений в них, то есть информационный сигнал переходит от инициирующего события к следствиям. В отличие от этого механизма, в БСД эта связь реализуется опосредованно, через различные показатели ТЭК, на которые оказывают влияние различные возмущения.

В работе [6] были предложены варианты совместного использования событийных моделей и БСД, различающиеся по своему назначению, поскольку БСД позволяют решать как диагностические, так и прогностические задачи. В основу этих вариантов положен принцип непосредственного сопоставления концептов моделей, т.е. события трактуются как факты изменения переменных исследуемой системы, а связи между событиями отражают связи между переменными в БСД. Таким образом, изменение некоторой характеристики объекта системы (или воздействующего на него явления), связанное с определенным событием в событийной модели, означает получение свидетельства для соответствующего ему узла в БСД. Ниже описаны предложенные варианты совместного использования моделей.

Решение диагностических задач при исследовании угроз ЭБ. К таким задачам относятся:

1. Оценка возможных причин реализации угрозы или чрезвычайной ситуации (ЧС).
2. Оценка необходимых значений мероприятий по обеспечению ЭБ.
3. Оценка масштабов реализации угрозы.

Автором предлагается для решения задач 2 и 3 (см. выше) при таком варианте совместного использования моделей использовать значения индикаторов уровня ЭБ как

целевые показатели БСД (в оригинальной работе [6] в рамках рассматриваемого варианта они не использовались).

Также необходимо отметить, что для рассматриваемого варианта совместного использования семантических моделей лучше подходят событийные модели, описывающие ход развития событий, предшествующих реализации угроз ЭБ благодаря использованию возможностей сходящейся блокировки в БСД, особенно при оценке необходимых значений превентивных мероприятий по обеспечению ЭБ (рис. 1).



Рис. 1. Фрагмент событийной карты, описывающий причины реализации угрозы ЭБ

Ввиду того, что при решении диагностических задач ход рассуждений в БСД осуществляется от следствий к причинам, в то время как событийная модель описывает распространение возмущений в системе в ответ на возникновение инициирующих событий (ход – от причин к следствиям), становится возможным для проведения экспериментов использовать событийную модель, не содержащую информацию об изменениях тех или иных показателей объектов или явлений системы. В этом случае событийная модель используется для генерирования структуры БСД, с которой впоследствии и проводятся эксперименты.

Решение прогностических задач при исследовании угроз ЭБ. К таким задачам относятся:

1. Оценка вероятных последствий реализации угрозы или ЧС.
2. Оценка эффекта от мероприятий по обеспечению ЭБ.

Событийные модели могут быть дополнены индикаторами (например, отношением величины суммарной располагаемой мощности электростанций к максимальной электрической нагрузке), которые отражают изменения основных показателей ТЭК в ответ на реализацию событий (с учетом текущих значений переменных). Значения показателей рассчитываются с помощью БСД, связанной с этой событийной моделью. Связи между переменными этой БСД устанавливаются на основе дополнительной информации о взаимосвязях событий и базовых показателей ТЭК. Эта дополнительная информация может вводиться исследователем как вручную, так и из специально разработанной базы прецедентов.

Для рассматриваемого варианта совместного использования семантических моделей лучше подходят событийные модели, описывающие реакцию системы в ответ на возникновение одного или нескольких инициирующих событий (рис. 2а), особенно при решении задачи оценки их вероятных последствий (рис. 2б).

Предлагается методика совместного использования событийных моделей и БСД для анализа угроз ЭБ, включающая следующие этапы:

1. Постановка задачи. Определяется объект моделирования, формулируются цели и задачи моделирования, выбирается уровень детализации событийной модели.
2. Выявление индикаторов энергетической безопасности, используемых в индикативном анализе ЭБ, если это требуется в рамках решаемой задачи.
3. Формирование множества значимых событий в соответствии с постановкой задачи. В эту группу входят события, реализующие угрозы ЭБ, а также превентивные и ликвидационные мероприятия.
4. Построение событийной карты и Joiner-сети для нее.

5. Сопоставление событиям модели качественных или количественных изменений характеристик ТЭК.
6. Получение множества сценариев развития событий.
7. Генерирование структуры БСД для каждого сценария, полученного на предыдущем шаге.
8. Задание таблиц условных вероятностей.
9. Проведение экспериментов на БСД в соответствии с выделенными целями моделирования.

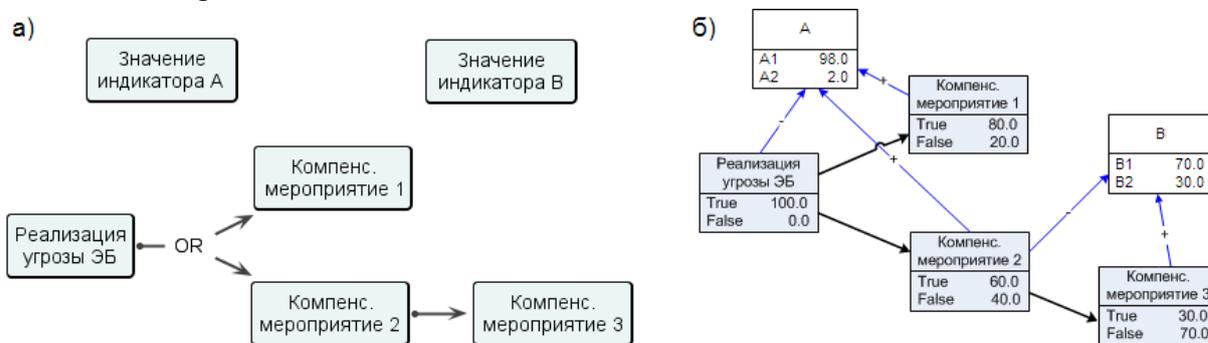


Рис. 2. Фрагмент событийной карты (а) и построенная для него БСД (б), описывающие следствия реализации угрозы ЭБ

