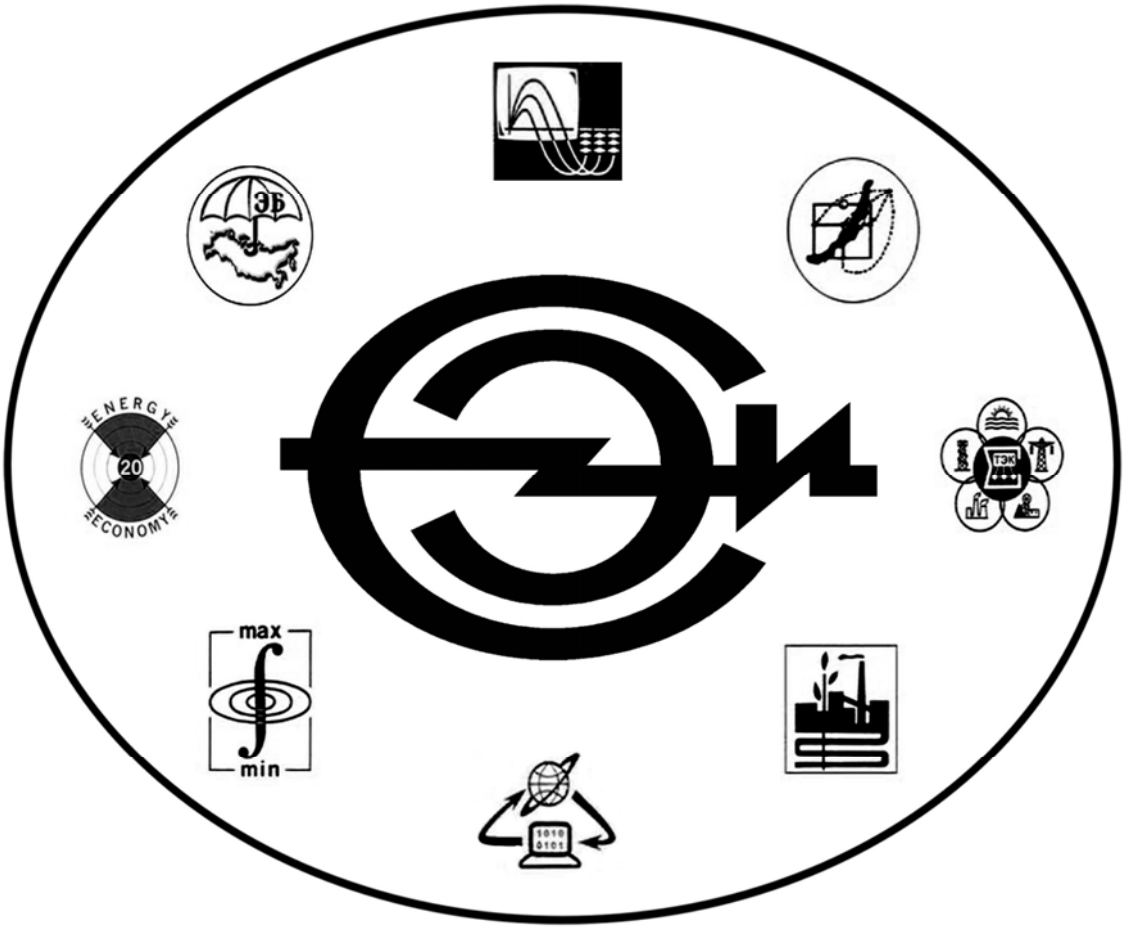
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ



ТРУДЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ВЫПУСК 44

Оглавление

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

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН

Выпуск 44

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

Иркутск
2014 г.

На главную Оглавление

УДК 620.9.001.57

Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 44. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – 175 с.

ISBN 978-5-93908-141-2

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 978-5-93908-141-2

© Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2014

На главную Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ

Работы, вошедшие в сборник, представлены на ежегодной конференции научной молодежи ИСЭМ, которая проходила с 17 марта по 9 апреля 2014г. На сорок четвертой конференции заслушаны двадцать шесть докладов в четырех секциях, двадцать четыре из них вошли в данный сборник. Обсуждение докладов проходило на Ученом совете института и его секциях. Кроме молодых сотрудников и аспирантов ИСЭМ с докладами выступили представители ФГБОУ ВПО ИрГТУ, ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» и ФГБОУ ВПО БГУ.

Оргкомитет конференции выражает благодарность рецензентам докладов и научным редакторам.

Оргкомитет XLIV конференции-конкурса
научной молодежи ИСЭМ СО РАН

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие		3
Оглавление		4
Специализированные системы энергетики		6
Азорин А.Ю.	Синхронизация в системе электроснабжения, включающей распределенную генерацию	7
Аксаева Е.С.	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для повышения качества результата оценивания состояния электроэнергетической системы	15
Волков В.Ю., Скибин А.П.	Разработка метода расчета гидравлических сетей сверхбольшой размерности	22
Ву Хай Ха	Исследование переходных процессов в системе электроснабжения с распределенной генерацией и частотно-регулируемым приводом	29
Криворот А.В.	Противоаварийное управление в ЭЭС с распределенной генерацией	36
Криворот А.В.	Противоаварийное управление в распределительной сети с распределенной генерацией	43
Лисицкий К.Е.	Совершенствование метода оценки фликера	50
Луценко А.В.	Разработка и исследование методов структурно-параметрической оптимизации гидравлических режимов тепловых сетей	56
Тихонов А.В.	Моделирование статических тиристорных компенсаторов в задаче оценивания состояния ЭЭС	64
Якимец Е.Е.	Обоснование рациональных уровней централизации теплоснабжения	73
Научно-технический прогресс в энергетике		81
Епишкин Н.О.	Оптимизация пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт с учетом условий России	82
Ижганайтис М.И.	Оптимизация мероприятий по снижению низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей котлоагрегата	88

На главную

Никитин И.С.	Предварительные результаты исследования комплексного энергоснабжения индивидуальных жилых зданий	95
Сафаров А.С.	Применение планарной лазерно-индуцированной флюоресценции для изучения двухфазного потока в условиях нестационарного кипения	101
Межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса		106
Блохин А.А.	Анализ подходов к оценке степени обеспеченности населения энергетическими ресурсами	107
Воробьев С.В.	Анализ перспективных возможностей газотранспортной сети России по удовлетворению потребностей в газе при вводе в эксплуатацию новых газовых месторождений	113
Панкратьев П.С.	Поддержка принятия решений при размещении электростанций на основе двухуровневого многокритериального анализа с применением методов MAUT и МАИ	120
Ступин П.В.	Анализ прогнозной области ввода мощностей электростанций	128
Прикладная математика и информатика		135
Гальперов В.И.	Применение многоагентного подхода для разработки программных систем оценивания состояний ЭЭС	136
Дресвянская Н.В.	Математическая модель поведения генераторов на рынке электроэнергии	142
Колосницын А.В.	Поиск сетевого равновесия с учетом неопределенности спроса на примере системы газоснабжения России	148
Минарченко И.М.	Поиск равновесия в рыночной модели ОРИРЭС	155
Нирконен Д.П.	Объектно-реляционное представление структуры данных	161
Тюрюмин В.О.	Реализация алгоритма перехода от когнитивных карт к событийным моделям на основе онтологий для совместного их использования в исследованиях проблем энергетической безопасности	168

Специализированные системы энергетики (электроэнергетические и трубопроводные системы)

УДК 621.311.001

СИНХРОНИЗАЦИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЮЩЕЙ РАСПРЕДЕЛЕННУЮ ГЕНЕРАЦИЮ

А. Ю. Азорин

1. Введение

В последнее время, как за рубежом, так и в нашей стране широкое распространение получает тенденция размещения генерации в распределительных сетях (РС), что ведет к децентрализации электроснабжения. Это, в свою очередь, приводит к появлению проблем, которые ранее не отмечались в РС. Так, для осуществления возможности передачи электрической энергии генератором в сеть, необходимо выполнить их синхронизацию.

Синхронизация – это процесс включения синхронного генератора (СГ) на параллельную работу с другими генераторами или энергосистемой [1]. В соответствии с этим выделяют методы ручной или автоматической точной синхронизации и метод самосинхронизации.

Особенности систем электроснабжения (СЭС), включающих распределенную генерацию (РГ), делают невозможным использование некоторых существующих методов синхронизации, а также требуют коренного изменения структуры синхронизаторов и применения современных технологий. Под синхронизатором понимается устройство автоматики, обеспечивающее проведение процесса синхронизации.

Среди отечественных исследований не обнаружено материалов на тему *синхронизации генераторов именно в РС*. В зарубежной литературе также не удалось найти комплексных исследований, посвященных этой теме. Анализируя статьи, косвенно касающиеся синхронизации в РС, автор пришел к выводу, что, в основном, применяются традиционные методы ее осуществления [2]. Однако это вызывает определенные проблемы, решение которых могло бы снизить риск аварий, повысить надежность электроснабжения, значительно уменьшить время восстановления нормального режима в случае нарушения. Таким образом, становится актуальным исследование, посвященное теме синхронизации в СЭС, включающих РГ.

В связи с этим объектом исследования выступает синхронизация. Предметом – синхронизация в СЭС, включающей РГ.

2. Теоретическая часть исследования

2.1. Особенности СЭС, включающей РГ

Чтобы понять в чем заключаются особенности, которые влияют на процесс синхронизации в СЭС, включающих РГ, рассмотрим синхронизацию на электростанциях и в РС в нормальном и послеаварийном режимах работы.

На электростанциях на каждый из СГ устанавливается синхронизатор, который регулирует частоту, амплитуду и угол напряжения, уравнивая их со стабильными параметрами энергосистемы. *Точкой синхронизации* является генераторный выключатель, который в нужный момент получает импульс на включение от синхронизатора. Так как все *элементы* (измерительные устройства, синхронизатор, СГ и выключатель) находят-

ся в непосредственной близости, то для передачи измеряемых величин и управляющих воздействий используются медные жилы кабеля. Традиционно применяются методы самосинхронизации, ручной и автоматической точной синхронизации, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки и применяется как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы.

Если же рассмотреть СЭС, включающую РГ, топологическая схема которой показана на рисунке 1, можно выявить ряд особенностей. Первой является общее количество *элементов*: оно значительно больше, чем на электростанциях. Во-вторых, обращают на себя внимание расстояния порядка нескольких километров между скоплениями *элементов*.

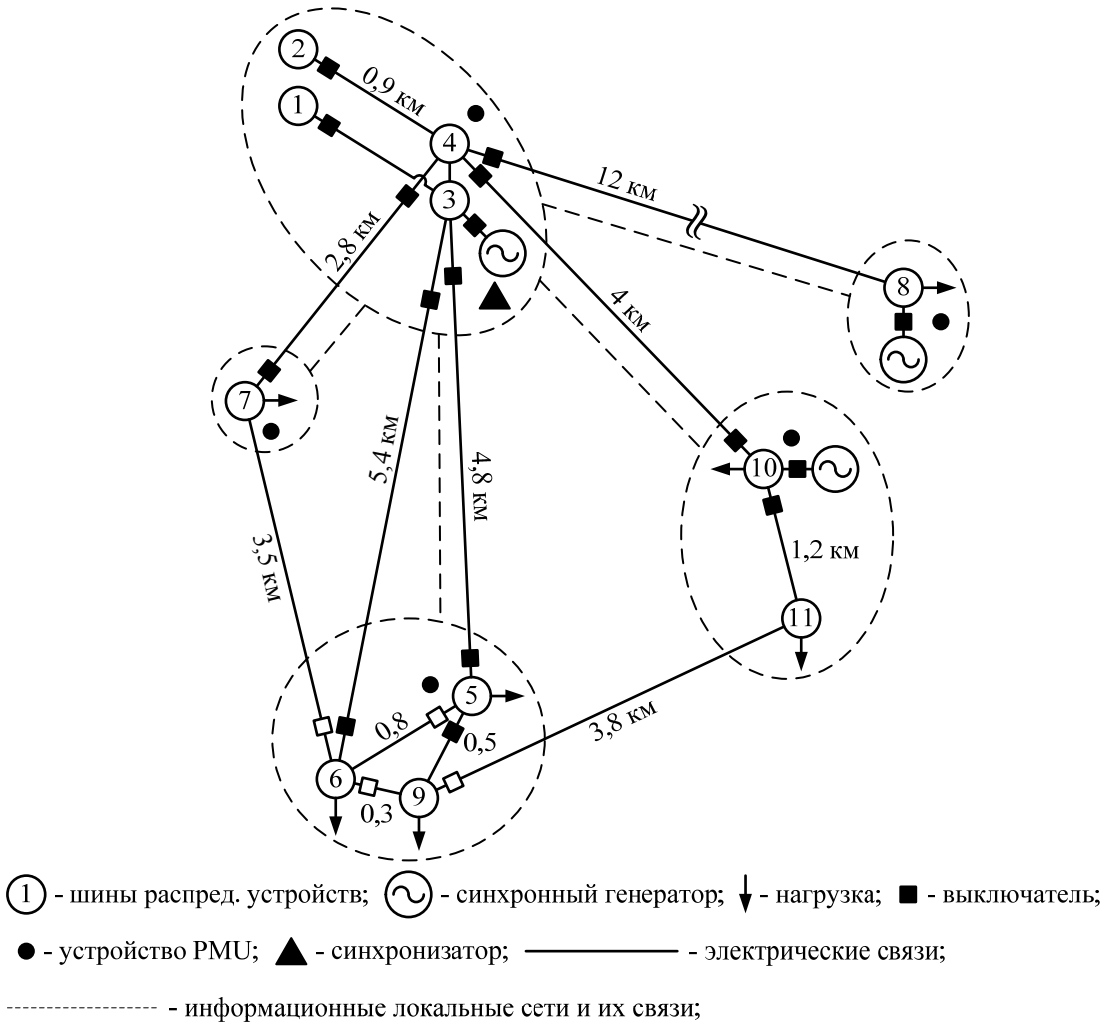


Рис. 1. Топологическая схема РС, включающая РГ

Другие особенности проявляются в послеаварийном режиме, когда потеря связи с энергосистемой приводит к нарушению устойчивой работы СГ в изолированной СЭС и к последующему её распаду на части с образованием островов электроснабжения. В этом случае потребуется синхронизация работающих внутри разных островов генераторов или их групп между собой, что является третьей особенностью. Становится понятным, что для достижения требуемых значений параметров потребуется осуществлять одновременное управление каждым из генераторов в островах. Четвертая особенность заключается в том, что при синхронизации островов СГ, в большинстве случаев, будут нести определенную нагрузку.

2.2. Постановка проблемы

Отмеченные выше особенности вызывают ряд проблем. Например, большее количество *точек синхронизации* – выключателей, вместо одной точки на электростанциях, и общее количество остальных *элементов* потребуют создания значительного числа связей между ними для передачи информации и команд. В силу больших расстояний данные связи уже невозможно будет выполнить с помощью медных жил кабелей, как на электростанциях.

Другая проблема состоит в том, что синхронизаторы, установленные на каждом генераторе не смогут решить поставленную перед ними задачу, в случае если на параллельную работу между собой потребуется включить два и более генераторов. Это объясняется независимостью и несогласованностью их действий, что может создать угрозу аварии.

По той же причине удаленности, а также сложности одновременного ручного управления двумя синхронизируемыми генераторами, на практике трудно осуществить метод ручной точной синхронизации. В силу ограниченной скорости реакций человека, синхронизация данным методом занимает значительное время, что в условиях послеаварийного режима может быть критичным.

Кроме того, при синхронизации нагруженных генераторов между собой, в условиях послеаварийной работы, нельзя будет применить метод самосинхронизации, так как отключение автомата гашения поля одного из генераторов обесточит его потребителей. Решением может быть перераспределение потребителей с целью разгрузки одного генератора и последующая самосинхронизация, однако еще одна проблема кроется в том, что нагружаемый генератор может уже работать на пределе своих возможностей и будет не в состоянии взять на себя дополнительную мощность. Стоит отметить, что процесс втягивания СГ в синхронизм при использовании данного метода происходит со значительными возмущениями, которые могут привести к полной потере устойчивости обоих генераторов и только усугубит послеаварийный режим в еще большей степени. Также данный метод, по понятным причинам, не применим в случае синхронизации групп генераторов.

Наряду с отмеченными, существует еще ряд проблем, к которым можно отнести наличие несимметрии фаз напряжений в РС, поскольку ее невозможно исправить регулированием возбуждения генератора.

2.3. Пути решения проблем

Рассмотрение проблемы, которая касается применения методов синхронизации, позволяет сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме с образованием островов, только использование метода автоматической точной синхронизации позволит в кратчайшее время, с высокой точностью и минимальными последствиями для РС включить на параллельную работу СГ между собой и энергосистемой.

Чтобы решить проблему трансляции данных на дальние расстояния и структурные проблемы большого числа связей, автор считает, что необходимо использовать современные цифровые технологии преобразования, передачи, обработки информации и соответствующие технические средства. Так, объединяя локальные концентрации элементов в информационные локальные сети, а затем в одну общую посредством волоконно-оптических линий, возможно значительно сократить число связей, как это показано на рисунке 1. Используя адресацию и протоколы передачи данных, каждый элемент будет получать информацию, предназначенную исключительно для него.

Чтобы исключить несогласованность действий синхронизаторов, по мнению автора, рационально использовать один синхронизатор, получающий всю необходимую

информацию о параметрах режима в различных узлах РС, о скорости вращения СГ, о положении и готовности коммутационных аппаратов и др. Также такой синхронизатор должен иметь возможность воздействовать на регулирующие органы привода и системы возбуждения каждого из СГ и передавать каждому выключателю как команду включения, так и отключения, чтобы иметь возможность изменять топологию РС, например, для перераспределения нагрузки между генераторами.

В данной работе предлагается эффективное решение проблемы несимметрии в РС при синхронизации на базе устройств FACTS с пофазным регулированием. За их управление также должен отвечать синхронизатор, чтобы иметь возможность выровнять амплитуды напряжений по фазам.

С целью информационного обеспечения процесса синхронизации, автор предлагает использовать для измерения частот, амплитуд и углов напряжений устройства синхронизированных векторных измерений PMU (от англ. – Phasor Measurement Units [3]). Это позволит с высокой точностью фиксировать параметры режима и обеспечит измерения на едином временном срезе, благодаря присваиваемым меткам времени на каждом интервале замеров. Возможность применения устройств PMU для синхронизации СГ была продемонстрирована автором в работе [4], где было проведено компьютерное моделирование.

Открытой остается проблема синхронизации генераторов, несущих нагрузку. Поэтому с целью исследования процесса синхронизации нагруженных СГ в работе проведено компьютерное моделирование.

3. Практическая часть исследования

В СЭС, включающих РГ используются источники механической мощности, динамические характеристики которых отличаются от таковых у паровых и гидротурбин на электростанциях. В РС широкое распространение получили газотурбинные установки (ГТУ).

Поэтому с целью выявления особенностей процесса синхронизации нагруженных генераторов с газотурбинным приводом между собой и анализа переходных процессов были проведены серии экспериментов на математической модели, разработанной в программном комплексе MATLAB. Полученные представления позволят выработать рекомендации для обеспечения наиболее плавного вхождения генераторов в синхронизм, которые, в свою очередь, могут лечь в основу алгоритма работы синхронизатора.

Структура модели представлена двумя островами, которые связаны между собой выключателем (рис. 2). Каждый остров включает блоки, моделирующие СГ, систему возбуждения, одновальную ГТУ, нагрузку с активным характером, измеритель и константы, задающие уставки скорости вращения и напряжения на статоре генератора (рис. 3). Использованные блоки, за исключением ГТУ, входят в стандартную библиотеку Simulink. Математическая модель ГТУ была построена автором на основании работ [5, 6]. Были приложены значительные усилия по подбору ряда постоянных времени передаточных функций и оптимизации настроек регулятора скорости.

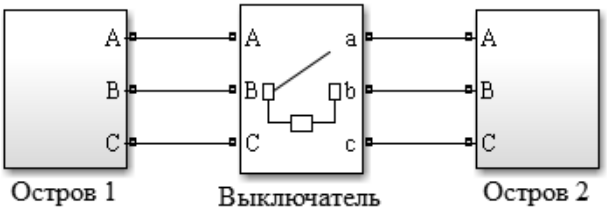
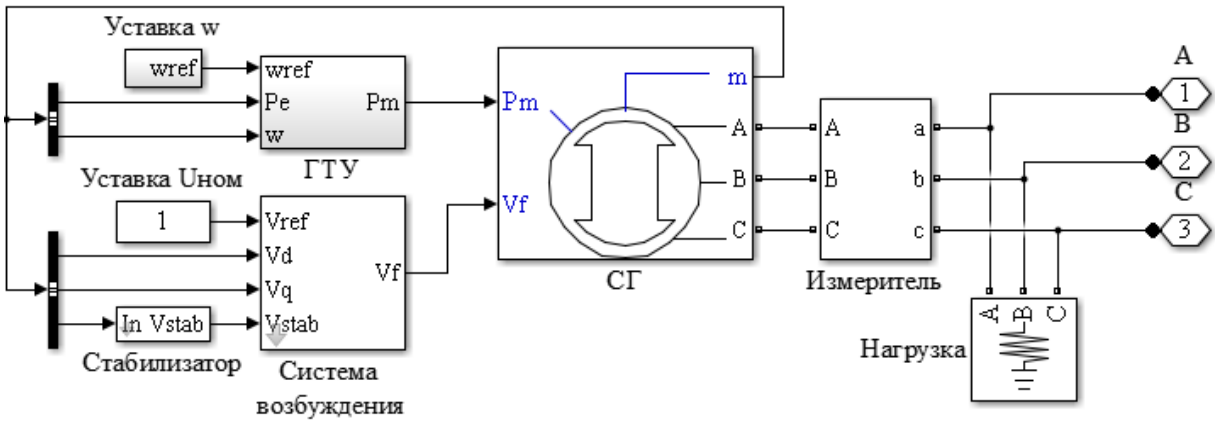


Рис. 2. Структурная схема математической модели распределительной сети



б)

Рис. 3. Структурная схема математической модели острова

ГТУ представлена совокупностью контуров топливной системы, турбины, регулятора скорости вращения, ускорения и температуры (рис. 4).

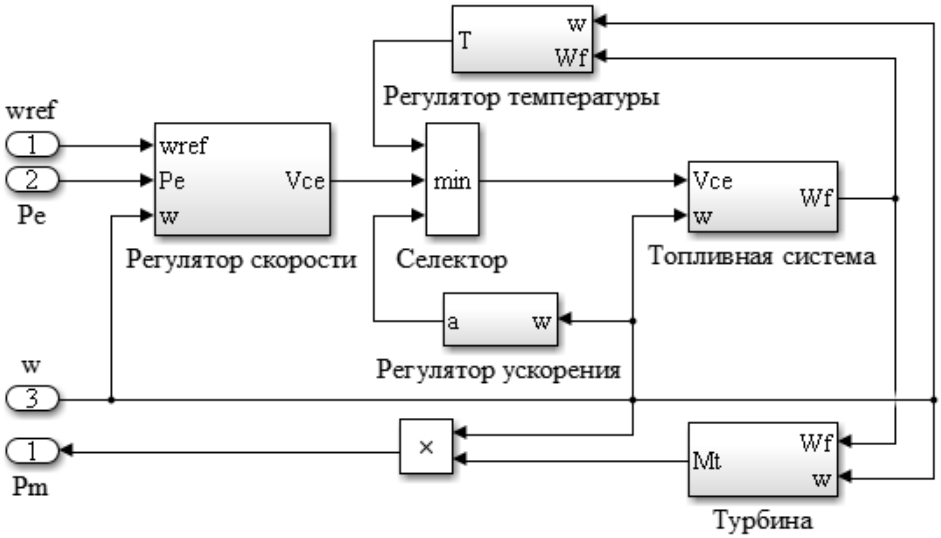


Рис. 4. Структурная схема модели ГТУ

Серия экспериментов включала моделирование при различной электрической нагрузке, а именно: оба генератора загружены на 10%, один генератор загружен на 50%, а второй – на 10%, оба генератора загружены на 50%. При этом были рассмотрены случаи, когда отличались скорости вращения генераторов ω, амплитуды U и углы напряжений ∠U.

По результатам моделирования производился анализ переходных процессов таких параметров, как скорость вращения ω, амплитудные значения напряжения U и силы тока I. Для них фиксировались наибольшие отклонения в начальный момент и в течение переходного процесса, время затухания колебаний T_A и их частота ω_A, а также соотношение силы тока до включения на параллельную работу и максимальной силы тока после. Оценивалась длительность перегрузки в случае ее наступления. Данные показатели сведены в таблицы 1, 2 и 3.

Подробно рассматривая и сравнивая приведенные значения показателей, можно сделать вывод о том, что при различной нагрузке переходные процессы имеют существенные отличия. Другими словами, наблюдается ее влияние на процесс синхронизации.