Интеграция инструментальных средств событийного и БСД-моделирования с использованием предлагаемой методики

В ИСЭМ СО РАН, в рамках работ над созданием интеллектуальной ИТ-среды для исследований проблем ЭБ [5] были реализованы программные средства поддержки событийного и БСД-моделирования в виде библиотек EventMap, JavaJN и BayNet с обеспечением требования их концептуального единства. В то же время, существует проблема интеграции этих средств, обусловленная слабой формализацией перехода от одних типов моделей к другим. Для решения этой проблемы требуется модифицировать существующие инструментальные средства поддержки событийного и вероятностного моделирования, а именно: EventMap дополняется подсистемами внесения и передачи информации об изменениях характеристик объектов в системах энергетики в библиотеку построения Joiner-сетей JavaJN; BayNet дополняется подсистемой импорта событийных моделей для генерирования структуры БСД и извлечения информации из них об объектах ТЭК.

Как уже было отмечено ранее, реализация каждого события может быть ассоциирована с выполнением какой-либо вычислительной процедуры. При этом в ходе работы такой процедуры могут выполняться заранее заданные операции, такие, как: извлечение информации об индикаторах ЭБ и установление их взаимосвязей с концептами событийных моделей из специальной базы, расчет изменений характеристик, ассоциированных с тем или иным событием, а также передача этих данных инструменту поддержки вероятностного моделирования.

Для осуществления выполнения вышеописанных процедур автором предлагается, наряду с разработкой подсистем внесения и передачи информации между библиотеками EventMap, JavaJN и BayNet использовать специальную программу – JN-Редактор, которая могла бы предоставить широкие возможности для задания процедур, связанных с некоторым JN-элементом. Прототип такой программы был разработан ранее в Лаборатории Информационных технологий в энергетике (Копайгородский А.Н., Аршинский В.Л.).

В рамках предлагаемой методики совместного использования событийного и БСД-моделирования исследователь, после проведения этапов постановки задачи, определения состава индикаторов в моделях и формирования списка значимых событий, средствами библиотеки событийного моделирования EventMap осуществляет построение базовой событийной карты и Joiner-сети для нее (для этого используется библиотека JavaJN), а также получает множество сценариев развития событий. При этом используется подсистема внесения информации о характеристиках объектов ТЭК для последующей ее передачи JN-элементам. Далее, Joiner-сети, связанные каждая со своим сценарием, могут быть подготовлены для передачи этих данных библиотеке вероятностного моделирования BayNet с помощью Редактора. Следующим этапом будет генерирование структуры БСД для каждого сценария или событийной карты с помощью подсистемы импорта событийных моделей в BayNet. Задание таблиц условных вероятностей может осуществляться либо вручную экспертом, либо автоматизировано путем «запуска» каждого из полученного ранее набора сценариев. В этом случае при наступлении очередного события (срабатывании JN-элемента), происходит передача данных библиотеке BayNet, а именно задание свидетельства для переменной в БСД, сопоставленной с текущим событием в сценарии. В свою очередь, BayNet выполняет все необходимые вычисления в сети после получения очередного свидетельства, предоставляя эксперту возможности для проведения дальнейших экспериментов.

Взаимосвязь программных средств поддержки семантического моделирования EventMap, JavaJN, BayNet и JN-Редактора в исследованиях проблем энергетической безопасности, схематично показана на рис. 3.

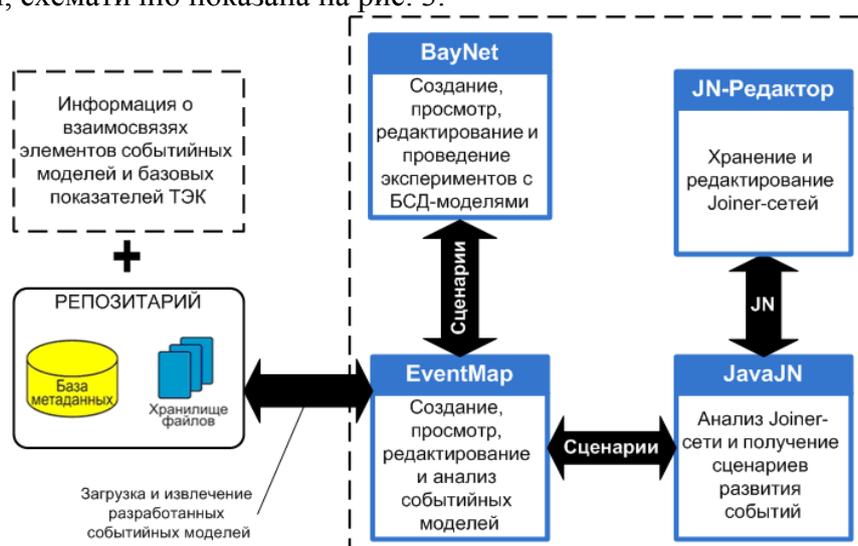


Рис. 3. Предлагаемая схема взаимосвязи инструментальных средств событийного и вероятностного моделирования

Пример совместного использования событийных моделей и байесовских сетей доверия для анализа угроз ЭБ

В качестве иллюстративного примера совместного использования событийного и БСД-моделирования выбрана природная угроза ЭБ в виде аномального проявления нормальных природных процессов: ситуация с похолоданием. В случае похолодания из-за снижения температуры наружного воздуха относительно среднесезонной отопительного периода повышается потребление тепло- и электроэнергии.