Таблица 1

Показатели переходных процессов при разности амплитуд напряжений в момент включения на параллельную работу

Величина нагрузки, о. е.	$0,1P_{НОМ1}$, $0,1P_{НОМ2}$		$0,5P_{НОМ1}$, $0,1P_{НОМ2}$		$0,5P_{НОМ1}$, $0,5P_{НОМ2}$	
Уровень напряжения, о. е. от $U_{НОМ}$	0,9	1,1	0,9	1,1	0,9	1,1
Параметр	U					
Начальное отклонение, %	-4,746	3,990	-11,208	9,668	-8,436	7,202
Наибольшее отклонение, %	-4,684	3,963	-8,457	7,831	-6,530	5,112
T_A (<0,05 о.е.), с	0,1	0,1	35,5	16	41,5	1,1
T_A (<0,01 о.е.), с	29	19	200	112	1000	314
T_A (<0,001 о.е.), с	67	53	490	200	> 1000	850
Параметр	ω					
Начальное отклонение, %	-0,334	0,257	-0,917	0,791	-0,830	0,722
Наибольшее отклонение, %	-0,561	0,470	-1,321	1,158	-1,038	0,842
T_A (<0,01 о. е.), с	-	-	23,7	5,9	8	-
T_A (<0,005 о. е.), с	2,95	-	90	48	415	100
T_A (<0,001 о. е.), с	31,8	20,9	254	131	> 1000	415
ω_A, Гц	0,052	0,057	0,03	0,036	0,025	0,027
Параметр	I					
Значение до включения, о. е.	0,157	0,129	0,785	0,643	0,785	0,643
Макс.знач. после включения, о. е.	0,268	0,238	0,886	0,721	0,860	0,731
Соотношение	1,707	1,848	1,129	1,121	1,096	1,137
Длительность перегрузки, с	-	-	-	-	-	-

Таблица 2

Показатели переходных процессов при разности углов напряжений в момент включения на параллельную работу

Величина нагрузки, о. е.	$0,1P_{НОМ1}$, $0,1P_{НОМ2}$		$0,5P_{НОМ1}$, $0,1P_{НОМ2}$		$0,5P_{НОМ1}$, $0,5P_{НОМ2}$	
Разность фаз, эл. град.	20	40	20	40	20	40
Параметр	U					
Начальное отклонение, %	-1,550	-6,731	-2,678	-8,547	-1,401	-6,029
Наибольшее отклонение, %	1,752	-4,265	-1,621	-3,004	-1,862	-4,228
T_A (<0,05 о.е.), с	-	0,2	-	0,026	-	0,022
T_A (<0,01 о. е.), с	9,87	19,28	0,27	0,33	0,134	0,43
T_A (<0,001 о. е.), с	46,4	55,4	135,6	166,3	285,8	441
Параметр	ω					
Начальное отклонение, %	-2,018	-4,200	-2,040	-4,237	-1,976	-4,108
Наибольшее отклонение, %	-0,476	-1,058	-1,043	-1,721	-1,182	-1,706
T_A (<0,01 о. е.), с	0,06	0,18	0,18	0,2	0,3	0,39
T_A (<0,005 о. е.), с	0,13	0,2	0,32	0,47	0,76	0,85
T_A (<0,001 о. е.), с	12,5	21,4	17,1	48,2	1,84	2,36
ω_A, Гц	0,056	0,056	7,35	7,35	7,5	7,5
Параметр	I					
Значение до включения, о. е.	0,100	0,100	0,500	0,500	0,500	0,500
Макс. знач. после включения, о. е.	0,646	1,170	1,020	1,514	1,014	1,513
Соотношение	6,456	11,701	2,040	3,028	2,028	3,026
Длительность перегрузки, с	-	0,008	0,002	0,02	0,002	0,022

Таблица 3

Показатели переходных процессов при разности скоростей вращения в момент включения на параллельную работу

Величина нагрузки, о. е.	$0,1P_{НОМ1}$, $0,1P_{НОМ2}$		$0,5P_{НОМ1}$, $0,1P_{НОМ2}$		$0,5P_{НОМ1}$, $0,5P_{НОМ2}$	
Скорость вращения, о. е. от $\omega_{НОМ}$	0,999	1,001	0,999	1,001	0,999	1,001
Параметр	U					
Начальное отклонение, %	-0,008	0,006	0,016	-0,018	-0,007	0,006
Наибольшее отклонение, %	1,197	-0,994	0,632	-0,511	-0,422	-0,377
T_A (<0,05 о.е.), с	2,75	-	-	-	-	-
T_A (<0,01 о. е.), с	25,4	19,25	27,4	5,72	-	-
T_A (<0,001 о. е.), с	45,7	45,7	133,6	77	439,3	197,5
Параметр	ω					
Начальное отклонение, %	-0,089%	0,090%	-0,094%	0,094%	-0,114%	0,114%
Наибольшее отклонение, %	0,152%	0,103%	0,102%	0,084%	-0,111%	0,109%
T_A (<0,01 о. е.), с	12,1	11,3	16,2	-	0,39	0,41
T_A (<0,005 о. е.), с	28,2	21,5	61,7	10	152,9	12,5
T_A (<0,001 о. е.), с	48	48	168	110,5	620,2	379
ω_A, Гц	0,0556	0,0556	0,033	0,033	0,026	0,026
Параметр	I					
Значение до включения, о. е.	0,100	0,100	0,500	0,500	0,500	0,500
Макс. знач. после включения, о. е.	0,379	0,377	0,619	0,621	0,628	0,624
Соотношение	3,785	3,772	1,239	1,243	1,256	1,248
Длительность перегрузки, с	-	-	-	-	-	-

Анализируя данные таблицы 1, в случае, когда амплитуды напряжений генераторов различаются, следует заключить, что наименьшие отклонения показателей ω и U, а также более быстрое затухание их колебаний, хоть и при несколько большей частоте, происходит при наименьшей загрузке обоих генераторов. Несколько большая кратность силы тока не является существенной, так как в абсолютном выражении максимальный ток статора после включения мал. Стоит также отметить, что при положительном превышении номинального напряжения интенсивность переходного процесса менее выражена.

Также в режиме, близком к холостому ходу, генераторы быстрее втянутся в синхронизм при разности фаз напряжений, о чем говорит совокупность малых отклонений и быстрого затухания колебаний показателей ω и U при малой частоте (таблица 2). Однако нельзя не обратить внимания на высокую кратность тока, которая несколько компенсируется кратковременностью и отсутствием перегрузки.

Тенденция, когда при малых нагрузках возмущения во время переходного процесса минимальны, не проявила себя в случае синхронизации генераторов, скорости которых различны (таблица 3). В то же время показатели свидетельствуют о том, что в режиме, когда один или оба генератора загружены, переходный процесс длится дольше. В итоге, нельзя однозначно судить, в каком случае синхронизация пройдет плавнее. Броски тока во всех сценариях находятся в допустимых пределах. Еще одним нюансом является меньшая интенсивность переходного процесса при положительном превышении номинальной скорости вращения.

Подводя итог, отметим, что наиболее предпочтительной является синхронизация, когда генераторы работают в режиме, близком к холостому ходу, и если имеют место отклонения скорости вращения и амплитуды напряжения, то они должны носить положительный характер. В этом случае удается минимизировать возмущения, возникающие во время включения на параллельную работу, и сократить длительность переходного процесса.

Также стоит отметить, что при абсолютном совпадении всех синхронизируемых параметров, вне зависимости от степени загрузки генераторов, переходный процесс отсутствует. А так как в послеаварийном режиме с образованием островов минимальная загрузка генераторов фактически исключена, то для достижения нулевой разницы важной задачей является применение высокоточных измерений, которые можно обеспечить за счет устройств PMU.

4. Выводы по результатам исследования

1) Теоретический анализ особенностей процесса синхронизации показал, что только метод точной автоматической синхронизации позволяет успешно провести процесс синхронизации как в нормальном, так и в аварийном режимах работы СЭС, включающих РГ.

2) Для решения проблемы трансляции данных на дальние расстояния и структурные проблемы большого числа связей предложено использовать современные цифровые технологии преобразования, передачи, обработки информации и соответствующие технические средства.

3) Чтобы исключить несогласованность действий синхронизаторов, рассмотрено использование одного синхронизатора, который будет получать всю необходимую информацию и осуществлять управление генераторами и выключателями.

4) Показано, что проблема несимметрии в РС при синхронизации может быть решена применением устройств FACTS с пофазным регулированием. Их настройка также осуществляется синхронизатором.

5) Предложено использовать устройства PMU, эффективность которых была доказана для высокоточных измерений векторов напряжений и частот в узлах РС.

6) Проведено компьютерное моделирование, результаты которого показали влияние степени загруженности генераторов на процесс синхронизации.

Литература

1. Павлов Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев // Издание Центра подготовки кадров РАО ЕЭС России, Санкт Петербург. 2001. - 388 с.
2. Galvan F. Using phasor Measurement units in power system island restoration / F. Galvan, R. Matthew // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012. pp. 1 – 3.
3. Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications / A.G. Phake, J.S. Thorp // Springer Science + Business Media, LLC. 2008. 247 p.
4. Азорин А. Ю. Разработка методов автоматической синхронизации отделившейся системы электроснабжения, включающей распределенную генерацию / А.Ю. Азорин, Н.И. Воропай // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири». 2012. – С. 337 – 341.
5. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines / W.I. Rowen // Journal of Engineering for Power. 1983. Vol. 105, pp. 865-869.
6. Hajagos L.M. Utility experience with gas turbine testing and modeling / L.M. Hjagos, G.R. Berube // Proc. IEEE PES winter meeting. 2001. Vol. 2, pp. 152-158.

УДК 620.93

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА РЕЗУЛЬТАТА ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Е. С.Аксаева

Введение

Для оперативного управления электроэнергетической системой (ЭЭС) необходима точная, полная и избыточная информация о состоянии управляемого объекта. От качества предоставленной информации зависит эффективность управления ЭЭС и полнота использования ресурсов электрической сети.

Основным инструментом представления информации об электрическом режиме является задача оценивания состояния (ОС) ЭЭС [1], которая вычисляет параметры установившегося режима ЭЭС по данным измерений SCADA(Super visory Control And Data Acquisition–система диспетчерского управления и сбора данных)и PMU (Phasor Measurement Unit–регистраторы комплексных электрических величин) [2]. Качество и состав измерений влияют на точность результатов оценивания состояния. Чем выше точность измерений, тем точнее результаты ОС. При выполнении ОС существуют проблемы, обусловленные низкой избыточностью и плохим качеством измерений. Повысить уровень качества измерений ЭЭС можно за счет увеличения точности и надежности элементов измерительной системы. Обеспечить избыточность измерений можно дублированием измерения одного и того же параметра разными измерительными системами. Наблюдаемость ЭЭС обеспечивается корректным размещением измерительных комплексов. При отсутствии измерений или изменении структуры измерений некоторые узлы ЭЭС оказываются ненаблюдаемыми. Для устранения этой проблемы в ненаблюдаемых узлах задают псевдоизмерения, точность которых заведомо ниже точности измерений, что приводит к искажению результатов расчета режима ЭЭС.

В настоящее время оснащённость сетей высокого напряжения измерительными приборами, в том числе и высокоточными PMU, гарантирует высокое качество измерений и обеспечивает наблюдаемость ЭЭС. Сети низкого напряжения оборудуются автоматизированной системой учета электроэнергии с современными приборами учета, достаточно точными, для того чтобы на основе собранной ими информации повысить качество ОС. Автоматизированная система учета электроэнергии подразделяется на системы коммерческого (АСКУЭ) и технического (АСТУЭ) учета. Сбор данных о параметрах режима в сетях низкого напряжения предлагается осуществлять от АСКУЭ, поскольку приборы коммерческого учета электроэнергии более точные и проходят метрологическую аттестацию, в отличие от приборов технического учета.

В настоящее время существуют работы по применению методов ОС для измерений АСКУЭ, но не найдено работ по использованию данных АСКУЭ в задаче ОС.В работе [3] решается задача «расчета энергораспределения», в которой вычисляются потоки и потери электроэнергии на всех элементах электрической сети на основе данных от систем учета электроэнергии для интервалов времени, соответствующих периоду измерения электроэнергии. Метод оценивания состояния

используется для оценки достоверности и точности измерительной информации от систем учета электроэнергии, расчета технических и коммерческих потерь электроэнергии, устранения не балансов электроэнергии и урегулирования разногласий между участниками энергообмена в рамках новых моделей функционирования электроэнергетики. В работе [4] с помощью метода оценивания состояния выполняется достоверизация данных АСКУЭ.

В данной статье обосновывается возможность использования измерений АСКУЭ для задачи ОС режимов ЭЭС. Для обеспечения наблюдаемости и повышения точности измерений в нагрузочных узлах низкого напряжения возможно использовать вместе с измерениямиSCADA данные, получаемые от АСКУЭ. Данные АСКУЭ для интеграции в задачу ОС должны отвечать таким методическим требованиям, как высокая точность измерений, синхронизация данных по времени, оперативный допуск к данным в режиме реального времени.

На рис. 1 показана блок-схема алгоритма классического метода ОС с использованием данных АСКУЭ. Информация, полученная от SCADA, PMU и АСКУЭ, проверяется в блоке достоверизации, где подавляются ошибочные данные. Далее выполняется ОС, результатом которого является текущий установившийся режим. Совместное использование измерений SCADA, PMU и АСКУЭ повышает избыточности и качество измерительной информации.

Рис.1. Место АСКУЭ при ОС ЭЭС

Функционирование АСКУЭ

Основной целью АСКУЭ является точное и оперативное определение электрической энергии, выработанной электростанциями, переданной по электрической сети и отпущенной потребителям[5]. Программно-технические средства АСКУЭ должны обеспечивать измерения электрической энергии с необходимой точностью, сбор и оперативную передачу по каналам связи информации учета электрической энергии на диспетчерские пункты.

АСКУЭ оснащаются следующие объекты: распределительные пункты 6-10/0,4 кВ; понизительные трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ; электростанции; жилые дома; населенные пункты частной/коттеджной застройки; промышленные и сельскохозяйственные предприятия, общественные здания.

Структура АСКУЭ включает следующие уровни:

1.Локальный уровень системы – уровень районной сетевой компании (РСК). На данном уровне происходит сбор с электросчетчиков показаний электроэнергии с заданным интервалом времени; контроль достоверности показаний; формирование баланса электроэнергии по подстанциям; передача с заданным интервалом требуемой информации на региональный уровень управления.

2.Региональный уровень системы – уровень межрегиональной распределительной сетевой компании (МРСК). На данном уровне происходит сбор с заданным интервалом и обработка информации от локальных уровней; формирование баланса электроэнергии по отдельным группам счетчиков, отдельным подстанциям,

электроузлам; обмен информацией с системой оперативного управления; обмен информации с субъектами рынка; передача информации на центральный уровень.

3.Центральный уровень системы – уровень федеральной сетевой компании (ФСК). На данном уровне происходит сбор с заданным интервалом и обработка информации от региональных уровней; расчет потерь по межрегиональным и межгосударственным линиям; формирование баланса электрической энергии по регионам и в целом по электрической сети.

В АСКУЭ предусмотрено взаимодействие с другими информационными системами, которые входят в корпоративную информационную систему управления – обмен между АСКУЭ и системой диспетчерского управления, системой управления техническим обслуживанием. Передача данных АСКУЭ, данных технического учета осуществляется сетевой компанией по запросу системы диспетчерского управления в пределах существующей технической возможности на ее передачу в согласованных форматах и сроках.

На рис. 2 показана принципиальная структурная схема построения АСКУЭ. Основным источником информации является счётчик электроэнергии, который осуществляет автоматическое измерение активной и реактивной электроэнергии. Данные с показаниями счётчиков собираются маршрутизатором каналов связи (МКС). МКС устанавливается на трансформаторной подстанции. Далее данные об электропотреблении, собранные МКС, передаются по GSM/GPRS каналу на сервер базы данных диспетчеру сетевой компании. Данные показаний счётчиков электроэнергии содержат фиксированное время измерений и записываются в базу данных по этому признаку.

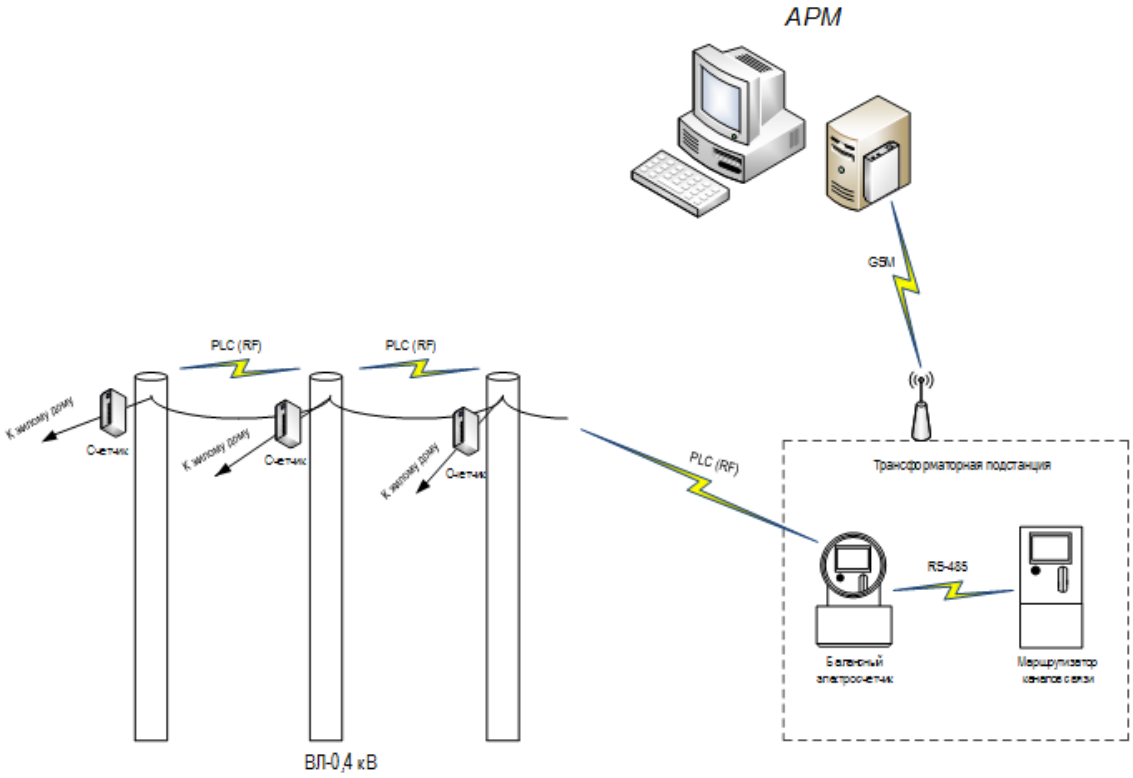


Рис. 2. Принципиальная структурная схема построения АСКУЭ

МКС предназначен для конфигурирования каналов связи, согласования протоколов и обеспечения обмена данными счетчиков электрической энергии, концентраторов, ретрансляторов и других компонентов автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электроэнергии.

Электросчетчики выполняют измерения следующих величин: энергия (активная, реактивная); мощность (активная, реактивная с указанием текущего положения вектора полной мощности); ток, среднеквадратичное (действующее) значение; напряжение, среднеквадратичное (действующее) значение; частота питающей сети; коэффициент реактивной мощности цепи (tgφ); коэффициент мощности (cosφ).

С разработкой новой линейки приборов учета стало возможным использовать данные от системы АСКУЭ для задачи ОС, поскольку:

1. Время интегрирования значений (период измерения) составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения);

2. Информация об электроэнергии и мощности привязана к астрономическому времени или синхронизирована в пределах энергообъекта. В электросчетчиках имеется функция «стоп-кадр» для получения единовременных срезов, т.е. измерений параметров сети с единой меткой времени;

3.Класс точности счетчиков бытовых абонентов, общественных знаний, общедомовых счетчиков равен 1,0;

4. Обмен данных между уровнями АСКУЭ осуществляется посредством цифровых интерфейсов (GSM/GPRS каналы, радиоканалы, проводные помехозащитные каналы, каналы с использованием PLC технологий).

Интеграция данных SCADAи АСКУЭ в задаче ОС

Для практического анализа возможности выполнения ОС по данным от приборов учёта электроэнергии информация о параметрах режима ЭЭС была дополнена данными от АСКУЭ. Рассматривался реальный проект на создание АСКУЭ для потребителей одного из поселков Черемховского отделения ООО «Иркутскэнергосбыт». В поселке были смонтированы и запущены в работу электронные счетчики энергии новой линейки производителя ЗАО «РиМ». Реализация данного проекта позволила осуществлять дистанционный контроль и снятие показаний счетчиков электроэнергии, а также исключила неодновременность снятия показаний.

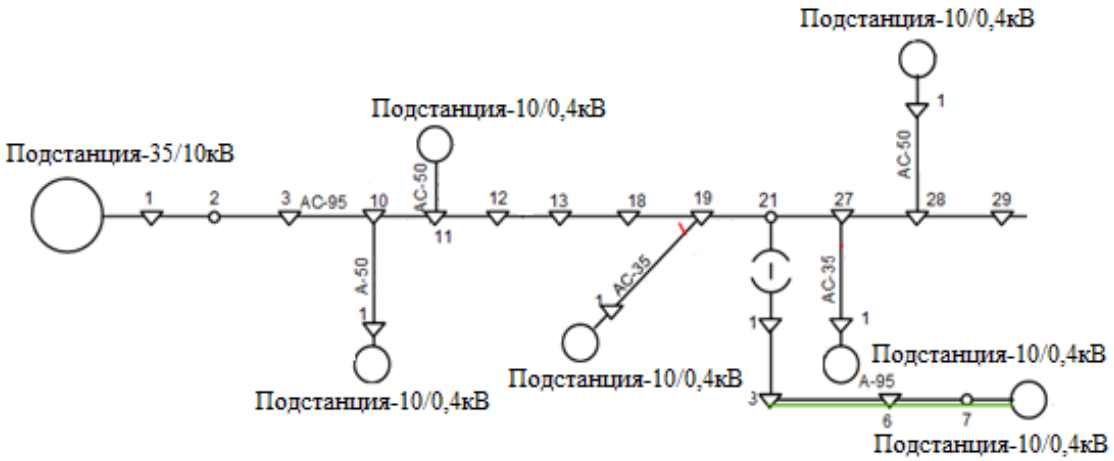


Рис. 3. Фрагмент поопорной схемы ВЛ-10 кВ от ТП-35/10кВ

В созданной системе счетчики установлены на проводах воздушных линий, по которым осуществляется электроснабжение жилых домов, непосредственно у опор. Фрагмент поопорной схемыВЛ-10 кВ от ТП-35/10 кВ, по которой осуществляется электроснабжение поселка представлен на рис.3. Показания со счетчиков передаются по силовому каналу на трансформаторные подстанции. На трансформаторных подстанциях 10/0,4кВ установлены балансные счетчики, которые поддерживают функцию ведения журналов о значении мощности, напряжений, токов и передачи

показаний журналов через МКС. Данные счетчики удовлетворяют требованиям, необходимым для работы ОС. На автоматизированном рабочем месте Черемховского отделения ООО «Иркутскэнергосбыт» установлены терминалы (GSM модем), с помощью которого принимаются и обрабатываются сведения из АСКУЭ поселка.

Для проведения исследования на локальном уровне были опрошены 10 балансных счетчиков, установленных на подстанциях поселка при помощи программы РМС 2150. Места установки трехбалансных счетчиков показаны на рис. 4. При детализации схемы до 0,4 кВ показания этих счетчиков используются с циклом, равным времени интегрирования данных АСКУЭ. При детализации схемы до 10 кВ используется показание счетчика, установленного на подстанции 35/10 кВ. ОС режима будет выполняться по измерительной информации, полученной поSCADA и АСКУЭ.

В таблице показаны значения напряжений, активной и реактивной мощности по фазам, полученные с трех трансформаторных подстанций в одно и тоже время.

Таблица 1

Показания балансных счетчиков

№ П/С	Время снятия показаний	P, Вт			Q, ВАр			U,В		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
ТП1	10.03.2014 13:57:30	116,5	155,7	137,5	0,6	9,2	1,8	236,13	229,73	228,38
ТП2	10.03.2014 13:57:30	215,7	296,1	472,9	449,6	379,2	63,1	250,55	249,2	248,3
ТП3	10.03.2014 13:57:30	339,3	301,7	322,6	-6,8	59,4	17,5	238,38	240,22	233,92

Время интегрирования полученных данных составляет 1 минуту. В данном случае ОС режима ЭЭС (рис. 4) будет выполняться с циклом 1 мин.

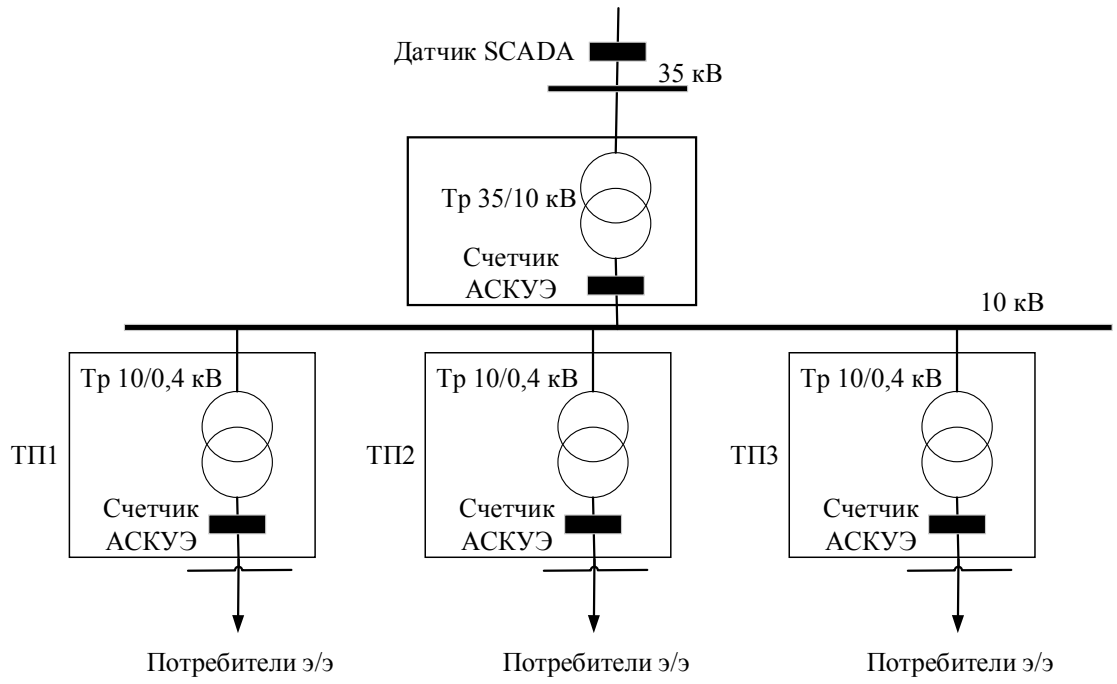


Рис. 4. Фрагмент электрической схемы электроснабжения потребителей поселка

Перспективные исследования

При вычислении максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых линиях необходимо учитывать регулирующий эффект нагрузки (изменение значения мощности в нагрузочном узле в зависимости от напряжения). Для этого на каждом шаге итерационного процесса необходимо вычислять мощность в заданном нагрузочном узле как функцию от напряжения. Наиболее точный учет регулирующего эффекта нагрузки обеспечивается при представлении нагрузки статическими характеристиками. Получение статических характеристик нагрузки является сложной задачей. Упрошенный способ моделирования регулирующего эффекта нагрузки- это представление нагрузки проводимостью[7].Проводимость нагрузки может быть вычислена по известным параметрам режима. Точная информация о параметрах режима в нагрузочном узле собирается с помощью АСКУЭ.