На основании методики совместного использования событийных моделей и БСД для анализа угроз ЭБ средствами библиотеки EventMap построена событийная модель, описывающая последовательность событий – реакцию на возникновение инициирующего события (рис. 4):

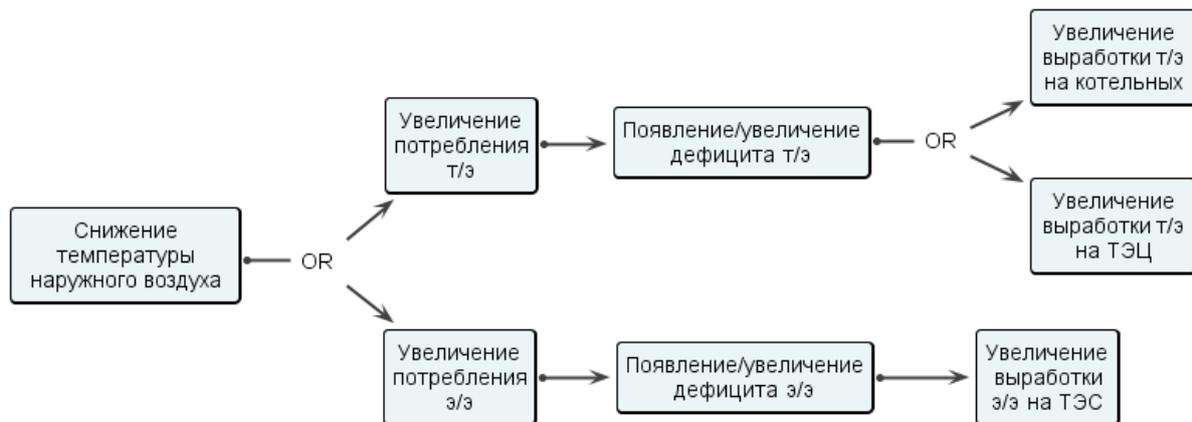


Рис. 4. Событийная модель угрозы похолодания

Далее на основе имеющейся событийной модели осуществляется построение БСД-модели. Для этого исследователь загружает построенную ранее событийную модель в библиотеку BayNet, и, после выполнения всех необходимых преобразований подсистемой импорта, получает готовую структуру БСД: набор связанных переменных сети. При наполнении БСД-модели использованы:

- данные по объединенной энергетической системе Центра за 2010–2012 гг. по потреблению тепло- и электроэнергии и изменению месячных температур [7];
- зависимости между похолоданием и увеличением потребления тепло- и электроэнергии [8].

Для определения дефицитов используется выражение, учитывающее ожидаемый уровень потребления ресурсов, влияние похолодания, а также компенсирующих мероприятий. Полученная таким образом БСД-модель представлена на рис. 5.

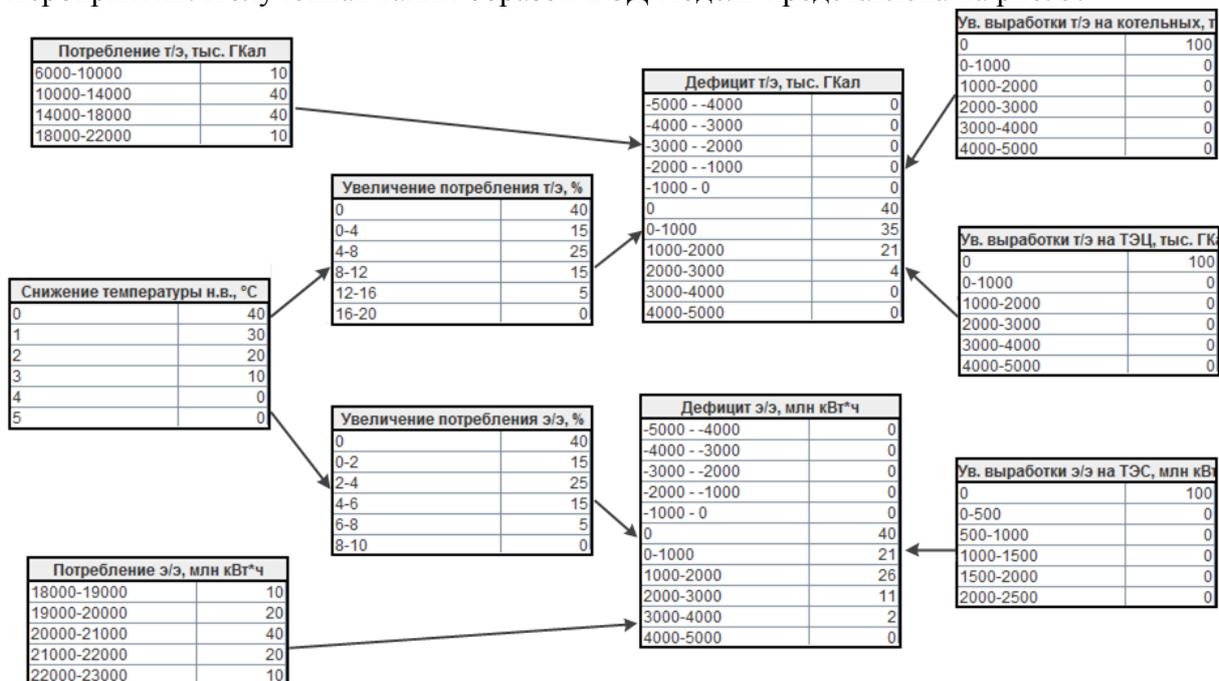


Рис. 5. БСД-модель угрозы похолодания

Проведены эксперименты на полученной БСД-модели угрозы похолодания, целью которых была оценка требуемых объемов увеличения выработки тепла и электроэнергии. Это позволило определить рекомендуемые значения увеличения выработки тепла на котельных и ТЭЦ – на 3,9% и электроэнергии на ТЭС на 1,2%.

Заключение

В статье рассмотрены возможности совместного использования событийного и вероятностного моделирования (на основе байесовских сетей доверия) в исследованиях проблем ЭБ. Дается описание предложенных ранее вариантов совместного использования упомянутых подходов к анализу угроз ЭБ с выработкой рекомендаций по их применению для решения задач диагностического и прогностического характера в системах энергетики. Также предлагаются методика совместного использования событийного моделирования (на основе Joiner-сетей) и БСД и принцип программного взаимодействия инструментальных средств соответствующих видов моделирования с использованием Редактора Joiner-сетей.

Работа выполняется при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №13-07-140, №14-07-116, №15-07-01284, №15-57-04074, а также грантов Программы Президиума РАН №229.

Литература

1. Массель Л.В. Интеграция семантического и математического моделирования в исследованиях проблем энергетической безопасности / Труды Международной конференции «Моделирование-2012», Киев: ИПМЭ НАН Украины, 2012. – С. 270-273.
2. Столяров Л.Н., Новик К.В. Реализация параллельных процессов с помощью сетей Joiner-Net // Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды IX Байкальской Всероссийской конференции. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2004. – Т. 3. – С.11-14.
3. Heckerman D. A Tutorial on Learning with Bayesian Networks // Technical Report MSR-TR-95-06, Microsoft Research. – March, 1995. – 57 p.
4. Тулупьев А.Л., Николенко С.И., Сироткин А.В. Байесовские сети: Логико-вероятностный подход. – СПб.: Наука, 2006. – С. 341-342.
5. Массель А.Г., Пяткова Е.В. Интеллектуальные информационные технологии для исследований проблем энергетической безопасности / Труды Всероссийского семинара с международным участием «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики»: Вып.64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. ISBN 978-5-93908-115-3. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2014. – С. 472-483.
6. Аршинский В.Л., Пяткова Е.В. Совместное использование событийного и байесовского подходов к исследованию проблемы энергетической безопасности // Информационные и математические технологии в науке и управлении: Труды XVI Байкальской Всероссийской конференции. – Иркутск, 2011. – Т.3. – С. 64-72.
7. Системный оператор единой энергетической системы: Генерация и потребление (сутки) / ОАО «СО ЕЭС», 2009–2013. Режим доступа: http://www.soups.ru/index.php?id=ees_gen_consump_day (дата обращения 31.03.2015).
8. Системный оператор единой энергетической системы: Температура в ЕЭС России / ОАО «СО ЕЭС», 2009–2013. Режим доступа: http://www.soups.ru/index.php?id=ees_temperature (дата обращения 31.03.2015).

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ СИНТЕЗА СТРУКТУРЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УЧЁТОМ ТРЕБОВАНИЙ НАДЁЖНОСТИ

Чемезов А.А.

Введение

Современные теплоснабжающие системы (ТСС) представляют собой сложные пространственные объекты большой мощности, включающие источники теплоты разных типов и множество разнородных потребителей, рассредоточенных на значительной территории и соединённых с источниками сложными протяжёнными тепловыми сетями (ТС) [1]. В связи с высокими темпами увеличения масштабов тепловых сетей, усложнение их структуры, всё актуальнее стоит вопрос оптимизации таких сетей.

В общем виде задача оптимизации состоит в выборе типов источников теплоты, мест их размещения и синтезе структуры сети, соединяющей их с потребителями.

С учётом новых тенденций развития сложных систем в задачу оптимизации тепловых сетей были включены ограничения по надёжности теплоснабжения потребителей.

Надёжность ТСС обеспечивается путём повышения качества её элементов или с помощью резервирования. Первый путь реализуется в результате повышения качества элементов при конструировании, изготовлении и приёмке в эксплуатацию. Резервирование в тепловых сетях осуществляется за счет совместной работы источников теплоты, прокладки резервных трубопроводов, а также устройства перемычек между тепловыми сетями смежных районов.