На рис.5 показана укрупненная блок-схема алгоритма классического и модифицированного методов ОС[8] с использованием данных АСКУЭ. Информация, полученная от SCADA, PMU и АСКУЭ проверяется в блоке достоверизации, где подавляются ошибочные данные. Для решения задачи ОС модифицированным методом (с целью вычисления МДП в контролируемых сечениях) после достоверизации on-line информации добавляется расчетная информация и корректируется модель нагрузки в заданных узлах. Результатом модифицированного метода оценивания состояния является результирующий установившийся режим.

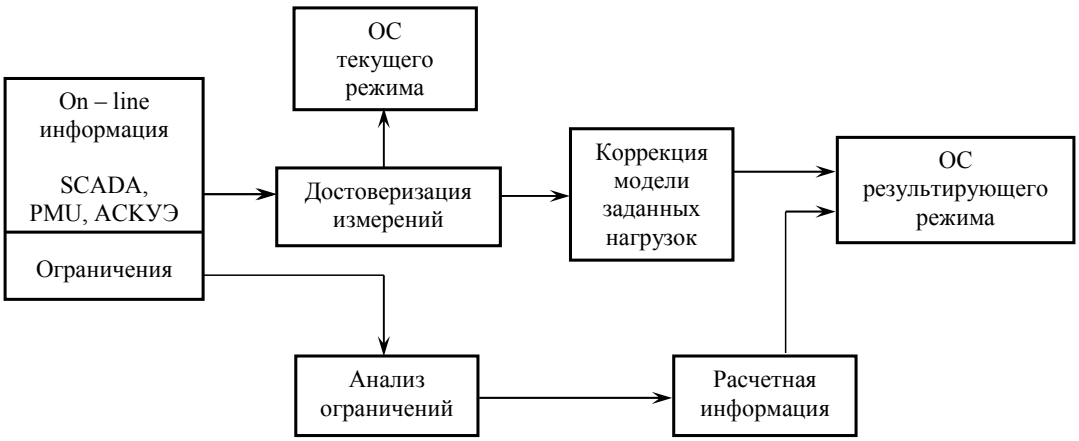


Рис.5. Блок-схема алгоритма классического и модифицированного методов оценивания состояния.

Выводы

В работе показана возможность использования данных АСКУЭ в качестве измерительной информации для задачи ОС. Наличие некоторых свойств АСКУЭ – получение данных с интервалом в 1 сек, наличие единовременных срезов данных, высокая точность измерительных приборов, использование современных технологий для передачи данных – гарантирует успешную интеграцию измеренийSCADA и АСКУЭ в задачу ОС.

Совместное использование измерений SCADA, PMU и АСКУЭ повышает избыточность и качество измерительной информации. Избыточность обеспечивается введением дополнительных измерений от АСКУЭ. Уровень качества измерений

повышается за счет использования точных приборов АСКУЭ и за счет замены псевдоизмерений реальными измерениями.

Литература

1.Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
2.Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476-479.
3.Паздерин А.В. Разработка моделей и методов энергораспределения в электрических системах. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Екатеринбург, 2005г.
4. Колосок И.Н., Евдокимов Е.Ю. Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии в системе электроснабжения крупного промышленного предприятия на основе статистических методов обработки данных. // Промышленная энергетика. 2009. - №12 - С. 27-34.
5.Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4-10(6) кВ Белорусской энергосистемы. Стандарт ГПО «Белэнерго», СТП 09110.47.104-11.
6.Типовое соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и МРСК в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. Москва 2012 г. www.so-ups.ru.
7.Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова.- М: Энергия, 1979.-456 с., ил.
8.Глазунова А. М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы//Электричество. 2013.- №12. -С. 21-29.

УДК 535.5.013.3

РАЗРАБОТКА МЕТОДА РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СВЕРХБОЛЬШОЙ РАЗМЕРНОСТИ

В.Ю Волков, А.П. Скибин

Введение

Обычно модели для расчета гидравлических сетей базируются на законах Киргофа (закон сохранения массового баланса и закон сохранения энергии). На этих уравнениях основаны численные методы решения гидравлических сетей, начиная с работ Лобачева, Андрияшева и Харди Кросса вплоть до современных программных продуктов, основанных на глобальном и расширенном глобальном градиентном алгоритме Тодини (Global Gradient Algorithm) [1, 2, 3].

Рассматривается стандартная задача потокораспределения в гидравлических сетях. Наиболее полно методы расчета гидравлических сетей описаны в работах Хасилева, Меренкова [4].

Для решения задачи потокораспределения авторами статьи применен конечно-разностный метод контрольного объема (МКО).

В отличие от существующих подходов предложенный метод не требует определения гидравлических контуров и сводится к решению единого поля давления для всей расчетной области.

Описание метод расчета

Авторами был совершен переход от уравнений массового баланса, основанных на первом и втором законах Киргофа, к описанию гидравлической сети с помощью дискретизации уравнения неразрывности, которое приводится к виду, аналогичному уравнению Пуассона для давления.

При применении метода контрольного объема [6, 7] применялись следующие допущения: движение жидкости в гидравлической сети считается стационарным и изотермическим. Тогда в общем случае изотермического движения жидкости описывается системой уравнений Навье-Стокса для ламинарного режима течений и уравнениями Рейнольдса для турбулентного режима.

$$div\left(\rho u\vec{u} - \mu_{eff}\overrightarrow{grad(u)}\right) = -\frac{\partial P}{\partial x} \quad (3)$$

$$div\left(\rho v\vec{u} - \mu_{eff}\overrightarrow{grad(v)}\right) = -\frac{\partial P}{\partial y} \quad (4)$$

$$div\left(\rho w\vec{u} - \mu_{eff}\overrightarrow{grad(w)}\right) = -\frac{\partial P}{\partial z} \quad (5)$$

$$div(\rho\vec{u}) = q \quad (6)$$

В уравнениях (3-5) вместо давления p применяется полное давление P, определяемое выражением:

$$P = p - \rho g(\vec{e}_g, \vec{r}) \quad (7)$$

где ρ − плотность движущейся среды, кг/м^3; $\vec{r}$ − радиус вектор текущей точки пространства, м; $(\vec{e}_g, \vec{r})$ − скалярное произведение единичного вектора силы тяжести на радиус-вектор, м; $\vec{u}$ − вектор скорости, м/с; u, v, w - компоненты скорости по оси x, y

или z соответственно, м/с; x, y, z – координаты, м; μ_{eff} − эффективная (молекулярная и турбулентная) динамическая вязкость среды, Па·с; g − ускорение свободного падения, м/с^2; q – массовый источник, кг/м^3 с.

Граничные условия на входе в гидравлическую сеть:

$$P = P_{inlet} \text{ или } \vec{u} = \overrightarrow{u_{inlet}} \qquad (8)$$

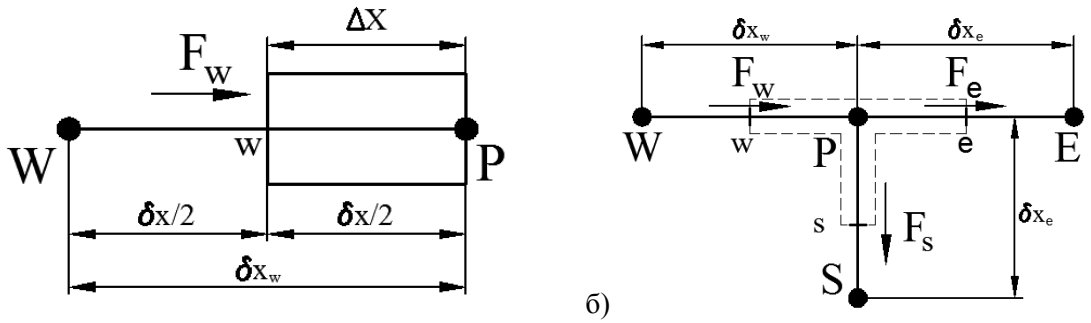
Граничные условия на выходе из гидравлической сети:

$$P = P_{outlet} \text{ или } \vec{u} = \overrightarrow{u_{outlet}} \qquad (9)$$

где inlet и outlet – обозначения сечений на входе выходе из гидравлической системы.

В применяемом методе используется дискретизация уравнений по методу контрольных объемов. Для численного решения применяется конечно-разностный вариант метода контрольного объема. Для описания задачи стационарного движения в фрагментах гидравлической сети, можно сделать следующие упрощения – если направить координатную ось OX по направлению оси гидравлической связи, то уравнения сохранения количества движения по осям OY и OZ рассматривать не целесообразно. Поэтому из рассматриваемой системы уравнений Навье-Стокса можно исключить уравнения (4) и (5). В данной постановке уравнения движения для компоненты вектора скорости, совпадающей с направлением движения среды в канале (3) рассматриваются как уравнения для определения поля скорости, а уравнение неразрывности (6) как уравнение для определения поля давления. Дискретные аналоги уравнений (3) и (6) получаются их интегрированием по каждому контрольному объему, на который разбита расчетная область (рисунок 1). Особенностью разрабатываемого метода является непосредственная подстановка дискретного аналога для уравнения движения в уравнение неразрывности для получения дискретного аналога уравнения для определения поля давления.

Таким образом, центр контрольного объема соответствует узлу гидравлической сети, а грань КО− гидравлической связи.



а) б)

Рис. 1. Контрольные объемы для уравнений движения (а) и неразрывности (б)

Проинтегрировав уравнение (3) по типичному контрольному объему (рис 1а) и применив теорему Остроградского-Гаусса и соотношение Дарси-Вейсбаха, получим дискретный аналог уравнения количества движения:

$$\left(F_p + \lambda\frac{\rho_p u_p}{2D}\Delta V\right)u_p = F_w u_w - \int_V \frac{\partial P}{\partial x}dV \qquad (10)$$

$$F_w = \int_{S_w} \rho u dS = \rho_w u_w S_w = F_p = \int_{S_p} \rho u dS = \rho_p u_p S_p \qquad (11)$$

где λ − распределенный коэффициент гидравлического трения; D − гидравлический диаметр, м; ξ − коэффициент гидравлического сопротивления; ∂x − длина гидравлической связи, м; V − объем контрольного объема; S_w, S_p − площадь граней контрольного объема на гранях w, p соответственно.

$$u_w = -\frac{2\delta x}{\rho_w |u_w| \xi} \frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{PW} = -d_w \frac{P_P - P_W}{\delta x_w} \qquad (12)$$

где F_w и F_P – соответственно расходы через “наветренную” грани ‘w’ и подветренную грань ‘P’ контрольного объема.

Для получения дискретного аналога для определения давления проинтегрируем уравнение неразрывности (6) по контрольному объему (см. рис. 1б) и применив теорему Остроградского-Гаусса для левой части уравнения (6), получим дискретный аналог уравнения неразрывности (4):

$$F_e - F_w + F_s = Q \qquad (13)$$

где Q – массовый источник в контрольном объеме (см. рис. 2б), ассоциированным с узлом P. Определим конвективные потоки F_e и F_w на гранях s и e:

$$F_e = (\rho u)_e S_e = -\rho_e d_e S_e \frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{PE} = -\frac{\rho_e d_e S_e}{(\delta x_e)(P_E - P_P)} \qquad (14)$$

$$F_s = (\rho u)_s S_s = -\rho_s d_s S_s \frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{PS} = -\frac{\rho_s d_s S_s}{(\delta x_s)(P_S - P_P)} \qquad (15)$$

Введя обозначения

$$D_e = \frac{\rho_e d_e S_e}{\delta x_e}; \quad D_w = \frac{\rho_w d_w S_w}{\delta x_w}; \quad D_s = \frac{\rho_s d_s S_s}{\delta x_s} \qquad (16)$$

Получим дискретный аналог уравнения неразрывности в следующем виде:

$$a_P P_P = a_W P_W + a_E P_E + a_S P_S + b \qquad (17)$$

где

$$a_S = D_S; \quad a_W = D_W; \quad a_E = D_E; \quad b = Q; \quad a_p = a_W + a_E + a_S$$

Для решения системы уравнений (3) – (6) использована итерационная процедура, являющаяся упрощенной модификацией процедуры SIMPLE (Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations) − полунеявный метод для связывающих давление уравнений [7].

1. Вводится предполагаемые поля скорости и давления.
2. Рассчитываются значения d для всех гидравлических связей.
3. Рассчитываются коэффициенты дискретного аналога поля давления, и определяются поля давления и градиентов давления. Определяются массовые потоки через грани КО.
4. Рассчитывается значения скорости для каждой гидравлической связи, используя коэффициенты дискретного аналога уравнения движения и полученный градиент поля давления.
5. Возврат к п.2 до тех пор, пока не будет достигнута сходимость.

Таким образом, для решения задачи потокораспределения не требуется определение гидравлических контуров, а описанию гидравлической сети производится с помощью дискретизации уравнения неразрывности, которое приводится к виду, аналогичному уравнению Пуассона для давления для всей гидравлической сети в одномерной постановке.

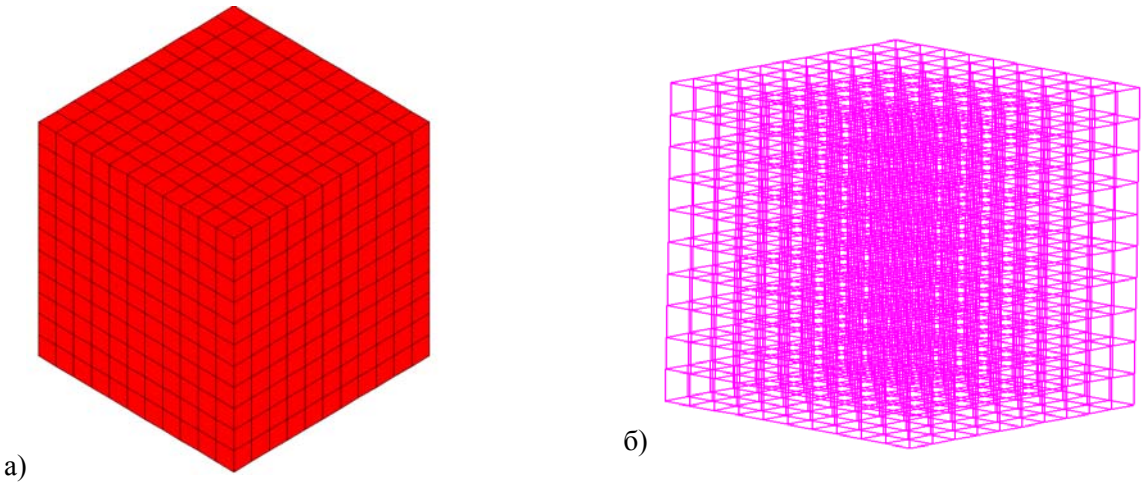
Тестирование предложенной методики

В связи с отсутствием необходимых данных по гидравлическим сетям большой размерности, была рассмотрена «синтетическая» задача. Предложенный метод тестирования задач большой размерности основан на основе стандартных задач CFD (computational fluid dynamic – вычислительный тепломассообмен) моделирования.

В этом случае в качестве референсного решения для получения полей давлений и расходов было использовано трехмерное решение одной из стандартных тестовых задач CFD моделирования. При данном подходе имеющееся численно решение CFD задачи принимается референсным [8]. После чего из полученных трехмерных полей

давлений и скоростей определяются коэффициенты гидравлического сопротивления для связей и источники в узлах для эквивалентной по отношению к CFD гидравлической сети. Эти данные использовались как граничные условия для гидравлического расчета. При правильной реализации и численной устойчивости метода в результате гидравлического расчета должны получить то же поле давление в узлах и расходы по связям, что и в эталонном CFD расчете.

В качестве тестовой задачи была рассмотрена задача течения жидкости в кубической каверне с движущейся верхней стенкой [6, 8]. Измельчение сетки расчетной области позволило получить задачи размерностью более 2 миллионов гидравлических связей. Для упрощения автоматизации получения данных, эквивалентная гидравлическая сеть строилась таким образом, чтобы центру контрольного объема сетки для CFD расчета соответствовал узел гидравлической сети, а грань контрольного объема соответствовала середине гидравлической связи. Особенность данной задачи заключается в большом количестве гидравлических контуров, что сильно усложняет расчет с помощью стандартных «увязочных» методов.



а) б)

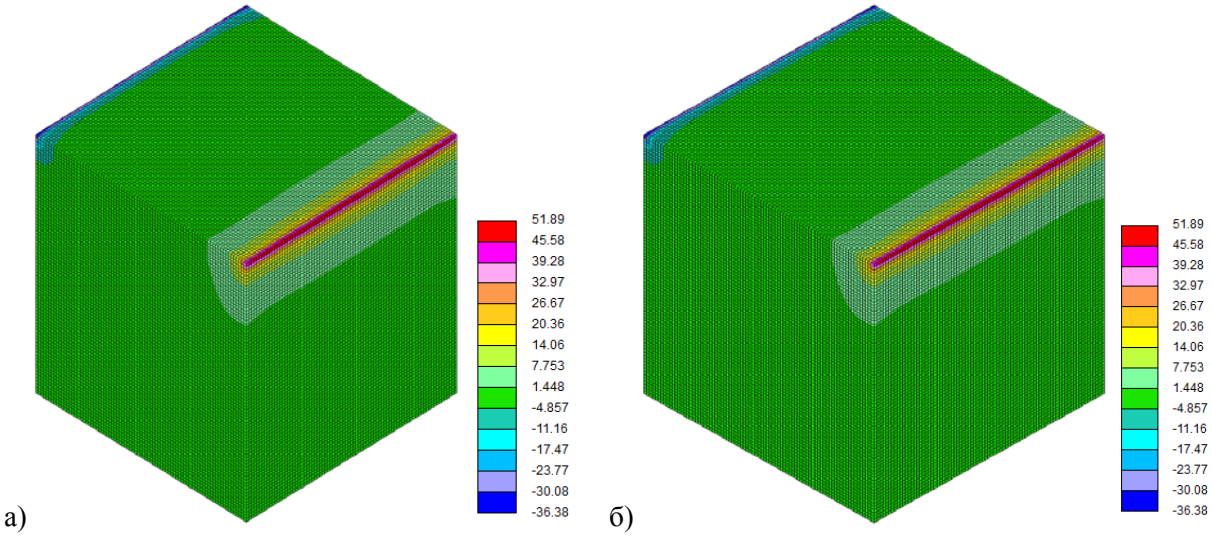
Рис. 2 – Расчетные сетки кубической каверны:
а) CFD; б) Гидравлическая сеть

Расчетная область для кубической каверны представляет собой полость $l \times l \times l$ с движущейся верхней стенкой со скоростью U. Течение жидкости в каверне считается ламинарным, стационарным, вязким и несжимаемым. Плотность и вязкость жидкости постоянны и удовлетворяют соотношению:

$$Re = \frac{\rho U l}{\mu} = 100$$

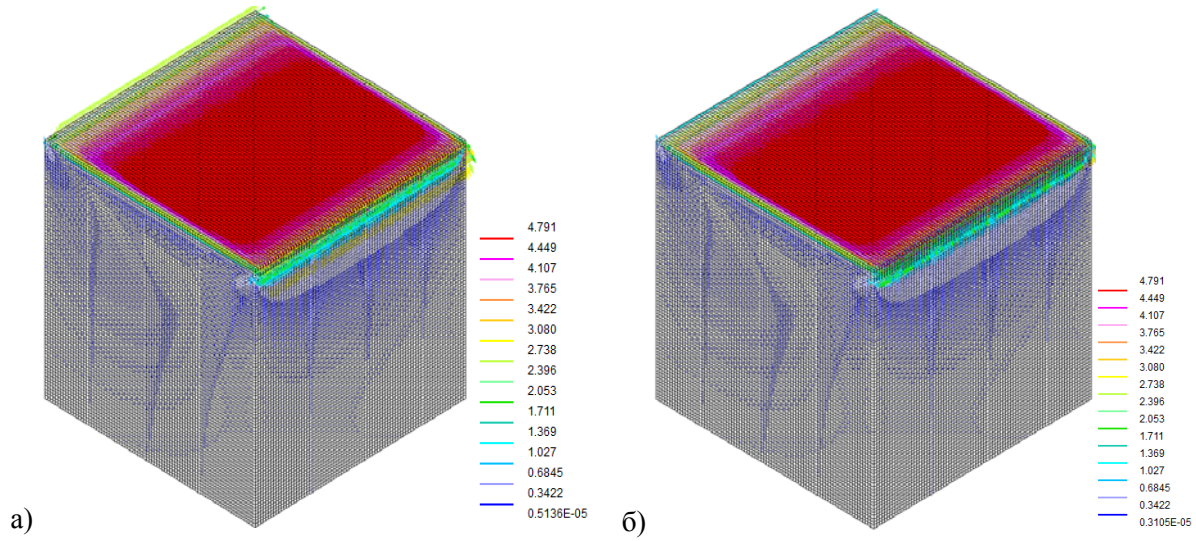
где Re – число Рейнольдса; ρ – плотность, кг/м^3; U – скорость движения верхней стенки, м/с; l – длина грани кубической каверны, м; μ – кинематическая вязкость, Па·с.

Сетка для CFD расчета и эквивалентная ей гидравлическая сеть для кубической каверны размерностью 11×11×11 узлов представлены на рисунке 2. Задача потокораспределения для гидравлической сети сверхбольшой размерности (около 2 млн. связей) была решена на основе задачи о движении жидкости в кубической каверне размерностью 81x81x81 ячеек.



а) б)

Рис. 3 – Поле давления, полученное с помощью:
а) референсного CFD расчета; б) гидравлического расчета с помощью МКО



а) б)

Рис. 4 – Поле скорости, полученное с помощью:
а) референсного CFD расчета; б) гидравлического расчета с помощью МКО

Анализ результатов гидравлического и CFD расчета, показал их хорошее совпадение для всех рассмотренных сеток с размерностью 5×5×5, 7×7×7, 11×11×11, 21×21×21, 51×51×51, 81×81×81 узлов. Причем относительные отклонения определения полей скоростей и давлений составили менее 0,01%. При этом разброс значений коэффициентов сопротивления гидравлических связей достигает 10 порядков.

Относительные отклонения расчета полей давлений и скоростей относительно эталонного CFD расчета представлены на рисунках 5 а и 5 б соответственно. Анализ данных рисунков показывает, что относительное отклонение расчета меньше 0,01%. При этом даже для задачи размерностью 2 млн. связей (0,5 млн. узлов), относительное отклонение расчета не превышает 0,01%.

Кросс-верификация метода

Авторами проведено сравнение точности решения и скорости сходимости предложенной методики расчета гидравлических сетей с наиболее известным открытым гидравлическим кодом – EPANET [5]. Программное обеспечение (ПО)

EPANET разработки Льюиса Россмана основано на градиентном алгоритме Тодини и является признанным отраслевым стандартным кодом для моделирования сетевой гидравлики.

Кросс-верификационное исследование проводилось на основе описанных выше эталонных тестовых задач. Для задач с относительно небольшой размерностью (до 2000 узлов), соответствующих сеткам с размерностью 5×5×5, 7×7×7 и 11×11×11 EPANET считает задачу потокораспределения с отклонениями менее 0,1%. Однако, для задач размерностью начиная с 21×21×21 узлов решения, полученные при помощи EPANET, имеют нефизичный характер, связанный с некорректным расчетом поля давления и завышением скорости в связях. При этом стоит отметить, что решение, получаемое с помощью ПО EPANET сходится, несмотря на то, что решение не соответствует референсному.

Сравнение погрешности определения полей давления и расходов, полученных при помощи МКО и EPANET относительно референсных результатов CFD-расчета, представлены на рисунках 5а и 5б соответственно. Как видно из анализа результатов, представленных на рисунке 5, разработанный вариант метода контрольного объема, численно устойчив даже для сверхбольших гидравлических сетей, сопоставимых по размерности с гидравлической сетью крупного города.