Задачами схемно-структурной оптимизации ТС занимались Хасилев В.Я., Шифринсон Б.Л., Меренков А.П., Стенников В.А., Сеннова Е.В., Чупин А.В. и др., однако полученные решения не учитывали показатели надёжности и в качестве решения предлагались тупиковые (древовидные) схемы теплоснабжения. Однако учёт требований надёжности в проектируемых тепловых сетях приводит к кольцевым схемам систем теплоснабжения, что требует изменения подхода к поиску решения.

Постановка задачи

Расчётные затраты ТС определяются по формуле (1).

$$F(D, h, H) = \sum_{i \in I} (g_i(d_i) + z_i(x_i, h_i) + \psi_i(x_i, H_i)) + \sum_{j \in J} z_j(P_j, Q_j) \quad (1)$$

Где g_i , z_i , ψ_i , z_j – затраты соответственно на прокладку участков, электроэнергию, расходуемую на перекачку теплоносителя по участкам сети, сооружение насосных станций и энергию, доставляемую потребителям; H_i , x_i – действующий напор и расход среды на ветви i ; Q_j , P_j – расход теплоносителя и его давление в узле j .

I – множество участков сети

I_1 – существующие участки

J – множество узлов сети

J_1 – потребители тепла
 n – число участков сети
 m – число узлов сети

Кроме граничных условий надёжности сети, следует так же учесть ряд ограничений:

- Ограничения на давления в узлах на подающих и возвратных трубопроводах:

$$\underline{P}_{n,j} \leq P_j \leq \bar{P}_{n,j}, j \in J \quad (2)$$

- Ограничения на скорость теплоносителя на участках подающих и обратных линий сети:

$$w_l \leq \bar{w}_l, l \in I \quad (3)$$

- Для подмножества узлов – потребителей J_1 необходимо соблюдение требуемых располагаемых напоров (разница давлений в одноименных узлах подающего и обратного трубопроводов):

$$\Delta h_j \leq \Delta h_{j_0}, j \in J_1 \quad (4)$$

- Описание области допустимых решений включает также систему уравнений, связывающий вектор давлений в узлах с векторами потерь давления на участках и напоров НС. Матричная запись имеет вид:

$$\bar{A}^T \bar{P} + H = h \quad (5)$$

- Подсистема уравнений первого закона Кирхгофа так же входит в систему условий и ограничений и используется при определении расходов на участках сети по нагрузкам потребителей.

$$Ax = Q \quad (6)$$

- Сопоставляемые решения при выборе оптимального из них должны определяться на заданном дискретном множестве D стандартных диаметров трубопроводов

$$d_l = D_v, l \in I_1 \quad (7)$$

Задача оптимизации тепловой сети (ТС) состоит из следующих подзадач:

- поиск конфигурации структуры сети;
- выбор структуры теплоисточников;
- расчёт показателей надёжности теплоснабжения для каждого потребителя;
- расчёт стоимости сети.

Для оценки надёжности тепловой сети рассматриваются два уровня теплоснабжения потребителей – расчетный и пониженный (аварийный). В соответствии с методологией надёжности, развиваемой в ИСЭМ, пониженный уровень характеризуется подачей потребителям аварийной нормы тепла во время ликвидации отказов в резервируемой части ТС. Отказ функционирования для каждого уровня формулируется с позиций потребителя как снижение температуры воздуха в зданиях ниже граничного для данного уровня значения. Для расчетного уровня теплоснабжения это граничное значение соответствует расчетной температуре воздуха в здании, для пониженного уровня - нормам, установленным СНиП 41-02-2003 (п. 4.2) [2].

Для оценки надёжности расчетного уровня используется коэффициент готовности K_j , представляющий собой вероятность того, что в произвольный момент времени будет обеспечен расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя (среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение j -го потребителя не нарушается). Надёжность пониженного уровня оценивается вероятностью безотказной работы P_j , представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного периода температура внутреннего воздуха в зданиях j -го потребителя не опустится ниже граничного значения.

$$K_j \geq K_r \quad (8)$$

$$P_j \geq P_{\text{н}} \quad (9)$$

$P_{\text{тс}}$ – нормативное значение вероятности того, что температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения.

$K_{\text{г}}$ – нормативное значение коэффициента готовности.

Метод избыточных проектных схем

Для задач оптимизации структуры ТС используется методический подход, основанный на избыточных проектных схемах (ИС). ИС строится экспертом и представляет собой расчётную схему системы, как совокупность всех допустимых вариантов конфигурации ТС и расположения источников теплоты с учётом ограничений, связанных с естественными и искусственными преградами на местности и выбранными для размещения источников площадками [1].

На ИС выделяются существующие элементы системы: источники, участки сети, насосные и дросселирующие станции, а так же места расположения новых источников и потребителей, и все допустимые связи между ними. Графически ИС изображается в виде графа (рис. 1). Узлы графа — источники и потребители, связи — участки ТС.

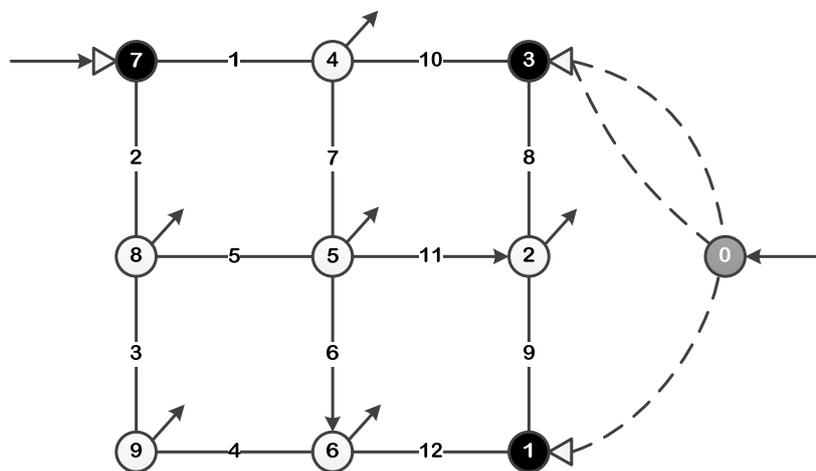


Рис. 1. Пример избыточной схемы

При решении вопросов, связанных с источниками теплоты, ИС дополняется фиктивным узлом (узел 0) и подмножеством фиктивных связей, соединяющих его с теми узлами, в которых производится выбор оптимальной мощности источника (узлы 1, 3). Если мощность какого-либо источника должна остаться без изменений, то фиктивная связь для него не строится (узел 7). Количество фиктивных связей для каждого узла источника зависит от того, сколько альтернатив по типам источников в данном узле рассматривается.

На заданной избыточной схеме требуется выделить подсеть, соединяющую узлы производства и потребления тепловой энергии таким образом, чтобы обеспечить минимум расчётных затрат по сети (1), соблюдая ограничения (2-7), и отвечающую требованиям надёжности (2) и (3).

Задача синтеза оптимальной структуры тепловой сети, с учётом требований надёжности, представляет собой задачу комбинаторной оптимизации многоэкстремального характера с большим пространством возможных решений. Точные алгоритмы для решения подобных задач, как правило, оказываются переборными, экспоненциальными по сложности и поэтому непригодными к практическому использованию.

Генетический алгоритм

Для поиска решения автором предложен генетический алгоритм (ГА). Генетические алгоритмы – адаптивные методы поиска решения оптимизационных задач, основанные на генетических процессах в биологических системах [3]. Цель вычислительных генетических алгоритмов состоит в нахождении лучшего решения по одному или нескольким критериям. Различные генетические алгоритмы отличаются деталями. Для реализации генетического алгоритма нужно выбрать соответствующую задаче структуру представления решений [4].

Как правило, структура данных генетического алгоритма состоит из строки оптимизируемых переменных. Термин «строка» в контексте метода заменяют термином «хромосома», а ее элементы называют «генами».

Генетические алгоритмы работают с совокупностью особей – популяцией, особь – это возможное решение проблемы. Каждая особь характеризуется мерой ее соответствия решению задачи (приспособленностью). Наиболее приспособленные особи получают возможность «воспроизводить» потомство с помощью «перекрестного скрещивания», или кроссинговера. При кроссинговере хромосомы предков делятся на две части, а затем обмениваются своими частями. Возможен и многоточечный кроссинговер, при котором родительские хромосомы обмениваются сегментами генов, которые находятся между точками разбиения. Это приводит к появлению двух новых особей, которые сочетают в себе некоторые характеристики, наследуемые ими от родителей. Схема работы генетического алгоритма изображена на рис. 2.

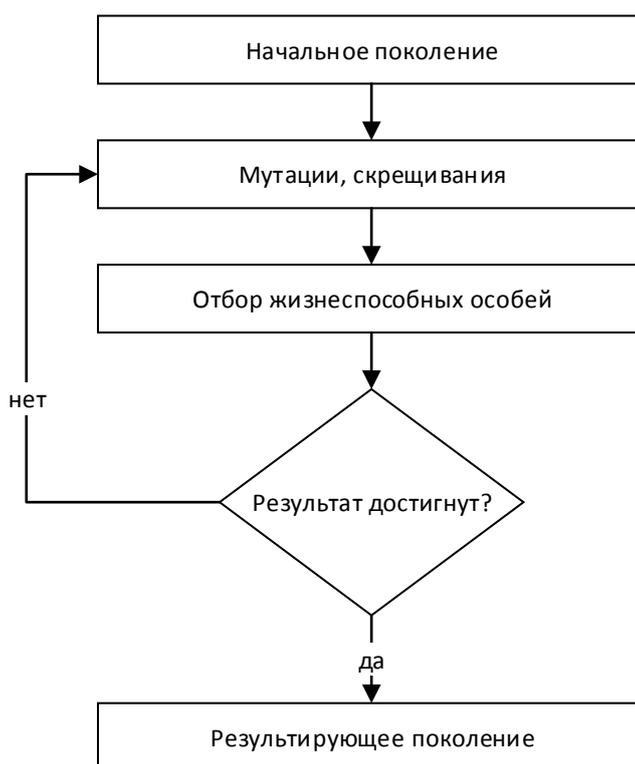


Рис. 2. Схема работы генетического алгоритма

Очень важным понятием в генетических алгоритмах считается функция приспособленности, иначе называемая функцией оценки. Она представляет меру приспособленности данной особи в популяции. Эта функция играет важнейшую роль, поскольку позволяет оценить степень приспособленности конкретных особей в популяции и выбрать из них наиболее приспособленные (т.е. имеющие наибольшие

значения функции приспособленности) в соответствии с эволюционным принципом выживания «сильнейших». На каждой итерации генетического алгоритма приспособленность каждой особи данной популяции оценивается при помощи функции приспособленности, и на этой основе создается следующая популяция особей, составляющих множество потенциальных решений проблемы.