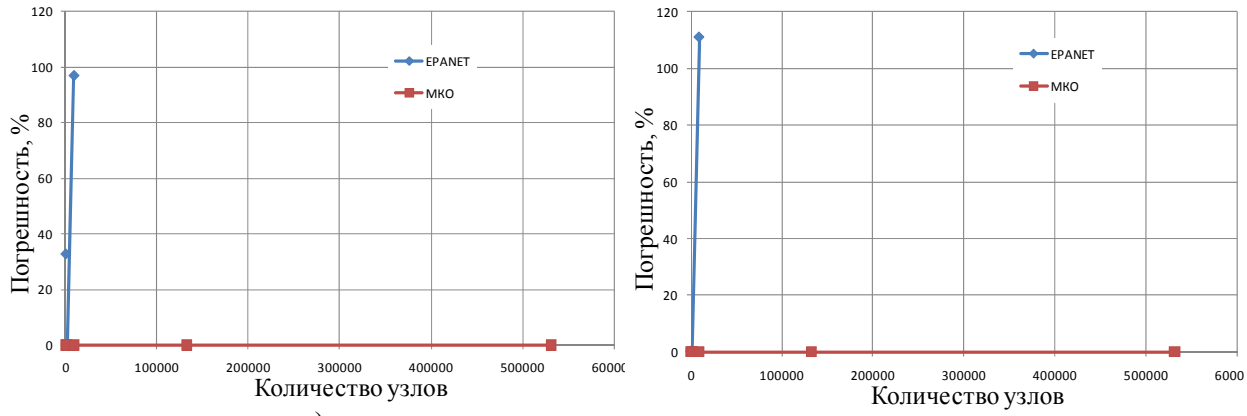


Рис. 5 − Относительные отклонения определения: а) давления; б) скорости
МКО – решение с помощью МКО; EPANET – решение с помощью EPANET

В процессе тестирования был проведен анализ скорости сходимости решения, получаемого с помощью разработанного варианта МКО с ПО EPANET. Сходимость получаемых результатов для тестовых задач с различной размерностью представлена на рисунке 6. Анализ данных, приведенных на рисунке 6, показывает независимость скорости сходимости от размерности задачи. При этом проведенное исследование показало, что при решении с помощью стандартного отраслевого гидравлического код EPANET, сходимость решения зависит от размерности задачи.

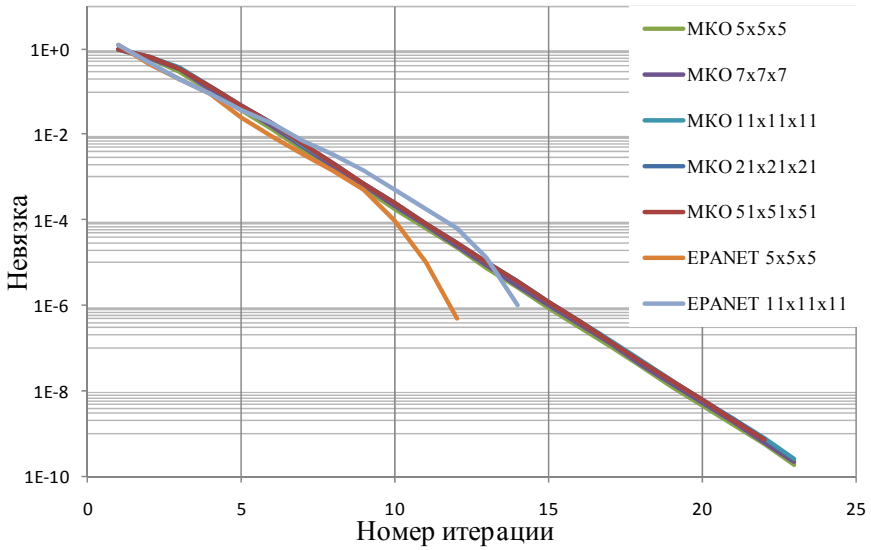


Рис. 6 – Скорость сходимости задачи:
МКО – решение с помощью МКО; EPANET – решение с помощью ПО EPANET

Литература

1. Kirchhoff G. Ueber die Auflo- sung der Gleichungen, auf welche man bei Untersuchung der linearen Verthei- lung, galvanische Strome gefuhrt wird. Leipzig; Annalen der Physik und Chemie (Poggendorf), 1847, Bd. 72, N 12, pp. 497- 508.
2. Cross H. “Analysis of flow in networks of conduits or conductors.” Engineering Experiment Station, University of Illinois, 1936, 38 p.
3. Todini E., Pilati S. “A gradient method for the analysis of pipe networks”. International Conference on Computer Applications for Water Supply and Distribution, Leicester Polytechnic, UK, 1987.
4. Меренков А.П., Хасилев С.Ю. Теория гидравлических цепей. Москва, 1985, 279 с.
5. Lewis A. Rossman, EPANET 2, USERS MANUAL. Water Supply and Water Resources Division National Risk Management Research Laboratory Cincinnati, OH 45268, September 2000, 200 p.
6. С.Ф. Глебов, Д.В. Макаров, А.П. Скибин, В.П. Югов. Применение совмещенной сетки для численного решения трехмерных задач гидродинамики и теплообмена методом контрольного объема. Инженерно-физический журнал, Вып. 71, N. 4, 1998. - С. 740-745.
7. Patankar S.V. Numerical heat transfer and fluid flow. Taylor and Francis, 1981, 196 p.
8. Mills R.D. Numerical solution of the viscous flow equation for a class of closed flows. Journal of Royal Aeronautical Society. 1965. Vol. 69, pp. 714-718.

УДК 621.311.1

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ И ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМ ПРИВОДОМ

By Хай Ха,

Введение

Вопросы расчета переходных процессов в распределительных электрических сетях напряжением 6-35 кВ при возникновении коротких замыканий и способы обеспечения их более надежной работы являются актуальными с научной и практической точек зрения. Подходы к рассмотрению переходных процессов систем электроснабжения (СЭС), представлены в многочисленных литературных источниках, включая монографии и учебные пособия [1-5]. До последнего времени эти подходы рассматривали в качестве объекта пассивную распределительную электрическую сеть, не содержащую генерирующих источников, кроме основного пункта питания от электроэнергетической системы (ЭЭС). Распространение источников распределенной генерации (РГ) в СЭС требует развития методов рассмотрения и исследования переходных процессов с помощью компьютерного моделирования, которое применяется и в данной работе.

Существует множество публикаций на тему дизель-генераторов с использованием синхронных генераторов, в которых, как правило, представлены два типа дизельных двигателей: двухтактный и четырёхтактный. В некоторых работах были рассмотрены и использованы математические модели дизель-генератора для исследования электрической сети с РГ [6–8]. В этих работах исследованы источники распределенной генерации с использованием математической модели дизель-генераторной установки.

В качестве объекта исследования рассматривается участок сельской распределительной сети 35кВ, приведенной на рис. 1. Схема имеет один основной источник питания (узел 1) от ЭЭС, одну установку РГ (узел 17). Основной источник питания и установка РГ в районе подключены к сети посредством выключателей.

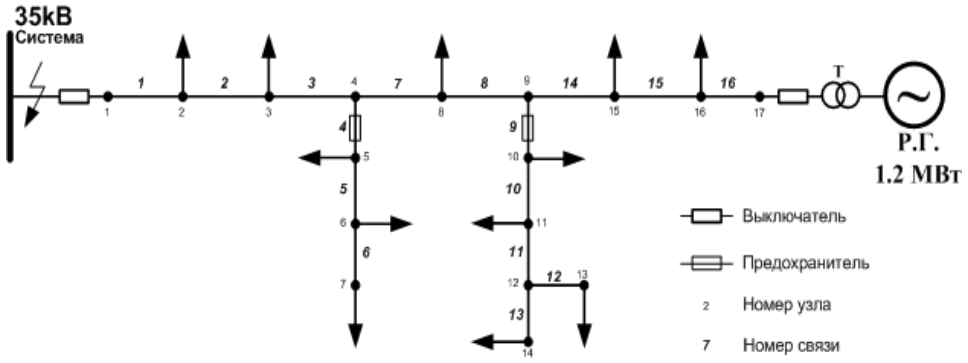


Рис. 1. Тестовая схема локальной СЭС с РГ

В табл.1 приведены основные электрические параметры линий напряжением 35 кВ, выполненных сталеалюминиевыми проводами марок АС, взятые из [5].

Таблица 1

Параметры связей СЭС тестовой схемы

№ связи	Связи		Марка провода	Длины линий, м	r_0,(Ω/км)	x_0, (Ω/км)	b_0,*10^{-4}((1/Ω)100.км)
	от узла	к узлу					
1	1	2	AC70	800	0,42	0,42	0,0273
2	2	3	AC70	400	0,42	0,42	0,0273
3	3	4	AC70	1435	0,42	0,42	0,0273
4	4	5	AC70	2688	0,42	0,42	0,0273
5	5	6	AC70	1300	0,42	0,42	0,0273
6	6	7	AC70	1216	0,42	0,42	0,0273
7	4	8	AC70	1320	0,42	0,42	0,0273
8	8	9	AC70	40	0,42	0,42	0,0273
9	9	10	AC70	2688	0,42	0,42	0,0273
10	10	11	AC70	1411	0,42	0,42	0,0273
11	11	12	AC70	1801	0,42	0,42	0,0273
12	12	13	AC70	79	0,42	0,42	0,0273
13	12	14	AC50	3069	0,592	0,433	0,0265
14	9	15	AC70	1342	0,42	0,42	0,0273
15	15	16	AC95	101,5	0,314	0,411	0,0281
16	16	17	AC120	2100	0,249	0,403	0,0285

На рис.1 показана часть схемы электроснабжения системы орошения одного из районов Вьетнама. Для оценки переходных процессов, происходящих в сети в различных ситуациях, необходимо создание математической модели дизель-генераторной установки [6-8] и системы частотно-регулируемого электропривода (ЧРП) [9] насосов системы орошения, моделирование линий электропередачи и трансформатора. В настоящее время для моделирования таких процессов имеется мощный инструмент моделирования ЭЭС в виде пакета MATLAB [10]. Пакет позволяет создать имитационную модель сети, что особенно ценно в условиях ограниченных возможностей проведения экспериментов в действующих электрических сетях 10 – 35 кВ. Для создания модели работы сети использовался пакет прикладных программ моделирования динамических систем Simulink пакета MATLAB (рис.2).

При моделировании переходных процессов системы ЧРП используется метод векторного управления [9]. Функциональная схема частотно-регулируемого асинхронного двигателя с векторным управлением показана на рис.3.

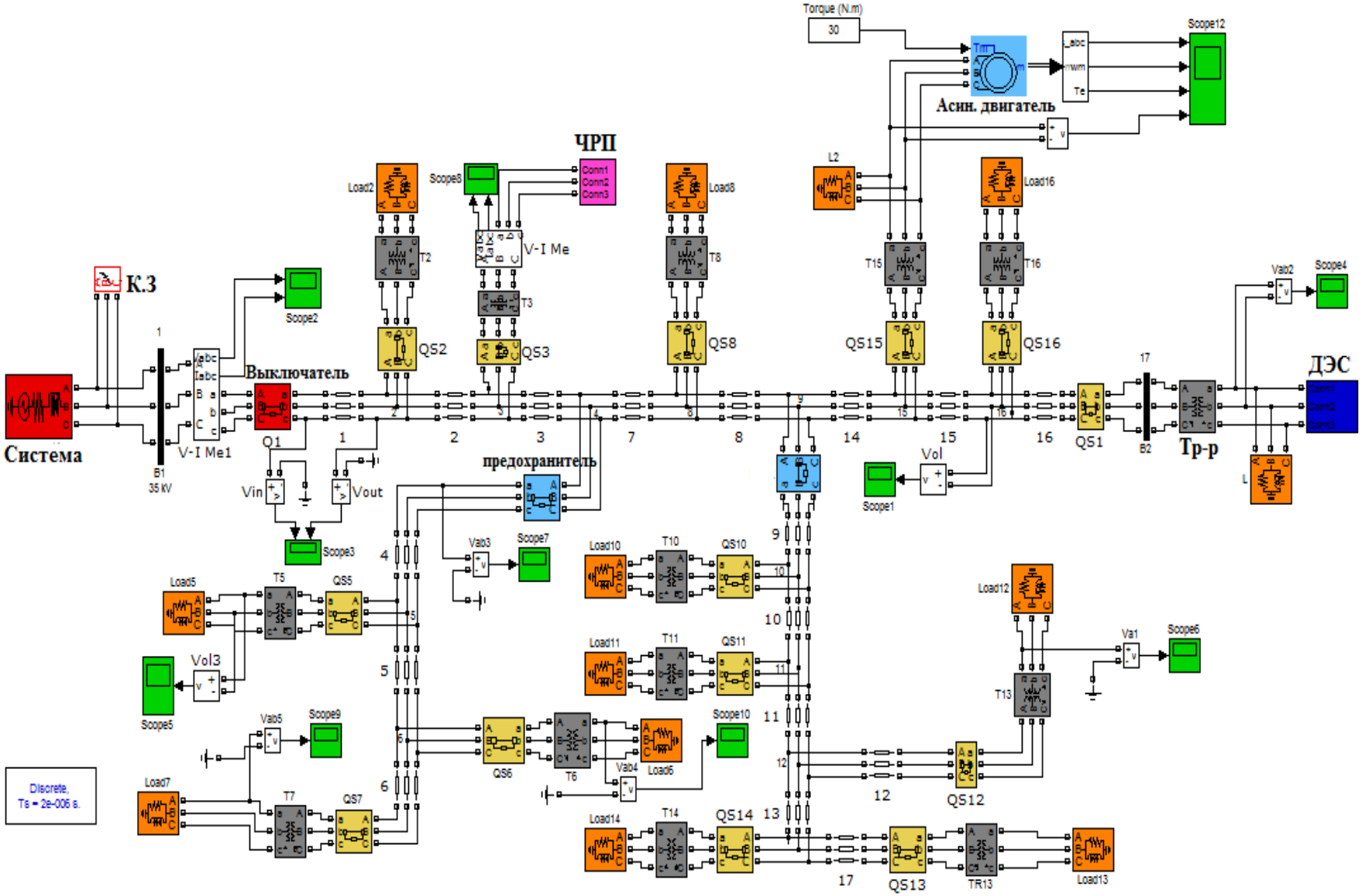


Рис. 2. Комплектная математическая модель СЭС с РГ и частотно - регулируемым электроприводом

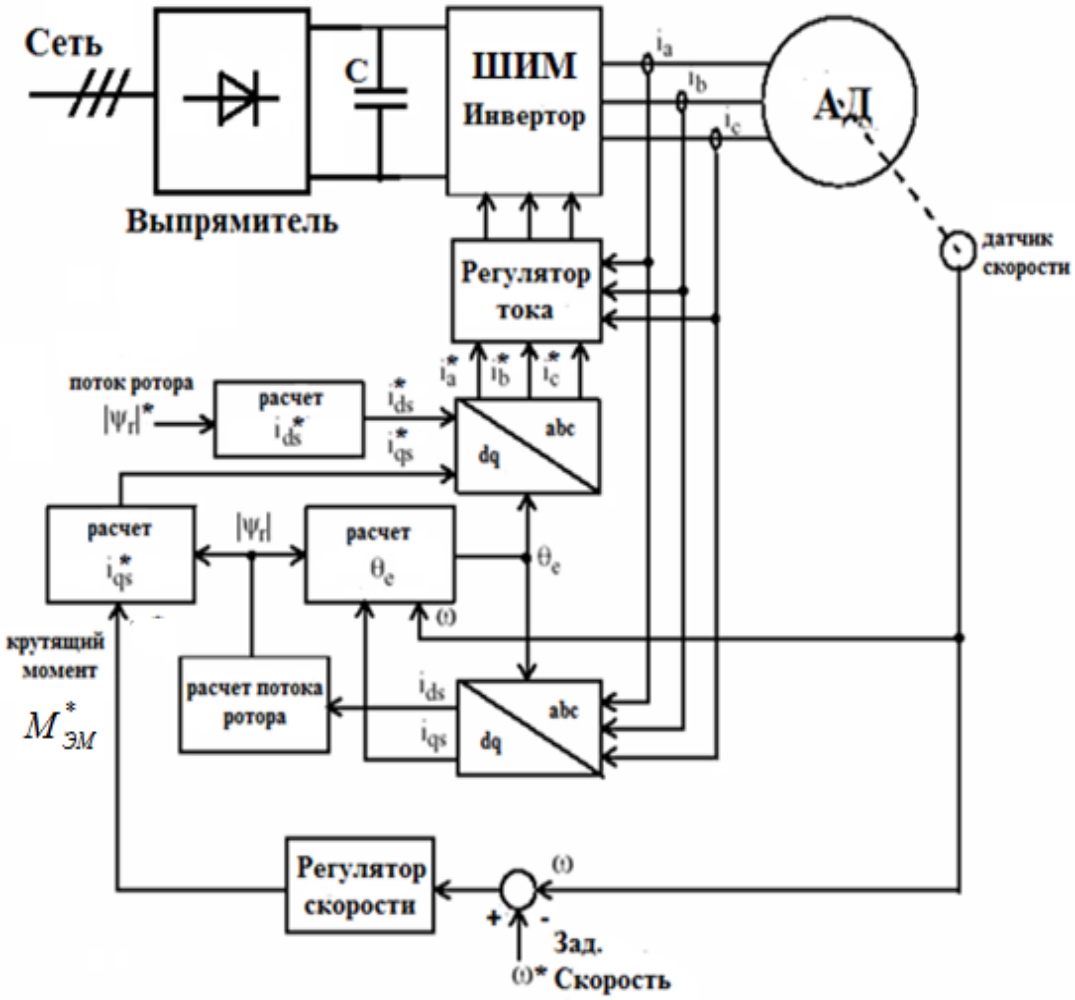


Рис. 3. Функциональная схема частотно-регулируемого асинхронного электропривода с векторным управлением

Моделируемый сценарий процессов в СЭС выглядит следующим образом:

- в начальный момент схема работает в нормальном режиме.
- в момент времени t = 1,05 с. происходит трехфазное короткое замыкание на перемычке между шинами системы и выключателем.
- в момент времени t= 1,1 с. происходит отключение аварийной линии от системы.

Как видно из полученных характеристик, во время короткого замыкания, можно наблюдать явление затухающего электромагнитного процесса колебания напряжения в узлах 1 и 16 (рис.4, 5) и быстрое увеличение значения тока в связи 1 (рис.4). Эти импульсные значения тока могут быть очень опасными для оборудования сети. В представленном примере исследован асинхронный двигатель марки АО51-4.

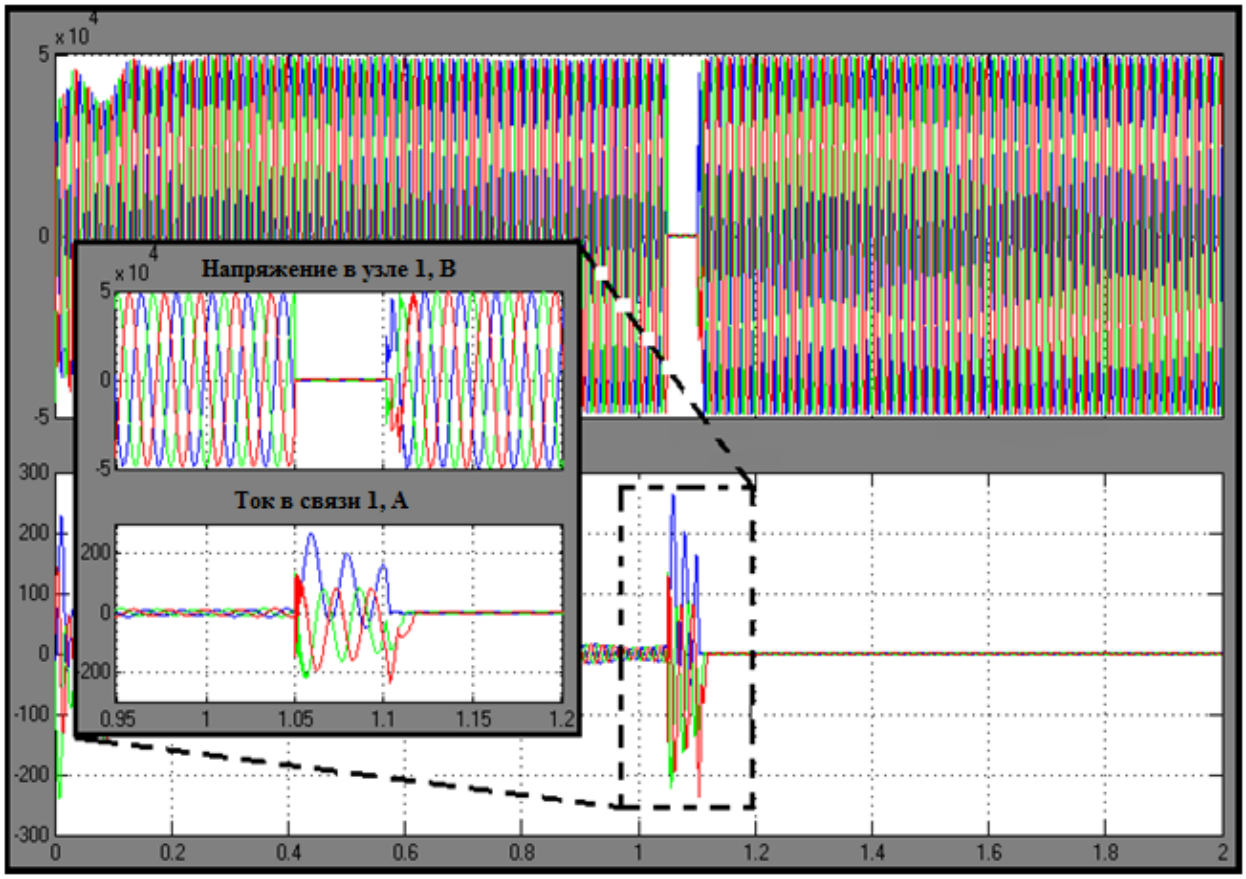


Рис. 4. Напряжение в узле 1 и ток в связи 1

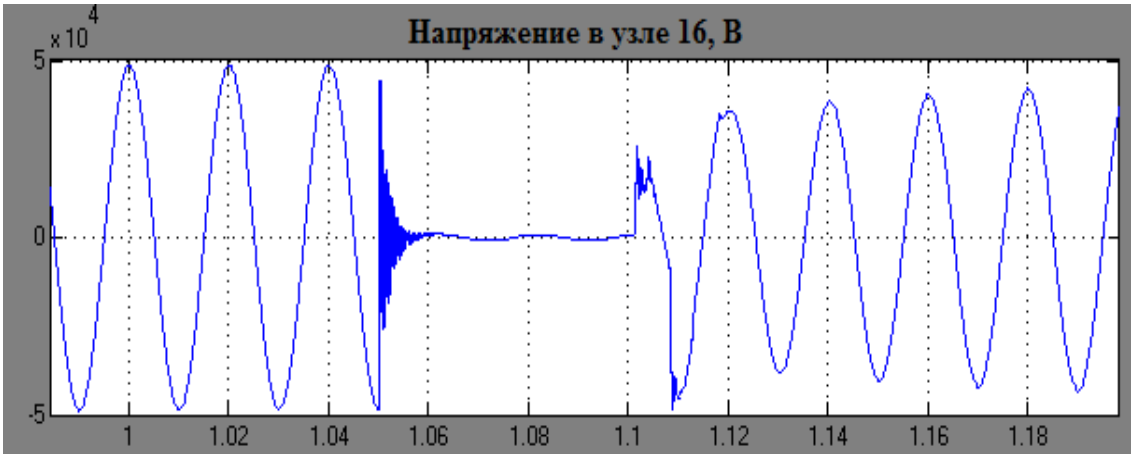


Рис. 5. Напряжение в узле 16

Результаты исследования (рис.6, 7) показали, что дизель-генератор не может обеспечить достаточный уровень напряжения для всей системы. В этот момент электрическая энергия преобразуется в тепловую энергию для нагрева катушек электродвигателей. Если питание не будет отключено во время, то появляется риск возникновения пожара в двигателе. Важно также отметить, что качество регулирования двигателя с ЧРП лучше, чем прямой пуск двигателя.

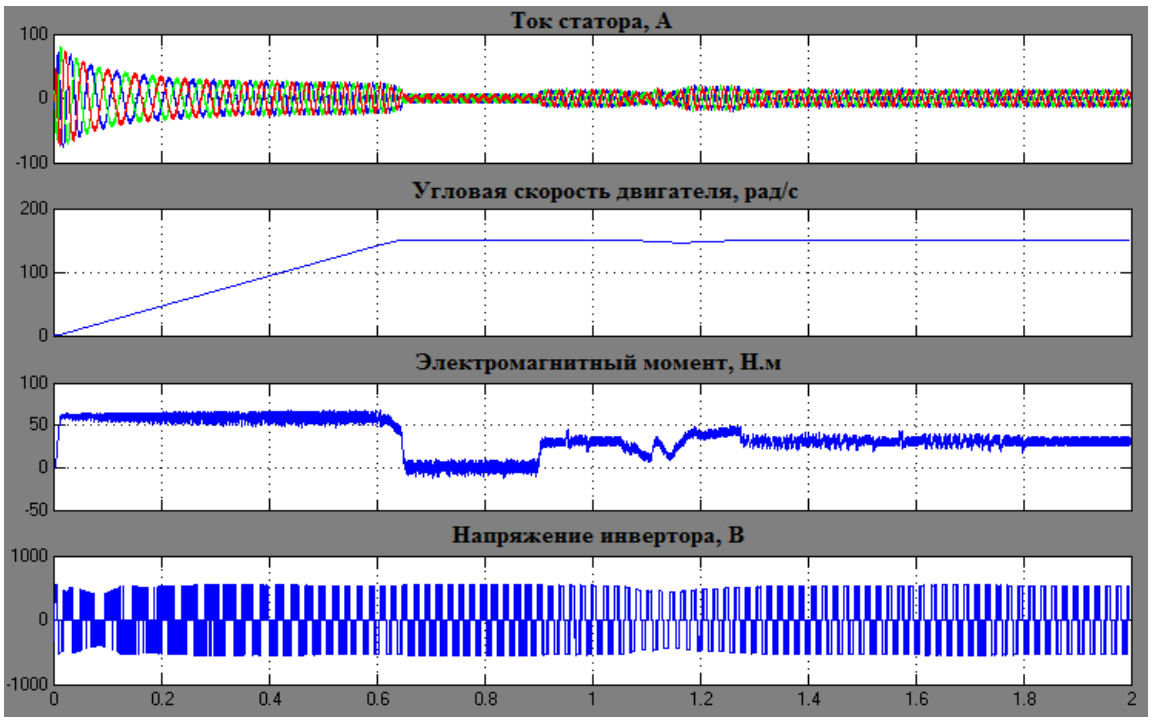


Рис. 6. Динамические характеристики системы частотно – регулируемого электроприводапри коротком замыкании

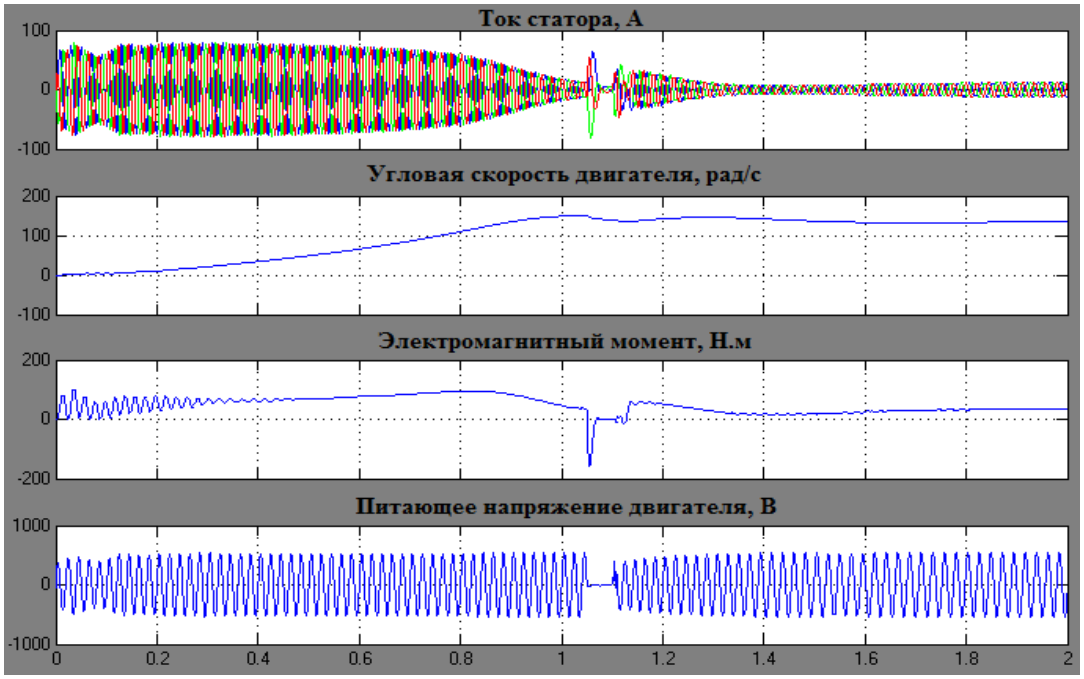


Рис. 7. Динамические характеристики при прямом пуске асинхронного двигателя

Заключение

В работе приведены результаты компьютерных экспериментов (программа MATLAB/Simulink) по исследованию переходных процессов, возникающих при трехфазных замыканиях на землю в воздушных электрических сетях напряжением 35 кВ. Разработанная математическая модель СЭС позволяет моделировать различные переходные процессы в сельских электрических сетях 35/0,4 кВ.

Практическая полезность такой модели заключается в возможности моделирования различных режимов работы конкретной электрической сети, что было продемонст-

рировано в статье на примере части схемы электроснабжения одного из районов Вьетнама и формирования новых технических требований к сетям при аварийных случаях.

Литература

1. В.А. Бошняга, В.М. Постолатий, В.М. Суслов, А.Н. Клиндухов. Моделирование перенапряжений в кабельной распределительной сети 10 кВ при однофазных дуговых замыканиях на землю // Региональные проблемы энергетики, 2013. 1 (21). – С.28-46.

2. Шуин В.А. Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 3–10 кВ //Электричество. 1991. № 10. – С. 58–61.

3. Е. И. Байда, Г.Н. Гапоненко. Математическая модель низковольтной электрической линии с распределенной нагрузкой // Электротехника и Электромеханика. 2011. № 3. – С. 18–20.

4. В.В. Бирюков, Л.П. Костюченко. Исследование электромагнитных переходных процессов в сельких электрических сетях при различном конструктивном исполнении линии электропередачи и заземлении нейтрали // Ползуновский Вестник. 2012. №4. – С. 83-88.

5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

6. J. Perahia, C.V. Nayar. Model and simulation of a stand-alone power system comprising a diesel engine driven synchronous generator and a power conditioner // International Journal of Electrical Education. 1998. Vol.35. P. 245-270.

7. Omar S. Mazzoni, Transient Performance Evaluation of Nuclear Generating Station Standby Diesel Generators, IEEE Systems Research International, Great Falls, VA.

8. P. M. Anderson and M. Mirheydar, Analysis of a Diesel Engine Driven Generating Unit and The Possibility for Voltage Flicker, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 10, No. 1, March 1995.

9. V. H. Ha. Modeling the vector regulator of the induction motor // Innovative Development Trends in Modern Technical Sciences: Problems and Prospects. Research Articles. - San Francisco, CA, USA: B&M Publishing, 2013. P. 148-152.

10. И.В.Черных. Моделирование электротехнических устройств в МАТЛАБ, Simpower Systems и Simulink. – СПб.: «Питер», 2008. - 290 с.

УДК 621.316.7

ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЭС С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

А.В. Криворот

Аннотация

Предлагается система противоаварийного управления (ПАУ) на базе регуляторов потоков мощности (РПМ). Регуляторы включаются на системообразующие связи в ЭЭС для обеспечения динамической устойчивости генераторов. Входной информацией для РПМ является набор режимных и схемных параметров линий, на которых они установлены. Выходным управляющим воздействием является изменение реактивной проводимости линий. Противоаварийное управление проводится в двух режимах – в режиме форсировки и режиме регулирования. Режим форсировки используется РПМ на неповрежденных цепях аварийных линий и направлен на незамедлительную компенсацию потерянной проводимости. Режим регулирования применяется в случае недопустимых отклонений режимных параметров линий, а время его включения и интенсивность воздействия зависит от отклонения частоты в узлах и степени загрузки линий.

Описан принцип и алгоритм противоаварийного управления. На численном примере анализируются случаи потери динамической устойчивости в ЭЭС (27-узловая схема), проводится расчет электромеханических переходных процессов при использовании РПМ и сохранении динамической устойчивости. В качестве возмущения рассматривается трехфазное короткое замыкания на одной цепи двухцепной линии ЭЭС.

Введение

Появление распределенной генерации (РГ) в электроэнергетической системе (ЭЭС) может оказать неоднозначное влияние на динамическую устойчивость. Как было показано в [1], неблагоприятное воздействие на устойчивость ЭЭС оказывает сосредоточение значительных мощностей генерации (как традиционной, так и распределенной генерации) в какой-либо части энергосистемы и образованию избыточных и дефицитных областей в ЭЭС. При авариях на линиях, связывающих эти области, может происходить потеря динамической устойчивости.

Как известно, устойчивость параллельной работы генераторов при авариях типа КЗ, отключениях линий электропередачи и других отключениях поддерживается в энергосистемах за счет естественных синхронизирующих сил. Кроме того, для этой цели используются устройства противоаварийной автоматики (ПА), действующей путем отключения части генераторов, аварийного управления мощностью паровых турбин и отключения нагрузки. Эти устройства получили название автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) [2].

Однако, предотвращение нарушения устойчивости с помощью устройств ПА в ряде случаев оказывается невозможным. В этих случаях применяются устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), действующие в конечном итоге на разрыв связей, устойчивость которых нарушена. Основная функция этих устройств – выявление факта перехода режима в асинхронный. В ряде случаев требуется также

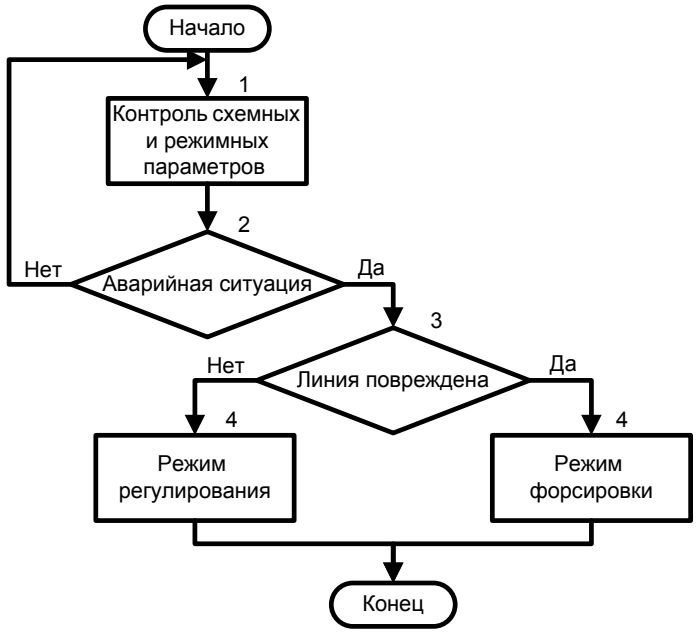
выявление ускоряющейся и тормозящейся частей энергосистемы. Наличие в ЭЭС распределенной генерации усложняет задачу выбора места установки АЛАР и организации его работы с учетом чувствительности к асинхронному режиму одной группы генераторов и нечувствительности при другом сочетании генераторов.

Нередко нарушения устойчивости возникают в результате аварийного процесса в смежной энергосистеме. При работе группы станций на приемную систему по двум линиям, в случае, когда приемная система испытывает дефицит мощности при асинхронном ходе по одной из передач, то по другой так же может начаться асинхронный ход вследствие разности частот передающего и приемного конца. Также, в ЭЭС с РГ могут возникнуть асинхронные режимы, при которых наблюдается асинхронное движение более чем двух групп генераторов. Многомашинный асинхронный режим особенно опасен по своим последствиям, поскольку ресинхронизация при нем маловероятна, а типовые устройства АЛАР в этом случае малоэффективны, так как они предназначены только для двухчастотных асинхронных режимов [3].

Для повышения степени устойчивости энергосистемы предлагается использовать объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ), применение которых позволит управлять потоками мощности в линиях посредством корректировки реактивной проводимости линий. Действие регуляторов базируется на использовании измеренных в узле установки устройства токов и напряжений, а также схемных параметров защищаемой линии. Реализация управляющих воздействий ОРПМ на раннем этапе протекания переходного процесса, позволит предотвратить развитие аварии и потерю динамической устойчивости в ЭЭС.

Алгоритм функционирования ОРПМ в ЭЭС

Согласно [4], за основу алгоритма функционирования ОРПМ был взят типовой набор операций противоаварийного управления (ПАУ) (рис. 1).



1 - Контроль режимных параметров линии (измерение потоков мощности, напряжения в узлах).

2 - При появлении возмущения (провал напряжения, бросок тока, отклонение частоты) производится диагностика состояния линии (работа коммутационных устройств, величины токов по отдельным цепям линии).

3 - Выбор режима работы регуляторов.

4 - Реализация выбранных режимов работы ОРПМ.

Рис. 1. Алгоритм функционирования ОРПМ

Различные режимы работы ОРПМ обеспечивают необходимое быстродействие и селективность регуляторов. В первую очередь в работу включается ОРПМ на

поврежденной линии (режим форсировки). По мере отклонения режимных параметров от допустимых значений, могут быть задействованы ОРПМ на других линиях (режим регулирования).

Принцип расчета управляющих воздействий ОРПМ

Для расчета дозировки управляющего воздействия ОРПМ в первую очередь необходимо выбрать контролируемый режимный параметр, отклонение которого от допустимого значения вызовет реакцию регулятора. В качестве такого параметра может выступать уровень напряжения в узлах защищаемой линии. На рис. 2 показана графическая интерпретация процесса расчета дозировки управляющего воздействия (УВ) ОРПМ, основанного на методе хорд.

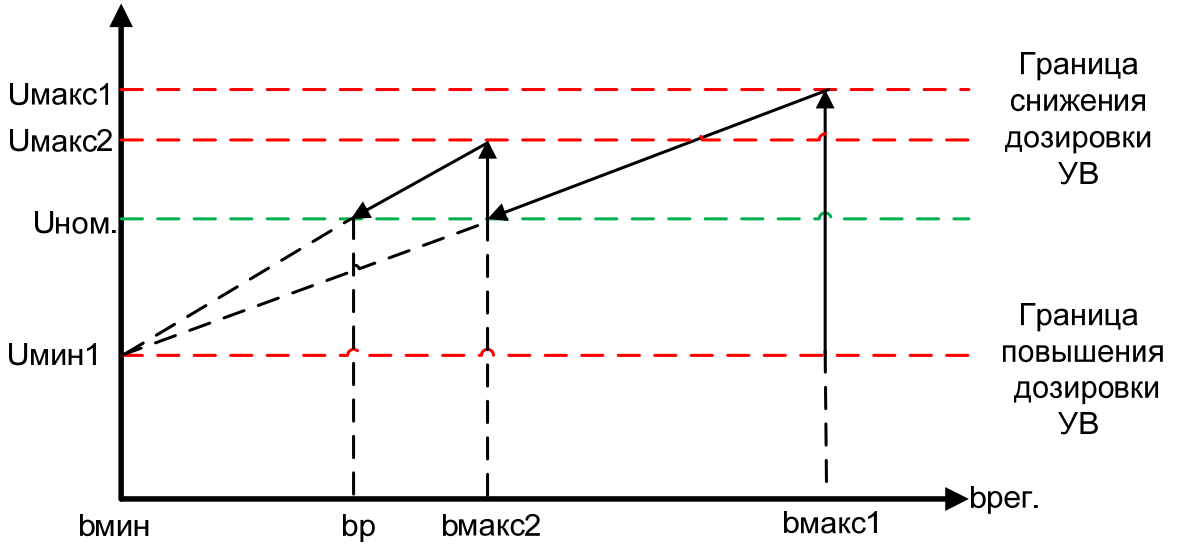


Рис. 2. Расчет дозировки управляющего воздействия ОРПМ

При снижении напряжения ниже допустимого значения формируется граница повышения дозировки УВ $U_{МИН.1} = U_{МИН.ДОП.}$, которой соответствует проводимость регулятора $b_{МИН.}$ (в начальный момент времени $b_{МИН.} = 0$). На следующем шаге регулятор повышает проводимость линии до того момента пока уровень напряжения не превысит номинальное значение $U_{НОМ}$. Так формируется граница снижения УВ $U_{МАКС.1} = U_{МАКС.ДОП.}$ и соответствующая ей проводимость регулятора $b_{МАКС.1}$. В случае дальнейшего возрастания напряжения более $U_{МАКС.1}$ регулятор снижает проводимость до расчетного значения:

$$b_{P(i)} = b_{МИН.(i)} + \frac{U_{P(i)} - U_{МИН.(i)}}{U_{МАКС(i)} - U_{МИН.(i)}}(b_{МАКС(i)} - b_{МИН.(i)}),$$

где $b_{P(i)}$ - расчетное значение проводимости на *i*-м шаге,

$U_{P(i)}$ - расчетное значение контролируемого параметра на *i*-м шаге.

В случае, если $U_{P(i)} > U_{НОМ}$ и $U_{P(i)} > U_{МАКС(i)}$, производится корректировка границы срабатывания ОРПМ на уменьшение УВ:

$$U_{МАКС(i+1)} = U_{P(i)}, \quad U_{МИН(i+1)} = U_{МИН(i)}, \quad b_{МАКС(i+1)} = b_{P(i)}, \quad b_{МИН(i+1)} = b_{МИН(i)}.$$

Аналогичным образом может производиться и корректировка границы срабатывания на увеличение УВ. Отметим что, корректировка границ направлена

только на сужение диапазона срабатывания, что обеспечивает сходимость процесса регулирования. При сужении границ срабатывания частота включения ОРПМ возрастает, а сила воздействия уменьшается.

Пример потери динамической устойчивости в ЭЭС с распределенной генерацией

Для выяснения причин потери устойчивости рассмотрим схему, представленную на рис. 3. Значения мощностей генераторов, нагрузки в узлах и потоков мощности по линиям приведены в таблицах 1-3.

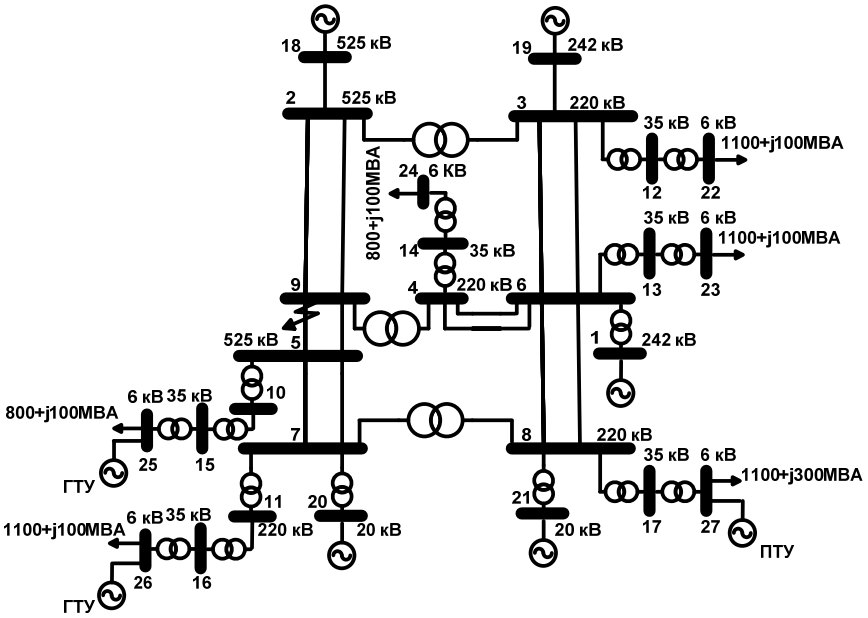


Рис. 3. Исследуемая схема ЭЭС

Таблица 1

Мощность РГ и мощность нагрузки в узлах ЭЭС

N узла	22	23	24	25	26	27
$P_{РГ}$ (МВт)	0	0	0	940	1020	440
$P_{нагр.}$ (МВт)	1100	1100	800	800	1000	1100

Таблица 2

Мощность генерации в узлах ЭЭС

N узла	1	18	19	20	21
$P_{Г}$ (МВт)	252.7	400	400	1350	1350

Таблица 3

Потоки мощности по линиям ЭЭС в установившемся режиме

Номер линии	7-5	5-9	9-2	6-3	4-6	8-6
P_{ij} [МВт]	1024,1	1134,1	263,2	46,7	23,29	883,5

Как видно из таблиц, наибольшая мощность генерации ЭЭС сосредоточена в узлах 20 и 21. Наиболее загруженными линиями являются 5-9, 7-5 и 8-6. В качестве

аварийной ситуации рассмотрим КЗ на одной цепи линии 5-9, с отключением через 0,1 секунду без АПВ.

В качестве установок РГ рассматриваются одновальные газотурбинные (ГТУ) и паротурбинные установки (ПТУ) с постоянной инерции равной 2 секунды.

Расчеты проводились в среде MatLab с использованием метода Ньютона–Раффсона для расчета установившегося режима ЭЭС и метода Рунге–Кутта четвертого порядка для расчета электромеханического переходного процесса. В качестве математических моделей элементов ЭЭС использовались модели Лебедева-Жданова [5]. На рис. 4 приведены зависимости режимных параметров в ЭЭС от времени.

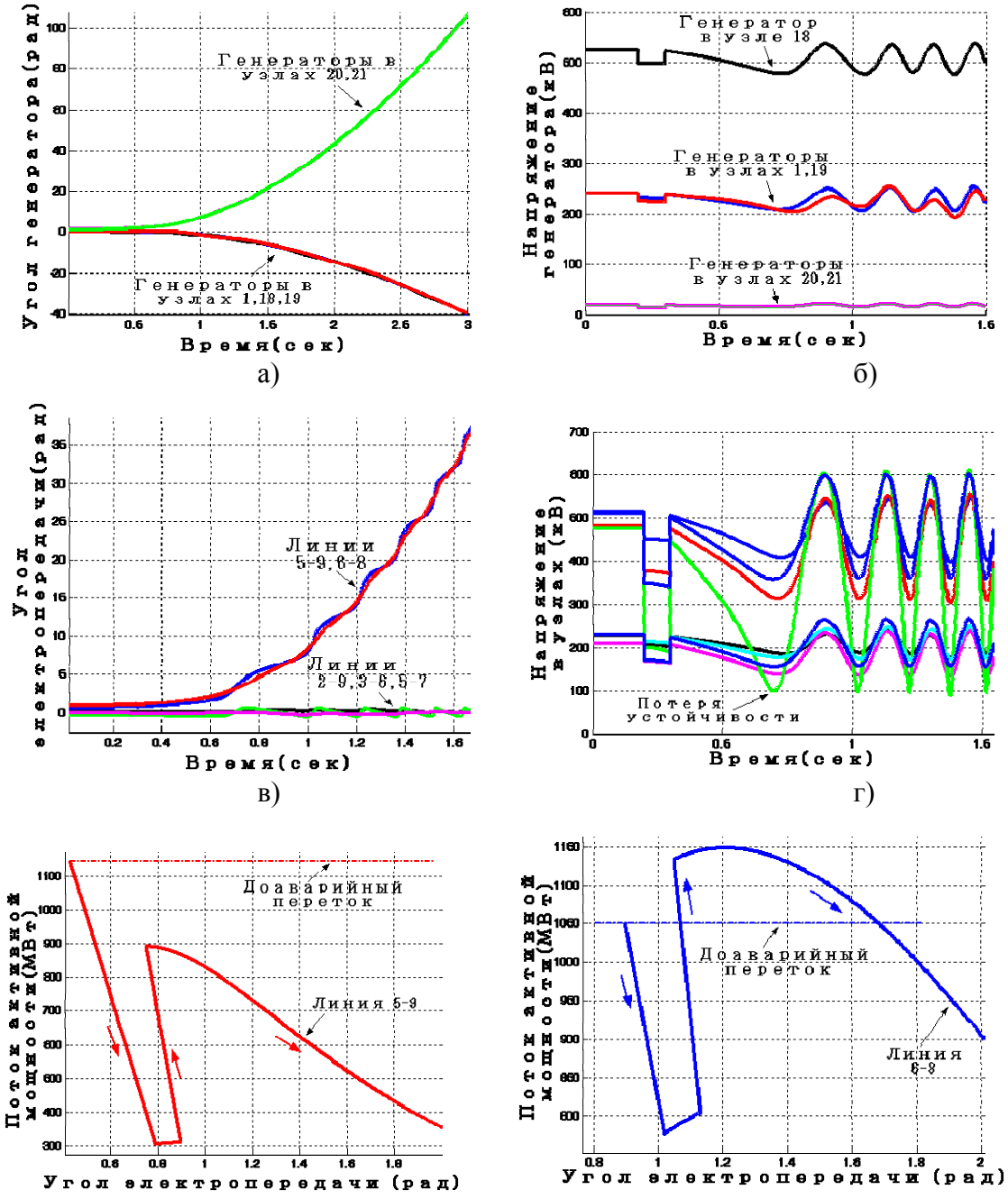
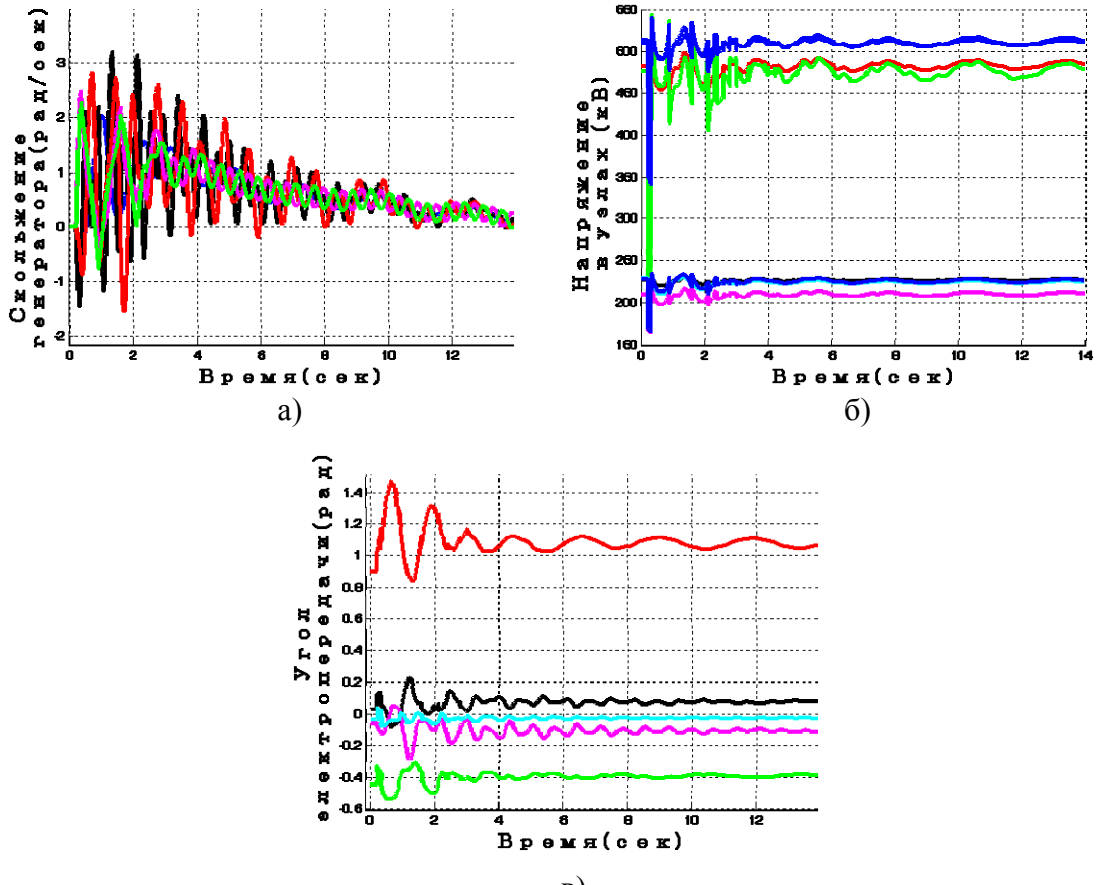


Рис.4. а) Абсолютные углы генераторов, б) напряжение в генераторных узлах, в) углы электропередачи, г) напряжение в узлах ЭЭС, д) угловая характеристика мощности на линии 5-9, е) угловая характеристика мощности на линии 6-8

При возникновении КЗ происходит снижение уровня напряжения в узлах и уменьшение передаваемой по линиям активной мощности. При этом генераторы в избыточной части ЭЭС (узлы 20, 21, 25, 26 и 27) начинают испытывать ускорение. После отключения поврежденной цепи двухцепной линии 5-9 напряжение в узлах восстанавливается, возрастают потоки мощности по линиям. Однако, переток мощности по оставшейся цепи линии 5-9 не достигает доаварийного значения (рис. 4д), а увеличение перетока мощности по линии 6-8 (рис. 4е) недостаточно для покрытия образовавшегося дефицита мощности. В результате в ЭЭС наблюдается увеличение скорости у генераторов в избыточной части и торможение генераторов в дефицитной части ЭЭС (узлы 1, 18, 19), что приводит к росту углов электропередачи на линиях 5-9 и 6-8 (рис. 4в). Возрастание углов электропередачи вызывает снижение уровня напряжения в узлах, уменьшение передаваемой по линиям мощности и потерю динамической устойчивости в ЭЭС. Нарушение устойчивости наблюдается на линиях 5-9 и 6-8.