Для решения задачи генетическим алгоритмом в первую очередь необходимо выделить «особь» и определить функцию приспособленности, к предельному значению которой будет стремиться эволюционный процесс.

Применение генетического алгоритма

Представим ИС в виде бинарной «хромосомы». Особью будем считать одну конфигурацию структуры сети на ИС. Один «ген» хромосомы кодирует состояние соответствующего участка, «1» - участок включен в сеть, «0» - отключен. Таким образом, множество особей представляет собой все возможные варианты конфигурации структуры сети. В таблице приведена хромосома тепловой сети, изображённой на рис. 3.

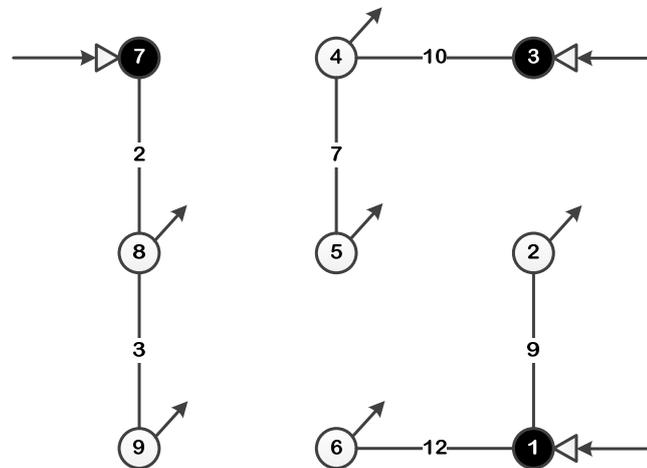


Рис. 3 Пример конфигурации структуры тепловой сети

Таблица

Хромосома тепловой сети	
Номер участка	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
Значение	0 1 1 0 0 0 1 0 1 1 0 1

В качестве функции приспособленности возьмём функцию стоимости ТС (1). Так как необходимо найти сеть с минимумом затрат, то особи удовлетворяющие ограничениям показателей надёжности упорядочиваются по возрастанию значения функции (3). Чем меньше значение функции, тем больше потомства оставит особь, тем самым обеспечив сохранение оптимальных генетических комбинаций.

Основными механизмами ГА являются мутации и скрещивания. Мутацией, в данном случае, будет изменение значения одного или нескольких случайных «генов» на противоположное. Скрещивание подразумевает сохранение наследственных признаков потомками от двух и более «родителей». Для этого хромосомы родителей можно разрезать пополам, или иначе, в зависимости от выбранной точки скрещивания, а затем части соединить в новую хромосому, тем самым выделив новую особь. Такие изменения позволяют получить разнообразие решений. Если мутация полезная, то изменение будет сохранено в хромосоме, так как особь, пройдя отбор, сможет дать потомство. Если изменения пошли не на пользу, то особь выпадет из поиска во время

отбора.

В качестве начального поколения можно использовать дерево наименьшей длины, наименьшей стоимости, случайную сеть, весь граф ИС и их скрещивания и мутации. Главное в первом поколении – получить достаточно разнообразные жизнеспособные особи. Генетическое разнообразие позволяет просмотреть большое количество возможных решений.

На рис. 4 приведена схема работы генетического алгоритма для оптимизации структуры ТС.