Сохранение динамической устойчивости ЭЭС, при использовании ОРПМ

Рассмотрим протекание переходного электромеханического процесса при включении РПМ на линии 5-9. На рис. 5 показаны характеристики режимных параметров.



а) б)

в)

Рис. 5. а) Скольжение генераторов, б) напряжение в узлах ЭЭС, в) углы электропередач

После отключения КЗ на одной цепи ЛЭП 5-9 и диагностики линий включился регулятор на линии 5-9, повысив реактивную проводимость линии, обеспечив тем самым устойчивость динамического перехода.

Выводы

Неблагоприятное влияние на устойчивость ЭЭС оказывает сосредоточение значительных мощностей генерации (как традиционной, так и распределенной) в какой-либо части энергосистемы и образованию избыточных и дефицитных областей в ЭЭС. При возникновении коротких замыканий в ЭЭС наблюдается снижение уровня напряжения в узлах, что в свою очередь вызывает ускорение генераторов и приводит к увеличению взаимных углов электропередачи на линиях в ЭЭС. Рост углов электропередачи ведет к снижению напряжения и уменьшению отдаваемой генераторами мощности, тем самым способствует еще большему их ускорению и потере динамической устойчивости.

Использование предлагаемых тиристорных регуляторов потоков мощности, которые позволят проводить быструю корректировку проводимости линий, дает возможность регулировать потоки активной мощности и обеспечить динамическую устойчивость генераторов в ЭЭС. Различные (в зависимости от состояния линии и величины отклонений режимных параметров режимы работы) режимы работы РПМ позволяют функционировать им с требуемой селективностью и быстродействием.

Литература

1. Криворот А.В. Влияние различной доли распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС //Системные исследования в энергетике.// ИСЭМ СО РАН, Иркутск, 2012.- С. 31-39.
2. Арцишевский Я.Л. Принципы противоаварийного управления в системах электроснабжения с собственным источником //Электрические станции//. 2010. №10. С.33-38.
3. Наровлянский В.Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима ЭЭС. – М.: Энергатомиздат, 2004.- С. 39-65.
4. Гуревич Ю.Е. Либова Л.Е. Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в ЭЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1990.-С. 392.
5. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в ЭЭС. - М.: «Высшая школа», 1979.- С. 100-122.

УДК 621.316.7

ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

А.В. Криворот

Аннотация

Предлагается система противоаварийного управления (ПАУ) в распределительной сети с установками распределенной генерации (РГ), с использованием объединенных регуляторов потоков мощности (ОРПМ) и источников реактивной мощности (ИРМ):

- Регуляторы включаются на вводные кабели трансформаторных подстанций с РГ для обеспечения динамической устойчивости генераторов;
- ИРМ подключаются на шины низкого напряжения (НН) центральной распределительной подстанции (ЦРП).

Входной информацией для ОРПМ и ИРМ является набор режимных и схемных параметров элементов, на которых они установлены. Выходным управляющим воздействием для ОРПМ является изменение реактивной проводимости линий, для ИРМ – изменение собственной проводимости узла, к которому он подключен.

Описан принцип противоаварийного управления. На численном примере анализируются случаи потери динамической устойчивости в распределительной сети (11–узловая схема), проводится расчет электромеханических переходных процессов при использовании ОРПМ и ИРМ. В качестве возмущения рассматривается трехфазное короткое замыкание на одной цепи двухцепной линии 110 кВ в ЭЭС.

Введение

При выдаче мощности с трансформаторной подстанции (ТП) установкой распределенной генерации (РГ) в распределительную сеть, в переходных процессах может наблюдаться снижение устойчивости нагрузки и генерации [1]. Появление возмущений в ЭЭС может вызвать снижение уровня напряжения в распределительной сети. Снижение уровня напряжения станет причиной ускорения РГ, которое приведет к увеличению угла электропередачи на линии, связывающей ТП с РГ и центральную распределительную подстанцию (ЦРП). Рост угла электропередачи спровоцирует снижению уровня напряжения на шинах ЦРП и потере устойчивости как нагрузки, так и генерации.

Так как причиной роста углов электропередачи является положительное скольжение генератора, то для его снижения необходимо увеличить отдаваемую генератором электрическую мощность. Это можно реализовать путем увеличения проводимости линии ТП-ЦРП. Устройством, позволяющим быстро повысить пропускную способность линии является объединенный тиристорный регулятор потоков мощности (ОРПМ), устанавливаемый на линии ЦРП-ТП [2].

Для поднятия уровня напряжения до номинального значения необходимо использовать источники реактивной мощности (ИРМ), подключаемые на шины ТП и ЦРП. ИРМ должен быть гибким и ориентироваться на схемные и режимные параметры в распределительной сети, что позволит проводить непрерывное регулирование реактивной мощности. Этим требованиям соответствует статический тиристорный компенсатор (СТАТКОМ), позволяющий проводить плавное регулирование реактивной

мощности как на выдачу, так и на прием, обеспечивая динамическую стабилизацию напряжения.

Принцип противоаварийного управления в ЭЭС с распределенной генерацией

В качестве измеряемых величин для ИРМ выступают режимные параметры в узле подключения. Далее по заложенным схемным параметрам подключенного к узлу оборудования вычисляются режимные параметры удаленного оборудования, и на основании имеющихся данных вырабатывается управляющее воздействие (в данном случае величина реактивной мощности). Получим закон управления для ИРМ в ТП. Напряжение на шинах ТП [3]:

$$\dot{U}_{ТП}(t) = \frac{\dot{E}'_q(t)\dot{Y}_Г + \dot{U}_{НН.ЦРП}(t)\dot{Y}_Л}{\dot{Y}_{ТП}}\ , \qquad (1)$$

где $\dot{Y}_Г$ - проводимость линии РГ-ТП,

$\dot{Y}_Л$ - проводимость линии ТП-ЦРП,

$\dot{Y}_{ТП} = \dot{Y}_Н + \dot{Y}_Г + \dot{Y}_Л$ - собственная проводимость узла ТП,

$\dot{Y}_Н$ - проводимость нагрузки,

$\dot{U}_{ТП}(t)$ - напряжение на шинах ТП, в момент времени *t*,

$\dot{E}'_q(t)$ - переходная ЭДС генератора, подключенного к ТП, в момент времени *t*,

$\dot{U}_{НН.ЦРП}(t)$ - напряжение на шинах низкого напряжения (НН) ЦРП, в момент времени *t*,.

Из выражения (1) видно, что снижение модуля $|Y_{ТП}|$ вызовет увеличение модуля $|U_{ТП}(t)|$. Так как $\dot{Y}_{ТП}$ состоит из активной и реактивной проводимости, то компенсация реактивной составляющей $\dot{Y}_{ТП}$ вызовет изменение модуля $|Y_{ТП}|$.

Определим ток $\dot{I}_{ТП}(t)$, как:

$$\dot{I}_{ТП}(t) = |I_{ТП}(t)|e^{j\alpha(t)} = \dot{E}'_q(t)\dot{Y}_Г + \dot{U}_{НН.ЦРП}(t)\dot{Y}_Л,$$

тогда выражение (1) запишется:

$$\dot{U}_{ТП}(t) = \frac{\dot{I}_{ТП}(t)}{\dot{Y}_{ТП}}. \qquad (2)$$

Выделим $\dot{Y}_{ТП}$ и разложим (2) на активную и реактивную составляющую:

$$\begin{cases} g_{ТП} = \dfrac{|I_{ТП}(t)|}{|U_{ТП}(t)|}\cos(\alpha_{ТП}(t) - \delta_{ТП}(t)), \\ b_{ТП} = \dfrac{|I_{ТП}(t)|}{|U_{ТП}(t)|}\sin(\alpha_{ТП}(t) - \delta_{ТП}(t)). \end{cases} \qquad (3)$$

Заменяя в (3) $|U_{ТП}(t)|$ на допустимое $|U_{ТП.ДОП}|$, получим:

$$\begin{cases} g_{ТП} = \dfrac{|I_{ТП}(t)|}{|U_{ТП.ДОП}|}\cos(\alpha_{ТП}(t) - \delta'_{ТП}(t)), \\ b'_{ТП}(t) = \dfrac{|I_{ТП}(t)|}{|U_{ТП.ДОП}|}\sin(\alpha_{ТП}(t) - \delta'_{ТП}(t)). \end{cases} \quad (4)$$

Из первого уравнения (4) определяется новый угол $\delta'_{ТП}(t)$ вектора напряжения $|U_{ТП.ДОП}|$

$$\delta'_{ТП}(t) = \alpha_{ТП}(t) - \arccos\frac{g_{ТП}|U_{ТП.ДОП}|}{|I_{ТП}(t)|}.$$

Подставляя это значение во второе уравнение (4), определим новое значение реактивной проводимости $b'_{ТП}(t)$. Так как $b'_{ТП}(t)$ является суммой реактивных проводимостей присоединений в ТП, то проводимость компенсатора определится как:

$$b_К(t) = b'_{ТП}(t) - b_Н - b_Л - b_Г.$$

где $b_Н$ - реактивная проводимость нагрузки [См],

$b_Л$ - реактивная проводимость линии ТП-ЦРП [См],

$b_Г$ - реактивная проводимость генератора [См].

Переходя к реактивной мощности ИРМ, получим:

$$Q_{ИРМ}(t) = U^2_{ТП.ДОП} b_К(t). \quad (5)$$

Так как рост взаимного угла напряжений, которым и характеризуются неустойчивые линии, вызван разностью частоты напряжений в узлах линии, то скорость изменения угла вектора напряжения в узле и есть частота. Таким образом, режим регулирования потоков мощности представляет собой корректировку проводимости линии при недопустимом отклонении взаимной частоты в узлах линии. Закон регулирования можно получить из выражения для потока активной мощности по линии [4]:

$$P_{ij}(t) = |U(t)|^2_i g_{ij} - |U(t)|_i |U(t)|_j (g_{ij}\cos\delta_{ij}(t) + b_{ij}\sin\delta_{ij}(t)), \quad (6)$$

где $P_{ij}(t)$ - поток активной мощности по линии [кВт],

$|U(t)|_i |U(t)|_j$ - модули напряжения в узлах линии [кВ],

$\delta_{ij}(t)$ - взаимный угол векторов напряжений в узлах линии [рад],

g_{ij}, b_{ij} - активная и реактивная проводимости линии [См].

Из (6) получим выражение для реактивной проводимости линии:

$$b_{ij}(t) = \frac{|U(t)|^2_i g_{ij} - |U(t)|_i |U(t)|_j g_{ij}\cos\delta_{ij}(t) - P_{ij0}}{|U(t)|_i |U(t)|_j \sin\delta_{ij}(t)}, \quad (7)$$

где P_{ij0} - поток активной мощности по линии в доаварийном режиме.

Анализ влияния РГ на протекание переходных электромеханических процессов в распределительной сети при КЗ в ЭЭС на линии 110 кВ

Тестовая схема ЭЭС показана на рис. 1. Схема состоит из одиннадцати узлов, распределительная сеть из семи узлов (5–11), нагрузка на 90% является асинхронной. Узлы 5 и 6 - шины узловой подстанции (УП 110/35 кВ), узел 7 - шины низкого напряжения 6 кВ ЦРП, узлы 8, 9, 10, 11 - шины 6 кВ ТП, в узлы 10 и 11 включены одновальные газотурбинные установки (ГТУ). Отключение КЗ производится через 0,3 секунды после возникновения, без АПВ. Расчеты проводились на языке MatLab с использованием метода Ньютона – Раффсона для расчета установившегося режима

ЭЭС и метода Рунге – Кутта четвертого порядка, для расчета электромеханического переходного процесса. В качестве математических моделей элементов ЭЭС использовались модели Лебедева-Жданова.

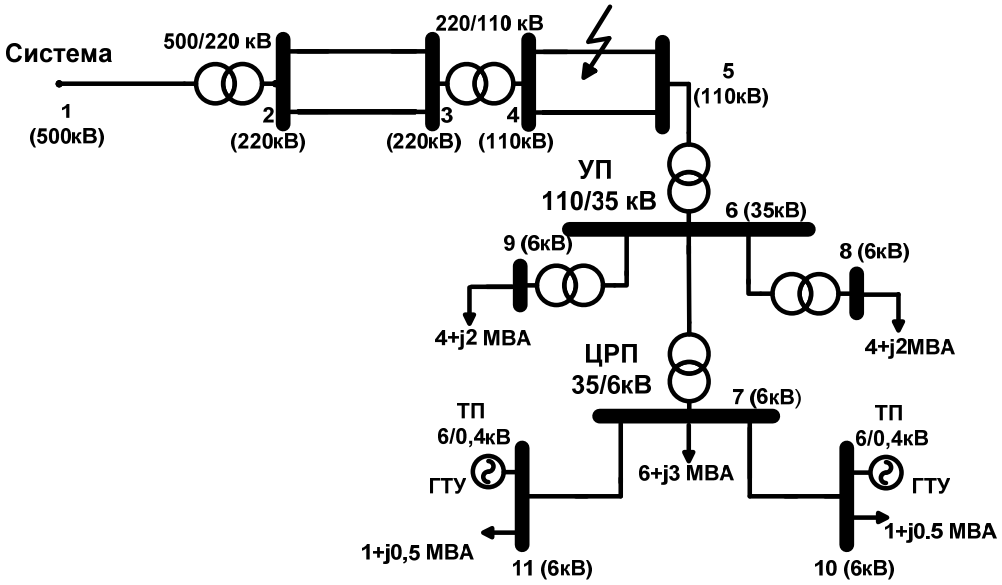
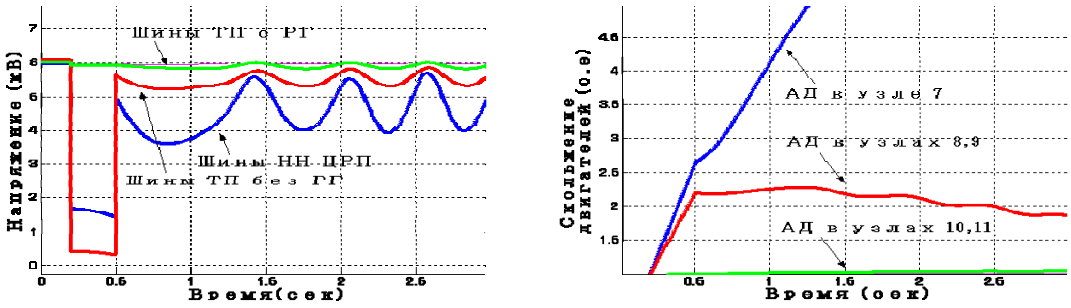


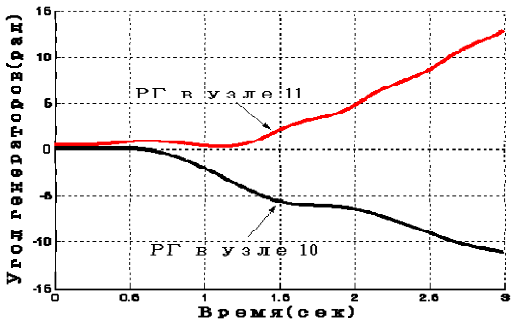
Рис. 1. Тестовая схема ЭЭС

На рис. 2 приведены зависимости напряжений в узлах, скольжений асинхронных двигателей (АД) и абсолютных углов генераторов, при доле РГ в распределительной сети равной 90% (13 МВт в узле 11 и 1,5 МВт в узле 10).



а)

б)

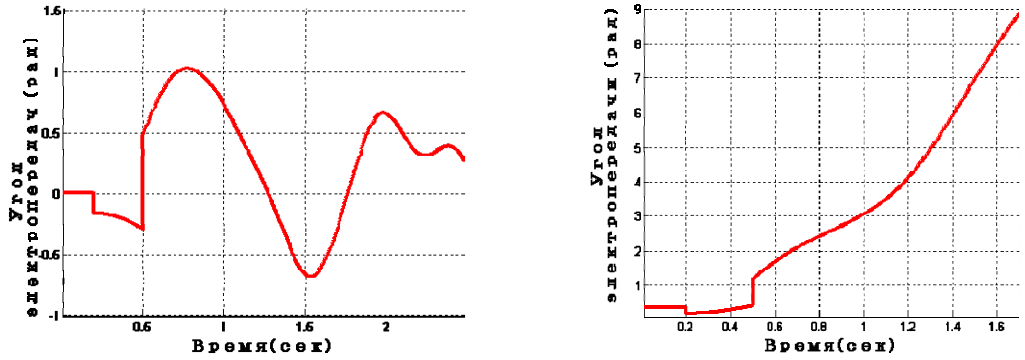


в)

Рис. 2. Изменение во времени, а) напряжений в узлах, б) скольжений АД, в) абсолютных углов РГ

При возникновении короткого замыкания генератор в узле 11 начинает испытывать ускорение, что вызывает рост углов электропередачи на линии 7-11. После отключения КЗ, углы напряжений в узлах 7 и 11 изменяются с различными скоростями.

Так, угол напряжения в ТП с РГ (узел 11) изменяется медленнее, чем на шинах НН ЦРП (узел 7). Это происходит вследствие наличия инерции у РГ. В результате, угол электропередачи на линии 7-11 возрастает, что является причиной уменьшения отдаваемой активной мощности РГ в узле 11 и еще большему его ускорению. Рост углов электропередачи на линии 7-11 вызывает снижение уровня напряжения на шинах ЦРП (рис.2а). Снижение уровня напряжения приводит к увеличению скольжения у двигателей (рис.2б), в результате чего устойчивость нагрузки теряется. При снижении отдаваемой мощности от узла 11, генератор в этом узле ускоряется, а генератор в узле 10 испытывает торможение, так как на него ложится оставшаяся нагрузка, в результате происходит потеря динамической устойчивости между установками РГ в узлах 10 и 11 (рис.2в). На рис.3 приведены зависимости углов электропередачи на линиях 7-10 и 7-11 от времени.



а) б)

Рис. 3. Углы электропередачи на а) линии 7-10, б) линии 7-11

С увеличением мощности РГ увеличивается и степень ее влияния на устойчивость распределительной сети. Рост угла электропередачи на линии 7-11 приводит к снижению уровня напряжения на шинах НН ЦРП. Снижение уровня напряжения является причиной уменьшения потребляемой нагрузкой мощности и потере устойчивости нагрузки и генерации.

Противоаварийное управление в распределительной сети с РГ при внешнем возмущении

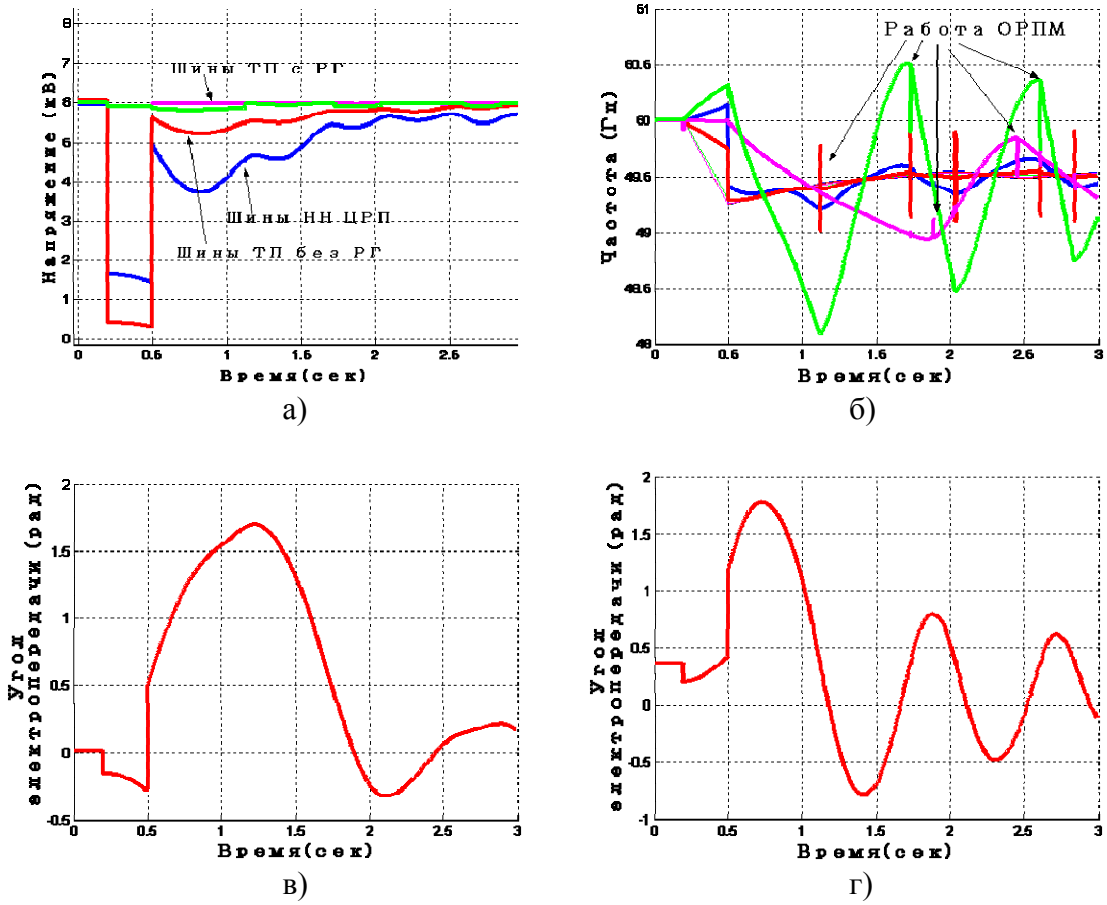
Согласно результатам анализа переходных процессов причинами потери устойчивости в распределительной сети являются:

1. Недопустимая разность угла электропередачи на линии ТП с РГ-ЦРП.
2. Недопустимое снижение напряжения в узлах распределительной сети.

Для повышения уровня напряжения в узлах необходимо использовать ИРМ, подключаемые в узлы распределительной сети. Так как на изменение угла напряжения в ТП с РГ основное влияние оказывает генератор, то регулирование угла можно проводить при помощи ОРПМ, регулируя отдаваемую генератором мощность. В случае роста угла векторов напряжения в ТП и напряжения на шинах ЦРП, ОРПМ изменяет реактивную проводимость вводного кабеля ТП с РГ, тем самым затормаживая или ускоряя генератор в ТП.

На рис. 4 показаны зависимости напряжения, частоты в узлах и углов электропередачи от времени на линиях 7-10 и 7-11. Как видно из рисунка, использование ОРПМ привело к более интенсивному торможению РГ в узле 11 и колебанию углов электропередачи на линии 7-11. Это обеспечило меньшее снижение напряжения на шинах НН ЦРП (рис. 4а) и сохранение устойчивости генерации. Однако применение только ОРПМ не обеспечивает устойчивости нагрузки, так как снижение

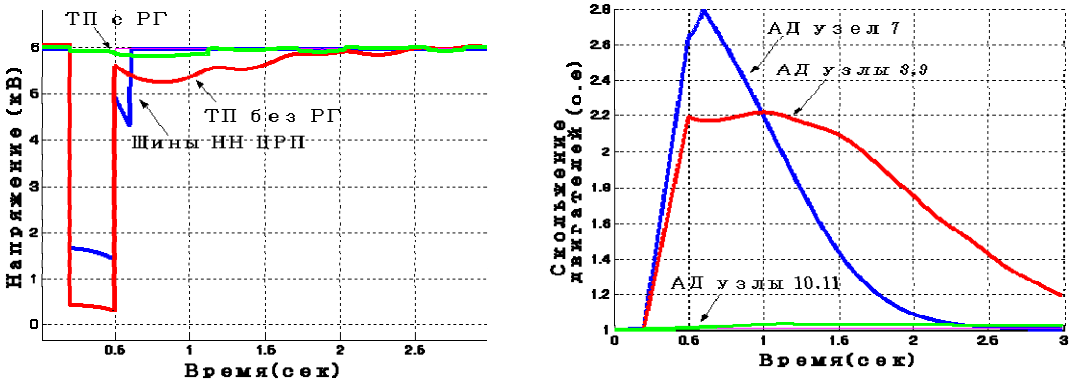
уровня напряжения на шинах НН велико, а более значительное изменение проводимости линии может вызвать недопустимое увеличение тока генератора.