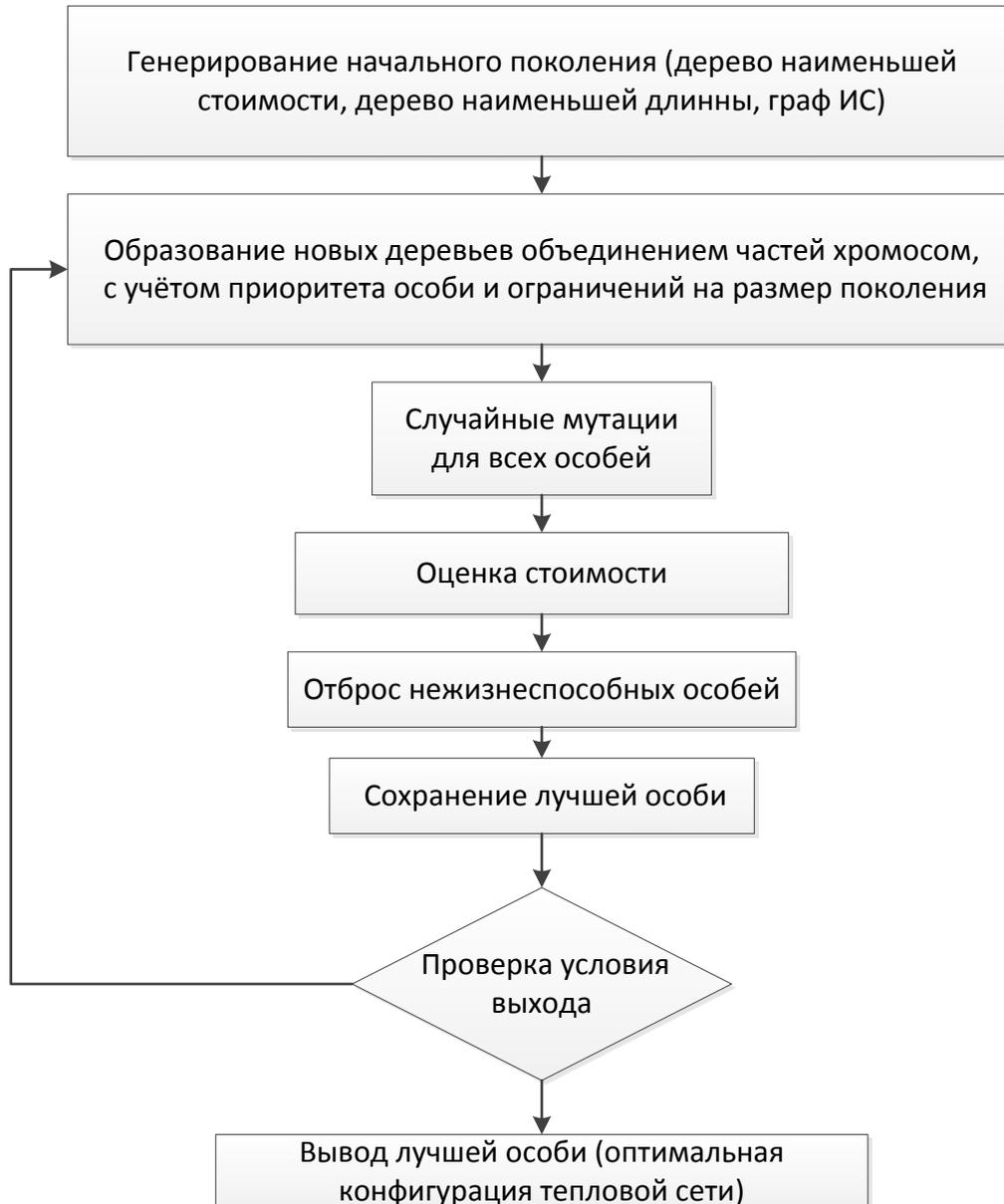


Рис. 4. Схема работы генетического алгоритма для оптимизации структуры тепловой сети

1. Проектирование избыточной схемы сети, n – число участков.
2. Генерирование начального поколения, g – численность поколения, n – число генов в одной хромосоме одной особи (равно числу участков на ИС). В результате получим g бинарных векторов n элементов в каждом. Каждый вектор представляет собой уникальную особь O . Ранжируем особи в случайном порядке, r_i – ранг i -ой особи, $r=[1,2,\dots,g]$.

3. Для текущего поколения в соответствии с рангом производим выборочные попарные скрещивания. Чем выше ранг, тем выше вероятность v , что особь даст потомство. В результате получим новое поколение, численностью g^* . На этом этапе сохраняются все особи, и новые и старые.

$$v_i = \frac{r_i r_j}{g^2}$$

4. Случайные мутации для всех особей с вероятностью мутации 50%. Значение случайного гена особи меняется на противоположное значение.
5. Если сеть способна доставить теплоноситель всем потребителям, то оцениваем её стоимость по формуле (1), затем находим показатели надёжности. Ранжируем поколение следующим образом:
 1. Расставляем случайным образом ранги для особей, которые не способны доставить теплоноситель, начиная с единицы.
 2. Ранжируем по убыванию значения функции стоимости особей, не удовлетворяющих требованиям надёжности.
 3. Ранжируем по убыванию значения функции стоимости особей, удовлетворяющих требованиям надёжности.
6. Отбор g лучших особей.
7. Проверка условий выхода. Если достигнуто предельное количество поколений $nGlim$, или отсутствие положительной динамики на протяжении $nGno$ поколений или достигнуто предельное значение функции стоимости у лучшей особи, удовлетворяющей требованиям надёжности, то закончить выполнение, вывод лучшей особи. Иначе перейти к шагу 3.

Заключение

В результате работы обоснована возможность применения генетического алгоритма для решения задач оптимизации структуры тепловых сетей. Однако некоторые оптимальные параметры алгоритма стоит установить экспериментально:

- Выбор кроссинговера
- Выбор начального поколения
- Число выживающих особей g
- Максимальное число поколений $nGlim$
- Число поколений с отсутствием положительной динамики $nGno$

Литература

1. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1987. с.134
2. Сеннова Е.В., Кирюхин С.Н., Шиманская А.О. Методология и алгоритм расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей и резервирования тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения //Новости теплоснабжения. – 2013. - №12
3. Гладков Л. А., Курейчик В. В., Курейчик В. М. Генетические алгоритмы. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006.
4. Карамбилов С.Н., Трикозюк С.А. Реализация генетического алгоритма для оптимизации водохозяйственных систем //Природообустройство. – 2009. – №. 5. – С. 69-74.

Сборник научных трудов

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

(Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 45)

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

Подписано к печати 10.08.2015

Бумага офсетная. Формат 70x108 1/16

Офсетная печать. Печ. л. 14.5

Тираж 35 экз. Заказ № 108

Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130

ISBN 978-5-93908-134-4