а) б)

в) г)

Рис. 4. а) напряжение в узлах; б) частота в узлах, при использовании РПМ на линии 7-11 и линии 7-10: в) угол электропередачи на линии 7-10; г) угол электропередачи на линии 7-11



а) б)

Рис. 5. Изменение во времени: а) напряжений в узлах; б) скольжений АД

Для обеспечения устойчивости и нагрузки, и генерации необходимо комплексное использование ИРМ и ОРПМ. На рис.5 приведены зависимости напряжений и скольжений АД от времени. Как видно из рис.5а, включение ИРМ способствовало повышению уровня напряжения на шинах НН ЦРП до номинального значения, обеспечив тем самым устойчивость нагрузки (рис. 5б).

Выводы

Применение ОРПМ и ИРМ в распределительной сети позволяет обеспечить динамическую устойчивость нагрузки и генерации при тяжелых возмущениях в ЭЭС. При этом:

1. ОРПМ на линиях в распределительной сети ограничивает рост взаимных углов напряжений между ТП с РГ и ЦРП, что в свою очередь повышает устойчивость генерации.
2. При комплексной потере устойчивости нагрузки и генерации в распределительной сети, использование какого либо одного вида противоаварийных мероприятий недостаточно. В этом случае, наиболее эффективным является комплексное применение РПМ и ИРМ.

Литература

1. Криворот А. В. Влияние распределенной генерации на переходные электромеханические процессы, в распределительной сети. Материалы всероссийской НПК «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» – Иркутск: Изд-во ИРГТУ, 2013.- С. 136-140.
2. Неровлянский В. Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима ЭЭС. – М.: Энергатомиздат, 2004.- С. 39-65.
3. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в ЭЭС.- М.: «Высшая школа», 1979.- С. 100-122.
4. Жданов П. С. Вопросы устойчивости ЭЭС. – М.: «Высшая школа», 1979.- С. 32-56.

УДК 628.9

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ОЦЕНКИ ФЛИКЕРА

К.Е. Лисицкий

Электроприёмники с резкопеременным режимом работы, потребляя из электрической сети мощность, вызывают изменяющиеся потери напряжения в её элементах. Это приводит к возникновению колебаний напряжения [1], которые вызывают мерцание ламп, подключенных к такой сети [2, 3]. Это явление называют фликером, под которым понимается ощущение неустойчивости зрительного восприятия, вызванное световым источником, яркость или спектральный состав которого изменяется во времени. При этом кратковременная доза фликера P_{st} определяется как мера фликера, оцениваемая в течение установленного интервала времени относительно малой длительности [4].

В соответствии с действующими стандартами [4, 5], кратковременная доза фликера P_{st} оценивается косвенным путем по амплитуде колебаний напряжения d и по частоте их повторения $f_{кн}$. При этом амплитуда колебаний светового потока ℓ не учитывается. Связь между величинами d и $f_{кн}$ определяется нормализованной частотной характеристикой фликерметра (НЧХФ), на которой можно выделить зону восприятия фликера и зону нечувствительности фликера (рис.1). В случае возникновения колебаний напряжения, параметры которых находятся в зоне восприятия фликера, человек ощущает колебания светового потока ламп. С другой стороны, при колебаниях напряжения, параметры которых соответствуют зоне нечувствительности фликера, человек не воспринимает колебания светового потока ламп.

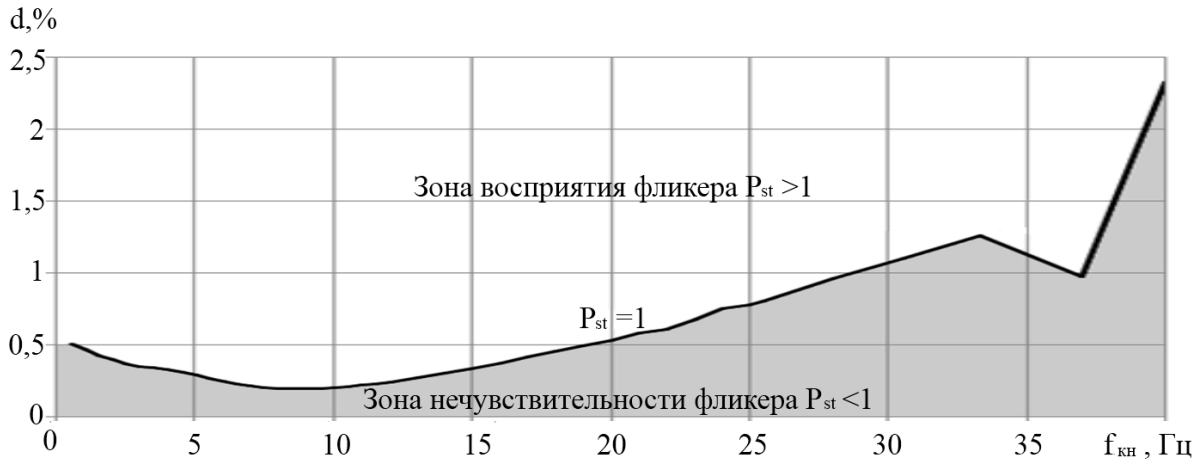


Рис. 1. Нормализованная частотная характеристика фликерметра

Представленная на рис.1 характеристика получена для ламп накаливания мощностью 60 Вт [4]. При этом в настоящее время применяются энергосберегающие источники света, которые имеют иную чувствительность к колебаниям напряжения [6, 7]. Поэтому при воздействии одинаковых колебаний напряжения на лампы разных типов, колебания их светового потока будут отличаться (рис.2).

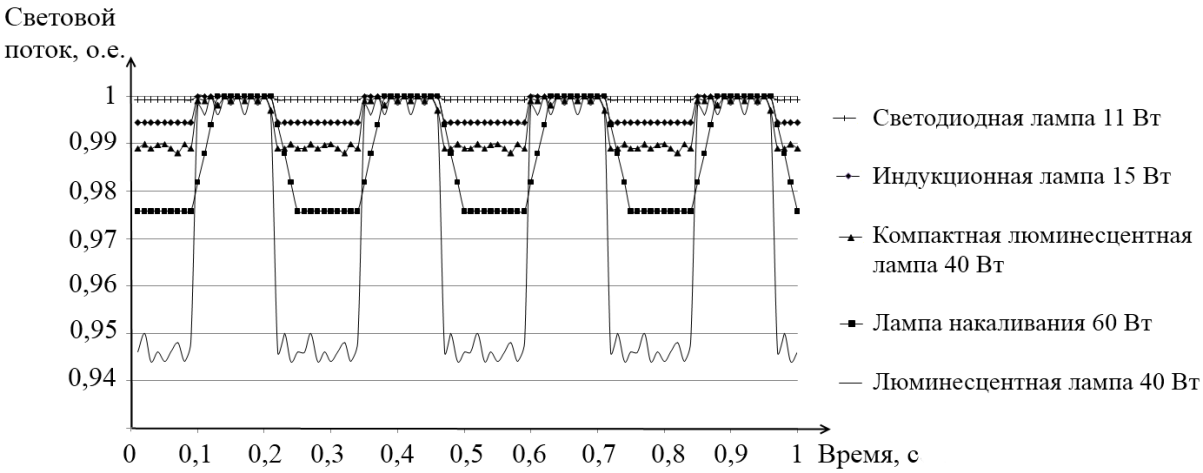


Рис. 2. Колебания светового потока ламп разных типов при воздействии на них колебаний напряжения одинакового уровня

Использование фликерметра [4] в электрических сетях, содержащих энергосберегающие лампы, может привести к возникновению методической погрешности. Для решения этой проблемы в работе предложено усовершенствование метода измерения фликера путем введения поправки на тип источника света.

Для любого источника света существует связь между колебаниями светового потока и колебаниями напряжения (рис.3) [7]:

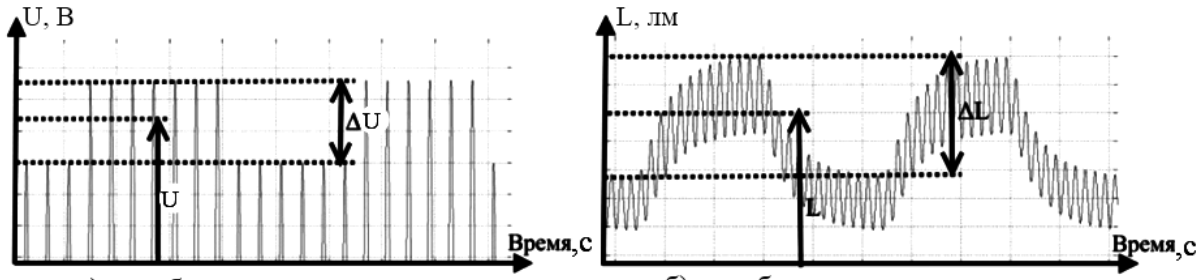
$$\ell = H(d, f_{кн}) \qquad (2)$$

Для величин ℓ и d справедливы выражения:

$$\ell = \frac{\Delta L}{L} \cdot 100\% , \qquad (3)$$

$$d = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100\% , \qquad (4)$$

где ΔL – величина изменений светового потока, лм; L – действующее значение светового потока, лм; ΔU – величина изменений напряжения, В; U – действующее значение напряжения, В.



а) колебания напряжения электрической сети

б) колебания светового потока источников света

Рис. 3. Осциллограммы напряжения и светового потока

Для получения характеристик (2) на кафедре Электроэнергетики и электротехники Братского государственного университета был разработан и создан аппаратно-программный комплекс (АПК) [7, 8], который позволяет получать питание с заданными характеристиками колебаний напряжения и частотой их повторения для исследуемых источников света, а также регистрировать колебания светового потока таких источников.

АПК (рис.4) состоит из программируемого источника питания, который управляется персональным компьютером. На выходе этого источника формируется

напряжение питания исследуемого источника света (ИИС) с требуемыми значениями d и $f_{кн}$. Одновременно измерение амплитуды колебаний светового потока осуществляется с помощью фотоприёмника, имеющего связь с персональным компьютером.

Рис. 4. Функциональная схема АПК

С помощью АПК были проведены исследования стандартной лампы накаливания и энергосберегающих источников света. В результате были получены функции (2) как в численном (рис.5), так и в аналитическом виде (таблица 1).

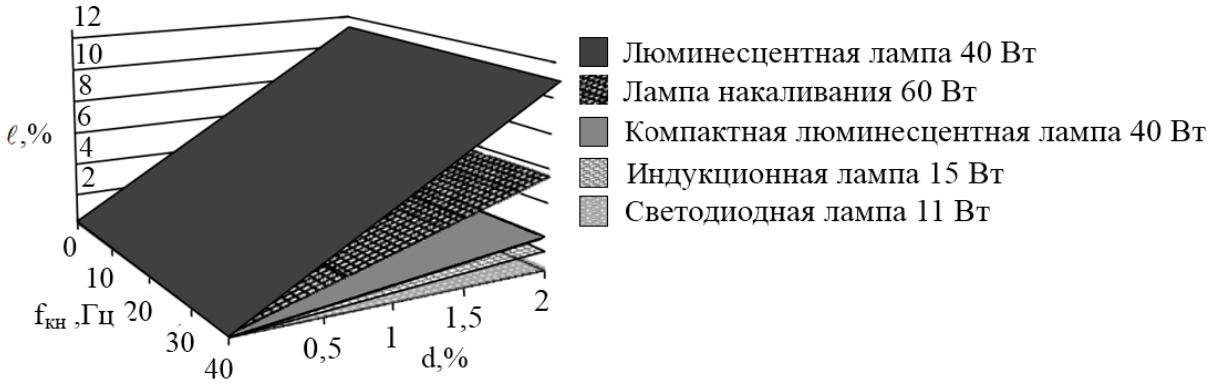


Рис. 5. Численное представление функций $\ell = H(d, f_{кн})$

Таблица 1

Аналитическое представление функций $\ell = H(d, f_{кн})$

Тип источника света	Амплитуда колебаний светового потока ℓ,%
Лампа накаливания 60 Вт	$(2{,}784\text{-}0{,}0008 \cdot f_{кн}) \cdot d$
Люминесцентная лампа 40 Вт	$5{,}5 \cdot d$
Компактная люминесцентная лампа 40 Вт	$1{,}011 \cdot d$
Индукционная лампа 15 Вт	$0{,}567 \cdot d$
Светодиодная лампа 11 Вт	$0{,}0803 \cdot d$

По результатам измерений установлено (рис.5), что наиболее чувствительными к колебаниям напряжения являются люминесцентные лампы, так как амплитуда колебаний их светового потока ℓ оказывается больше, чем у ламп накаливания при одинаковых значениях d и $f_{кн}$. С другой стороны, для остальных ИИС амплитуда колебаний их светового потока ℓ не превышает аналогичных значений для ламп накаливания.

Функции (2), полученные с помощью АПК, могут быть использованы для учета типа источника света при оценке кратковременной дозы фликера. Для этого

предлагается введение поправочных коэффициентов, которые можно определить по выражению:

$$p^{эл}(f_{кн}) = \frac{d_{лн}^{экв}(f_{кн})}{d}, \qquad (5)$$

где $d_{лн}^{экв}(f_{кн})$ - эквивалентная амплитуда колебания напряжения лампы накаливания мощностью 60 Вт, у которой наблюдаются такие же колебания светового потока, что и у применяемой энергосберегающей лампы.

В свою очередь, $d_{лн}^{экв}(f_{кн})$ можно определить как:

$$d_{лн}^{экв}(f_{кн}) = d \cdot \frac{H_{эл}(d, f_{кн})}{H_{лн}(d, f_{кн})}, \qquad (6)$$

где $H_{эл}(d, f_{кн})$ - функция зависимости колебаний светового потока энергосберегающей лампы от d и $f_{кн}$; $H_{лн}(d, f_{кн})$ - функция зависимости колебаний светового потока лампы накаливания мощностью 60 Вт от d и $f_{кн}$.

Для получения численного значения выражения (6) можно использовать функции (2), представленные в таблице 1.

Фактическое значение кратковременной дозы фликера энергосберегающей лампы $P_{st}^{эл}$, имеющее поправку на тип источника света, может быть определено с помощью поправочного коэффициента (5) и величины кратковременной дозы фликера P_{st}, полученной стандартным фликерметром:

$$P_{st}^{эл} = p^{эл}(f_{кн}) \cdot P_{st} \qquad (7)$$

Практическая реализация выражения (7) требует введения в стандартную модель фликерметра [4] соответствующего блока поправки.

Действующий стандарт [4] не позволяет учитывать тип источника света, поскольку в нём представлена нормализованная частотная характеристика фликерметра только для лампы накаливания мощностью 60 Вт. Для расширения возможностей этого стандарта предлагается введение в него НЧХФ энергосберегающих источников света (рис.6), которые получены с использованием коэффициентов (5) по результатам измерений, выполненных на АПК.

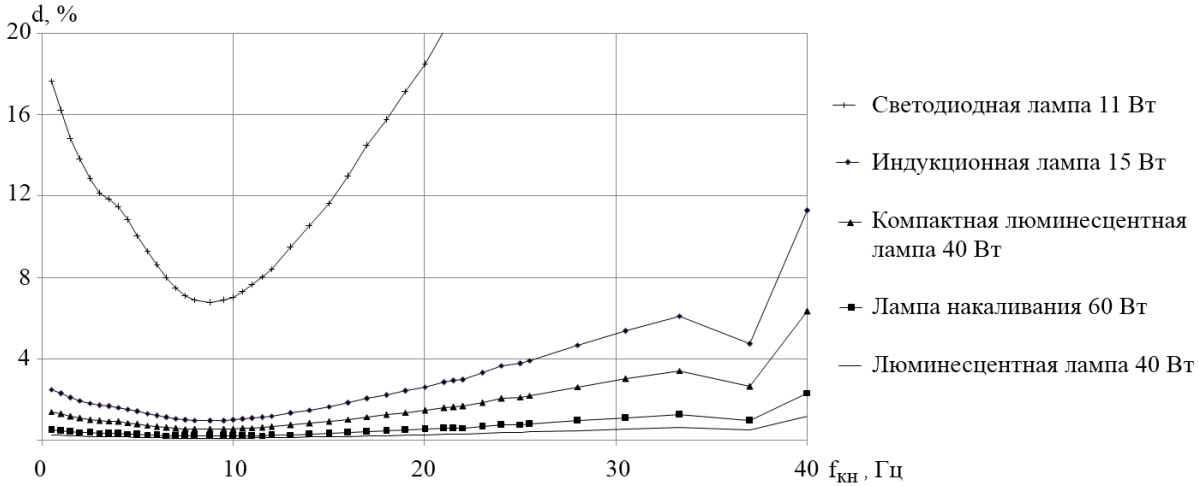


Рис. 6. Нормализованные частотные характеристики фликерметра для исследуемых источников света

В соответствии с рис.6, для ламп, характеристики которых расположены выше кривой стандартной лампы накаливания, характерна меньшая чувствительность к

колебаниям напряжения. В этом случае при оценке фликера таких ламп стандартным методом возникает завышение результатов измерения кратковременной дозы фликера. С другой стороны, кривая люминесцентных ламп расположена ниже характеристики лампы накаливания, поэтому люминесцентные лампы обладают большей чувствительностью к колебаниям напряжения. Это обуславливает занижение кратковременной дозы фликера при измерениях.

Для оценки погрешности измерения кратковременной дозы фликера энергосберегающих ламп стандартным методом было использовано выражение:

$$E = \frac{P_{st}^{эл} - P_{st}}{P_{st}^{эл}} \cdot 100\% \qquad (8)$$

В частности, погрешность измерения кратковременной дозы фликера энергосберегающих ламп стандартным фликерметром при колебаниях напряжения с частотой $f_{кн}$ =8,8 Гц и амплитудой колебаний напряжения d=0,196%, соответствующим единичному значению кратковременной дозы фликера P_{st} =1 для лампы накаливания мощностью 60 Вт, представлена в таблице 2.

Таблица 2

Погрешность измерения кратковременной дозы фликера энергосберегающих ламп стандартным методом

Тип источника света	Кратковременная доза фликера		E, %
	P_{st}	$P_{st}^{эс}$	
Люминесцентная лампа 40 Вт	1	1,9806	49,51
Компактная люминесцентная лампа 40 Вт		0,3641	-174,65
Индукционная лампа 15 Вт		0,2042	-389,71
Светодиодная лампа 11 Вт		0,0289	-3360

Согласно данным таблицы 2, неучёт типа источника света приводит к занижению результатов измерения кратковременной дозы фликера при использовании люминесцентных ламп примерно в 2 раза, а при использовании светодиодных ламп - к завышению результатов более чем в 30 раз.

Таким образом, применение усовершенствованного метода оценки фликера позволяет устранить методическую погрешность от неучёта типа источников света и определить фактические значения кратковременной дозы фликера энергосберегающих источников света. Это позволит осуществлять выбор эффективных мероприятий по снижению фликера в электрических сетях.

Литература

1. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость. Основы её обеспечения в технике – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 480 с.
2. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнке –М.: Энергоатомиздат, 2003. – 768 с.
3. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Качество электроэнергии на промышленном предприятии – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 261 с.
4. ГОСТ 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15-2010). Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний – М.: Стандартинформ, 2012.

5. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения - М.: Стандартинформ, 2012.
6. Rong, C., Cobben J.F.C., Myrzik J.M.A., Blom J.H., Kling W.L. Flickermeter used for different types of lamp // 9th International Conference of electrical power quality and Utilization (EPQU'2007), Barcelona, Spain, 9-11 Oktober 2007. - P. 1-6.
7. Лисицкий К.Е., Струмеляк А.В. Адаптация цифровых фликерметров к оценке дозы фликера альтернативных источников света // Системы. Методы. Технологии.- 2013.- №3(19).- С.121-124.
8. Лисицкий К.Е., Струмеляк А.В. Аппаратное решение задачи адаптации современных фликерметров // Братская ГЭС: история строительства, опыт эксплуатации, перспективы: Труды Всероссийской научно-практической конференции.-Братск: Издательский дом Братск, 2011. – С.119-123.

УДК 518.5:658.264

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

А.В. Луценко

Введение

Задачи обеспечения эффективности работы теплоснабжающих систем (ТСС), а также связанные с этим задачи оптимизации их режимов 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 нескольких критериев оптимизации и др. По этим причинам в настоящее время отсутствуют работоспособные методики и программные комплексы, пригодные для оптимизации режимов реальных ТСС.

В последнее время остро ставятся вопросы энергоэффективности, при этом 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. Всё это еще более повышает актуальность разработки и применения самостоятельных методов, алгоритмов и программных комплексов для расчета допустимых, оптимальных и послеаварийных гидравлических режимов (ГР).

В публикациях различных авторов рассматриваются оптимизационные задачи, имеющие отношение к проектированию ТСС [0 и др.] и диспетчерскому управлению [2 и др]. 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 [3], однако их адаптация и развитие применительно к ТСС представляет самостоятельную задачу.

Содержательная постановка задачи

Затраты на поддержание режима работы ТСС складываются из затрат на теплогенерацию и затрат на перекачку. Последние в свою очередь полностью зависят от режима работы насосных станций (НС). Таким образом, имеет место смешанная задача структурно-параметрической оптимизации, состоящая в определении, как дискретного состава работающего насосного оборудования на насосных станциях, так и управлений непрерывного характера (дросселирования, частоты оборотов насосов и др.).

Ниже рассматривается упрощенная постановка такой задачи, состоящая в определении не состава, а числа работающих насосов на НС, что соответствует требованиям однотипности устанавливаемых насосов при их параллельной работе на НС. Это, с одной стороны, дает ощутимый выигрыш по числу рассматриваемых вариантов, а с другой, – вполне допустимо для большинства реальных ТСС.

Пусть ТСС содержит l насосных станций с m насосов на каждой. Если искать оптимальный состав работающих насосов, придется рассмотреть 2^{l*m} вариантов включения насосов [4]. Однако, если учитывать однотипность насосов и искать оптимальное количество работающих насосов на НС, количество рассматриваемых

вариантов сократится до $(m+1)^l$ [4]. Таким образом, количество рассматриваемых вариантов можно сократить в $\frac{2^{m*l}}{(m+1)^l}$ раз за счет учета однотипности.

Математическая постановка задачи

Модель потокораспределения. В качестве *исходной модели потокораспределения* возьмем модель управляемого потокораспределения [5], состоящую из равенств $Ax = Q,\ A^T P = y,\ y = f(x,z)$, и неравенств $\underline{X} \le X \le \overline{X}$, где $X = \{P, x, y, z, Q\}$, $\underline{X}, \overline{X}$ – векторы нижних и верхних границ допустимого изменения неизвестных, A – матрица инциденций узлов и ветвей расчетной схемы ГЦ; P, Q– m-мерные векторы узловых давлений и расходов; n, m – число ветвей и узлов расчетной схемы; x, y, z – n-мерные векторы расходов, перепадов давления и дросселирований на ветвях ГЦ; $f(x,z)$– n-мерная вектор-функция с элементами $f_i(x_i, z_i), i = \overline{1,n}$, задаваемая перечнем тех или иных аналитических выражений, отражающих гидравлические характеристики элементов. Ограничения неравенства здесь вызваны различными технологическими требованиями. Будем называть соотношение $y=f(x,z)$ замыкающим.

Замыкающее соотношение и мощностная характеристика для насоса. Пусть мы изменяем диаметр рабочего колеса в γ_1 раз и изменяем скорость его вращения в γ_2 раз. Тогда суммарно они дадут результирующее управление в $\gamma = \gamma_1 * \gamma_2$ раз [6]. Далее такое управление будет для краткости называться частотным регулированием (ЧР). При изменении γ, из закона подобия следует [6], что точки (x_0, y_0) и (x_0, N'_0) паспортных характеристик $x - y$ (напорной) и $x - N'$ (мощностной) переносятся в точки (x_1, y_1) и (x_1, N'_1) соответственно по правилам: $x_1 = \gamma x_0$, $y_1 = \gamma^2 y_0$, $N'_1 = \gamma^3 N'_0$.

Пусть заданы функции $y(x) = sx^2 - H$ и $N'(x) = b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + b_3 x^3$, аппроксимирующие паспортные характеристики $x - y$ и $x - N'$. С учетом дросселирования первая функция примет вид $y(x,z) = szx^2 - H$. Тогда

$$y_0 = y(x_0, z) \Rightarrow \frac{y_1}{\gamma^2} = y\left(\frac{x_1}{\gamma}, z\right) \Rightarrow y_1 = \gamma^2 y\left(\frac{x_1}{\gamma}, z\right),$$

$$N'_0 = N'(x_0) \Rightarrow \frac{N'_1}{\gamma^3} = N'\left(\frac{x_1}{\gamma}\right) \Rightarrow N'_1 = \gamma^3 N'\left(\frac{x_1}{\gamma}\right).$$

Таким образом, скорректированные функции $y(x,z,\gamma)$ и $N'(x)$ будут иметь вид

$$y(x,z,\gamma) = \gamma^2\left[sz\left(\frac{x}{\gamma}\right)^2 - H\right] = szx^2 - \gamma^2 H,$$

$$N'(x,\gamma) = \gamma^3\left[b_0 + b_1\frac{x}{\gamma} + b_2\left(\frac{x}{\gamma}\right)^2 + b_3\left(\frac{x}{\gamma}\right)^3\right] = \gamma^3 b_0 + \gamma^2 b_1 x + \gamma b_2 x^2 + b_3 x^3 \qquad (1).$$

Применение ЧР приводит к изменению зоны рабочей производительности насоса по правилу: $\underline{x}(\gamma) = \gamma \underline{x}_0$, $\overline{x}(\gamma) = \gamma \overline{x}_0$, где $\underline{x}_0$, $\overline{x}_0$ – номинальные нижнее и верхнее ограничения на производительность насоса. [6]

Замыкающие соотношения и мощностная характеристика насосной станции. Пусть ρ – число включенных насосов на НС, причем: $\rho \in \{0,1,2,...,\overline{\rho}\}$, где $\overline{\rho}$ число

всех насосов на НС. Если на НС включено $\rho > 0$ насосов, и производительность этой насосной станции *x*, то производительность одного насоса будет равна x/ρ, а замыкающее соотношение для НС примет вид $y(x,z,\gamma,\rho) = sz\left(x/\rho\right)^2 - \gamma^2 H$.

Также мощностная характеристика НС примет вид

$$N_i = \rho_i N'_i(x_i/\rho_i) \qquad (2).$$

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. 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 апроксимируется многочленом второй степени.

Затраты на перекачку. Выделим из множества ветвей ТСС (*I*) множество насосных станций ($I_н$). Тогда затраты на перекачку будут равны $F_\Sigma^e = \sum_{i\in I_i} F_i^e = \sum_{i\in I_i} N_i c_i^e$, где N_i - потребляемая i-й НС электрическая мощность, c_i^e - цена электроэнергии для i-й НС. С учетом (1) и (2) суммарные затраты на перекачку будут равны

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

Математическая постановка задачи.

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

Методы решения

Для выбора оптимального количества включенных и выключенных насосов на НС испытывались четыре метода: метод полного перебора, дискретный метод ветвей и границ, метод ветвлений и отсечений, непрерывный метод ветвей и границ.

Метод полного перебора заключается в том, чтобы для каждого возможного варианта включения насосного оборудования найти оптимальный по непрерывным управлениям (или убедиться в отсутствии допустимого) ГР методом внутренних точек [7, 8], сравнить все полученные варианты и выбрать из них наилучший.

Дискретный метод ветвей и границ (ДМВГ) является методом направленного перебора. При использовании данного метода все возможные варианты рассматриваются в порядке возрастания нижней оценки критерия оптимальности. Перебор прекращается, когда нижняя оценка критерия оптимальности для очередного варианта становится больше, чем минимальное полученное значение этого критерия. Вариант с наименьшим значением критерия оптимальности является наилучшим.

Метод ветвлений и отсечений (МВО) [9] относится к комбинаторным методам

решения целочисленных задач. Суть этого метода в направленном частичном переборе допустимых решений. Для осуществления перебора строится дерево перебора вариантов по правилам: 1) каждый узел дерева соответствует одной возможной комбинации включения/выключения насосного оборудования; 2) “верхний” узел соответствует комбинации со всеми включенными насосами; 3) в “дочерней” комбинации число включенных насосов на всех НС кроме одной равно числу включенных насосов на соответствующей НС “родительской” комбинации и на одной из НС меньше на 1; 4) уровень узла “дочерней” комбинация на один меньше уровня узла “родительской” комбинации и эти узлы соединены ветвью.

Пример такого дерева приведен на рис. 1.

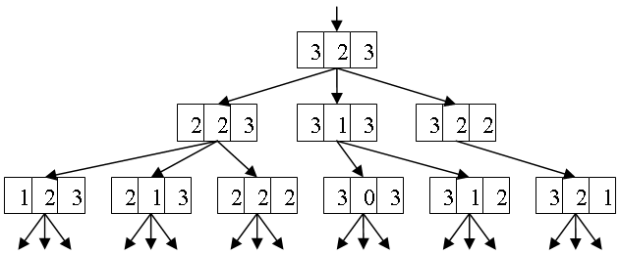


Рис. 1. Пример фрагмента дерева перебора вариантов

При обходе дерева вариантов используются следующие правила:

1. При переборе узлов не учитываются ограничения на рабочую зону насосов.
2. Перебор узлов начинается с “верхнего” узла.
3. Перебор узлов производится “в ширину”.
4. При рассмотрении узла производятся следующие действия.
   4.1. Ищется оптимальный ГР при данной конфигурации насосного оборудования.
   4.2. Если оптимальный ГР найден, он запоминается.
   4.3. Если допустимый ГР не существует, отбрасываются все дочерние комбинации.
   4.4. Переход к следующему узлу.
5. После обхода дерева вариантов все полученные ГР проверяются на допустимость по рабочей зоне насосов, что может потребовать дополнительных вычислительных затрат. Недопустимые ГР отбрасываются.
6. Из оставшихся режимов выбирается режим с наименьшим значением критерия оптимальности.

Непрерывный метод ветвей и границ (НМВГ) [10]. При этом подходе количество насосов на каждой НС считается непрерывным. Поиск оптимальной конфигурации происходил по следующему алгоритму:

1.Для каждого ρ_i задать границы изменения $\underline{\rho}_i^0$ и $\overline{\rho}_i^0$. Положить этот вариант ограничений в очередь. Положить рекорд равным бесконечности.

2.Пока очередь не пуста

2.1. Взять из очереди вариант ограничений.

2.2. Провести поиск оптимального ГР методом внутренних точек.

2.3. Если не существует допустимого ГР или значение критерия оптимальности больше рекорда, перейти к пункту 2.

2.4. Если все $\rho_i \in Z$ и значение критерия оптимальность меньше рекорда, сохранить получившийся целочисленный вариант и новый рекорд. Старый оптимальный вариант забыть.

2.5. Если какое-либо $\rho_k \notin Z$, создать две новых области пространства $\vec{\rho}$ и положить их в очередь:

а. Для всех $i \neq k$: $\underline{\rho}_i^{t+1} = \underline{\rho}_i^t$, $\overline{\rho}_i^{t+1} = \overline{\rho}_i^t$. Для $i = k$ $\underline{\rho}_i^{t+1} = \left[\rho_i^t \right] + 1$, $\overline{\rho}_i^{t+1} = \overline{\rho}_i^t$

б. Для всех $i \neq k$: $\underline{\rho}_i^{t+1} = \underline{\rho}_i^t$, $\overline{\rho}_i^{t+1} = \overline{\rho}_i^t$. Для $i = k$ $\underline{\rho}_i^{t+1} = \underline{\rho}_i^t$, $\overline{\rho}_i^{t+1} = \left[\rho_i^t \right]$

2.6. Перейти к пункту 2.

3. Оставшийся целочисленный вариант будет оптимальным.

Здесь $\left[\rho \right]$ - наибольшее целое, не превосходящее ρ, t – индекс итерации.

Для двумерного случая этот метод проиллюстрирован на рисунке 2.

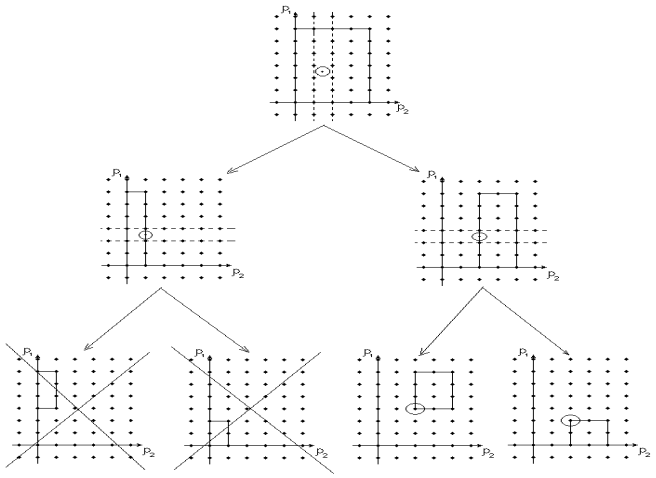


Рис. 2. Пример непрерывного варианта метода ветвей и границ для случая двух насосных станций, включенных последовательно. Сплошной линией выделена область поиска оптимального непрерывного решения, пунктиром – вырезаемая часть области поиска

Апробация методов

Описанные выше методы испытывались на двух расчетных моделях ТСС, одна из которых (рис. 3.а) соответствовала ТСС г. Байкальска с той лишь разницей, что в ней распределительные сети микрорайонов заменены на обобщенных потребителей, и на НС-2 количество насосов увеличено до пяти. В ней на всех НС запрещено ЧР. Вторая расчетная модель ТСС (рис. 3.б) отличается от первой тем, что в нее добавлена ветвь, делающая ее кольцевой, и тем, что на всех НС разрешено ЧР. На рис. 3 линией изображены трубопроводные участки, кружками – обобщенные потребители, треугольниками – НС. В НС-1 насосы установлены на подающей линии, в остальных НС – на обратной. Обе ТСС имеют по одному источник тепла, так что минимизировались только затраты на перекачку. Так как все НС получают электроэнергию по одинаковым ценам, то минимизировалась суммарная потребляемая ими мощность.

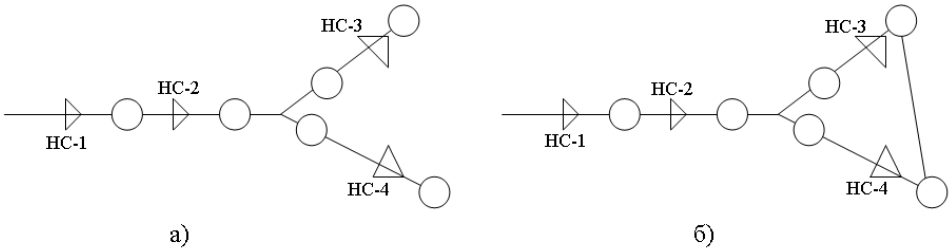


Рис. 3 схемы модельных ТСС

Нагрузки потребителей. Оптимизация гидравлических режимов работы каждой ТСС производилась для двух вариантов нагрузок. Первый вариант соответствует зимнему режиму работы ТСС г. Байкальска. Второй режим, условно названный «летним», получен из первого сокращением всех нагрузок в два раза.

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

Таблица 1

Насосное оборудование на НС

Насосная станция	Число насосов	Тип
1	3	СЭ-800-100-11
2	5	1Х 200-150-500
3	3	ЦН-400-105
4	2	Д 320-50

Коэффициенты напорной и мощностной характеристик насосов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Коэффициенты характеристик насосов

Тип	H	s	b_0	b_1	b_2	b_3
СЭ-800-100-11	120	0.0000375	160	0.0706	0.000135	-0,0000001
1Х 200-150-500	80	0.00004	40	0.16	0	0
ЦН-400-105	120	0.000125	60	0.24	0	0
Д 320-50	60	0.0001	30	0.09	0	0

Критерий оптимальности (3) для данной ТСС будет выражаться следующей формулой

$$F_{\Sigma}^{e} = \rho_1\left(160 + 0.0706\,x_1/\rho_1 + 0.000135\left(x_1/\rho_1\right)^2 - 0.0000001\left(x_1/\rho_1\right)^3\right) +$$

$$+\rho_{13}\left(40 + 0.16\,x_{13}/\rho_{13}\right) + \rho_8\left(60 + 0.24\,x_8/\rho_8\right) + \rho_{18}\left(30 + 0.09\,x_{18}/\rho_{18}\right)$$

Результаты расчетов. В табл. 3 приведено количество итераций внешнего итерационного процесса, потребовавшееся для нахождения оптимального ГР каждым методом. Также для сравнения приведено количество вариантов, которое нужно просмотреть при переборе по составу включенных насосов. В табл. 4 приведены результаты оптимизации.

Таблица 3

Количество просмотренных вариантов перебора

Условия	Перебор по составу насосов	Перебор по числу включенных насосов	ДМ ВГ	МВ О	НМ ВГ
Схема 1 Зимний режим	8192	288	286	30	27
Схема 1 Летний режим	8192	288	70	112	34
Схема 2 Зимний режим	8192	288	207	144	35
Схема 2 Летний режим	8192	288	45	144	29

Таблица 4

Количество включенных насосов на НС в результате оптимизации

Условия	НС-1	НС-2	НС-3	НС-4	Критерий оптимальности КВт
Схема 1 Зимний режим	3	4	2	0	1445
Схема 1 Летний режим	1	2	0	1	426
Схема 2 Зимний режим	3	4	0	1	605
Схема 2 Летний режим	1	0	0	2	228
Всего насосов	3	5	3	2	

Сопоставление результатов. Как видно из таблицы, количество итераций внешнего итерационного процесса при полном переборе существенно больше, чем у других методов. При использовании дискретного метода ветвей и границ, как и при использовании метода ветвлений и отсечений, количество итераций сильно зависит от расчетных условий. При использовании непрерывного метода ветвей и границ количество итераций зависит от расчетных условий гораздо слабее, также оно как правило ниже чем при других рассмотренных алгоритмах.

Вычислительный эксперимент продемонстрировал наибольшую эффективность непрерывного метода ветвей и границ.

Выводы

1. Формализована задача разработки эксплуатационных режимов ТСС как задача структурно-параметрической оптимизации по экономическим критериям.
2. Рассмотрено 4 альтернативных подхода к ее решению: метод полного перебора, дискретный метод ветвей и границ, метод ветвлений и отсечений, непрерывный метод ветвей и границ.
3. Предложенные подходы реализованы в виде пакета исследовательских программ и опробованы на двух расчетных моделях ТСС с различными расчетными условиями.
4. На основе проведенных вычислительных экспериментов продемонстрирована вычислительная эффективность непрерывного метода ветвей и границ. Он позволяет сократить трудоемкость решения задачи практически в 10 раз относительно полного перебора, и почти в 300 раз относительно поиска оптимального состава включенных насосов.

Литература

1. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения. – Киев «Техника» 1988. – 135с.
2. Михайленко И.М. Оптимальное управление системами центрального теплоснабжения. – Санкт-Петербург: Стройиздат, 2003. – 240с.
3. 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.
4. Кузьмин О.В. Введение в перечислительную комбинаторику. – Иркутск: Иркут. Университет, 1995. – 111с.

5. Новицкий Н.Н., Дикин И.И. Расчет допустимых режимов работы трубопроводных сетей методом внутренних точек. – Иркутск: Препринт ИСЭМ СО РАН, 2002. – 48с.

6. Черкасский В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 416с.

7. Дикин И.И., Зоркальцев В.И. Итеративное решение задач математического программирования (методы внутренних точек). – Новосибирск: Наука, 1980. – 144с.

8. 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.

9. Гончаров Е.Н., Ерзин А.И., Залюбовский В.В. Исследование операций. Примеры и задачи. – Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2005. – 78с.

10. Казанская О.В., Юн С.Г., Альсова О.К. Методы оптимизации и теория принятия решений. Учебное пособие НГТУ http://edu.nstu.ru/courses/mo_tpr/files/0.html#toc

УДК621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ТИРИСТОРНЫХ КОМПЕНСАТОРОВ В ЗАДАЧЕ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС

А.В. Тихонов

Введение

Начиная с момента своего зарождения и до настоящего времени, электроэнергетика по всему миру никогда не претерпевала таких серьезных технических, экономических и организационных изменений, какие она претерпевает в наши дни.

Очевидно, что в дальнейшем подход к планированию и ведению режима энергосистемы должен претерпеть существенные изменения. Необходимость создания сетевой структуры, которая смогла бы работать на пределе своих возможностей и при этом обеспечивала бы требуемый уровень надежности при низком уровне финансовых вложений, требует применения инновационных подходов.

Актуальными проблемами функционирования («узкими местами») единой энергетической системы (ЕЭС) России являются:

- недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих ЛЭП;
- низкая режимная управляемость электрических сетей и недостаточный объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности;
- неоптимальное распределение потоков мощности.

Экономически крайне невыгодно строительство дополнительных линий для увеличения пропускной способности по сечениям и с целью повышения надёжности системы.

Возможным решением может стать использование существующих линий электропередач, но с приданием им активно-адаптивных свойств («управляемые линии») за счет статических синхронных компенсаторов, управляемых реакторов и конденсаторных батарей как с тиристорным, так и с механическим переключением, устройств, позволяющих управлять потоками реактивной мощности, регулировать напряжение, изменять загрузку линий и т.д.

Одним из таких устройств в области создания сетевого оборудования являются гибкие системы передачи переменного тока, так называемые устройства FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), при создании которых используются современные возможности силовой электроники. Устройства FACTS могут быть использованы для увеличения пропускной способности, улучшения статической и динамической устойчивости, обеспечения лучшего качества электрической энергии.

FACTS является одной из наиболее перспективных электросетевых технологий, суть которой состоит в том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей. Разработка математических моделей электроэнергетической системы (ЭЭС) с учетом новых устройств, т.е. включение этих устройств в схему замещения при оценивании состояния (ОС) ЭЭС, является актуальной задачей.[1]

В отличие от традиционных устройств, устройства FACTS не содержат подвижных механических частей и используют элементную базу силовой электроники, что

обеспечивает высокую скорость управляющих воздействий и низкий уровень эксплуатационных затрат.

К традиционным устройствам управления напряжением и перетоками мощности - иногда их называют устройствами FACTS I-го поколения:

- Устройства первого поколения, которые широко представлены в ЕЭС страны (шунтирующие реакторы (ШР), батареи статических конденсаторов (БСК), устройства продольной компенсации (УПК), статические компенсаторы (СК) и др.)
- Устройства второго поколения (управляемые шунтирующие реакторы (УШР), управляемые устройства продольной компенсации (УУПК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы реактивной мощности (СТАТКОМ) и др.) представлены гораздо меньше в ЕЭС, а модели данных устройств, как правило, не представлены в задаче ОС.

Одним из видов устройств FACTS второго поколения являются статические тиристорные компенсаторы (СТК). Это многофункциональное статическое устройство, обеспечивающее плавное или ступенчатое изменение потребляемой и (или) выдаваемой им реактивной мощности на шинах его подключения. Основу СТК составляют накопительные элементы (емкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

На сегодняшний день широко описаны модели FACTS при постановке задачи расчёта установившегося режима(УР), но практически отсутствуют для задачи оценки состояния ЭЭС. В данной работе будет рассмотрено включение моделей СТК в задачу оценивания состояния ЭЭС.

Моделирование СТК при расчёте УР

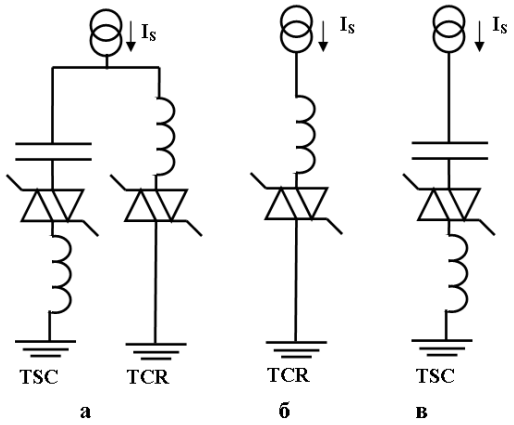


Рис. 1. Структура СТК:а. TSC+TCR; б.TCR; в. TSC

В большинстве случаев, устройство СТК состоит из включаемого тиристором конденсатора (Thyristor Switched Capacitors (TSC)) и управляемого тиристором реактора (Thyristor Controlled Reactors (TCR)), рис.1, а. Возможны и другие комбинации устройств, например, выполненный отдельно TCR (рис. 1, б) или TSC (рис. 1, в). В соответствии с [2], устройство СТК может потреблять или генерировать реактивную мощность с целью управления некоторыми заданными параметрами (обычно напряжения в некоторой точке сети).

Рассмотрим, что входит в состав СТК на примере СТК мощностью 35 Мвар при напряжении 10,5 кВ:

- трехфазная тиристорно-реакторная группа (ТРГ) мощностью 35 Мвар при напряжении 10,5 кВ, соединенная в треугольник, являющаяся плавно регулируемым по-

требителем реактивной мощности и состоящая из трехфазного высоковольтного тиристорного вентиля (ВТВ) и трех сдвоенных компенсирующих реакторов (РК);

- фильтрокомпенсирующая цепь (ФКЦ), соединенная в звезду, генерируемой мощностью 5,4 Мвар при напряжении 10,5 кВ, настроена на частоту 5-й гармоники. ФКЦ состоит из трехфазной конденсаторной батареи (КБ) и трехфазного фильтрового реактора (РФ);
- цифровая система управления и защит СТК, обеспечивающая управление ТРГ и коммутацию ФКЦ в соответствии с заданными алгоритмами. Состоит из шкафа управления (ШУ) и шкафа релейных защит (ШРЗ);
- система жидкостного охлаждения, осуществляющая отвод и утилизацию тепловых потерь тиристорных вентилей: состоит из шкафа системы охлаждения и аппарата воздушного охлаждения.

Рабочая характеристика СТК представлена на рис. 2:

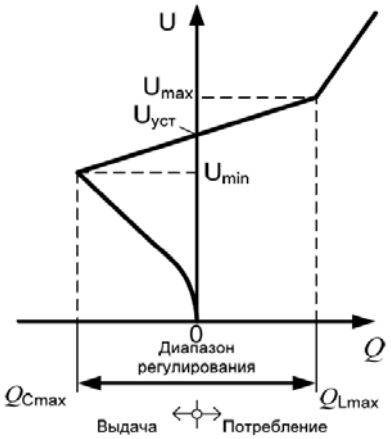


Рис. 2. Рабочая характеристика СТК

В регулировочном диапазоне от $Q_{C\ max}$ до $Q_{L\ max}$ характеристика имеет наклон (2–5%), определяемый статизмом $К_{СТ}$. За пределами диапазона регулирования характеристика изменяется по линейному закону, зависящему от величины напряжения U и параметров X_C и X_L. Нами будет рассмотрена индуктивная составляющая СТК.

Плавное управление реактивной мощностью в СТК устройствах осуществляется изменением угла открытия тиристоров реактора. Чтобы задать проводимость и держать заданное напряжение в узле, необходимо определить угол α. Проводимость $b_{CTK}(\alpha)$ устройства СТК, связывающая составляющую тока и напряжения, может быть записана как:

$$b_{CTK}(\alpha) = -\frac{1}{\omega L}\left(1 - \frac{2}{\pi}\alpha - \frac{1}{\pi}\sin 2\alpha\right) \tag{1}$$

$$b_{CTK}(\alpha) = b_{TCR}(\alpha) + b_{TSC} \tag{2}$$

Выражения (1) и (2), входят в уравнение для реактивной мощности устройства СТК:

$$Q_i = U_i^2 b_{CTK}(\alpha) \text{ или } Q_i = -\frac{U_i^2}{X_C X_L}\left\{X_L - \frac{X_C}{\pi}\left[2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha\right]\right\} \tag{3}$$

Откуда:

$$b_{CTK}(\alpha) = \frac{1}{X_C X_L}\left\{X_L - \frac{X_C}{\pi}\left[2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha\right]\right\} \tag{4}$$

Принимая во внимание то, что $\frac{1}{X_C} = b_C$, $\frac{1}{X_L} = b_L$, преобразуем (4) и, подставив полученное выражение в (3), получаем выражение для вычисления реактивной мощности СТК:

$$Q_{CTK} = U_i^2 b_C - \frac{U_i^2 b_L}{\pi}\left(2\pi - 2\alpha + \sin 2\alpha\right) \quad (5)$$

Были рассмотрены два алгоритма моделирования СТК при расчёте УР. [3,4]

В первом алгоритме устройства СТК представлены в виде узла PU с последующим контролем величины проводимости – так называемая модель «генератор-проводимость». В случае нарушения ограничений по проводимости устройства, узел PU заменяется узлом PQ с шунтом, величина проводимости которого равна предельной проводимости устройства СТК. Модель «генератор-проводимость» с минимальными трудозатратами может быть реализована в АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения. [3]

В [3-5] была рассмотрена альтернативная модель устройства СТК, которая позволяет избежать дополнительных итераций в ходе расчета УР, в явном виде включает угол управления α.

Задача оценивания состояния ЭЭС

Оценивание состояния электроэнергетической системы (ОС ЭЭС) – это расчет параметров режима, выполненный по данным измерений. [5] В качестве измерений при ОС ЭЭС в основном используются телеизмерения (ТИ), получаемые от системы SCADA: модули узловых напряжений U_i, генерации активных $P_{г_i}$ и реактивных $Q_{г_i}$ 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 так:

$$\bar{y} = \{P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij}\}. \quad (6)$$

Для получения узловых инъекций P_i, Q_i в дополнение к ТИ используются псевдоизмерения (ПИ) нагрузок в узлах.

При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния x [5] 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

$$J(x) = \left(\bar{y} - y(x)\right)^{\mathrm{T}} R_y^{-1}\left(\bar{y} - y(x)\right) \quad (7)$$

т.е. к поиску оценок вектора состояния $\hat{x}$, здесь R_y – диагональная матрица весовых коэффициентов, элементы которой обратны дисперсиям измерений.

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

$$\Delta x_k = \left[H_k^T R_y^{-1} H_k\right]^{-1} H_k^T R_y^{-1}\left[\bar{y} - y\left(x_k\right)\right], \quad (8)$$

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

Моделирование СТК при ОС ЭЭС

В первом алгоритме СТК моделируется шунтом переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением. В зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора, α.

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта.

1. Выполняется оценка состояния текущего режима без учёта СТК.
2. Определяем $\cos\varphi_i = \dfrac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}$; проверяем равенство $\cos\varphi <$ заданного $\cos\varphi$.
3. Определяем Q_i для заданного $\cos\varphi$; $Q_i = \sqrt{\dfrac{P_i^2(1-\varphi^2)}{\varphi^2}}$.
4. Фиксируем реактивную мощность в i узле, задавая минимальную $\sigma_{Q_i}^2$, для измерения Q_i.

А так же фиксируем напряжение в узлах установки СТК, задавая минимальную $\sigma_{Q_i}^2$ для измерения U_i.

5. Выполняем оценивание состояния.
6. Проверяем условие: $b_{CTK} < b_{CTK}^{\max}$. Если оно выполняется, то задаём $b_{CTK} = b_{CTK}^{\max}$, при этом $\alpha = \dfrac{\pi}{2}$. Переход на п.4.

Если $b_{CTK} < b_{CTK}^{\max}$, то можно вычислить управляющее воздействие – угол открывания тиристора α.

7. Вычисляем $C_i = \dfrac{b_{CTK}}{b_{CTK}^{\max}}$.
8. Определяем угол открывания тиристора путем итерационного решения следующих уравнений: $f(x) = C_i - \sin(2x_i) + 2x_i$; $x_{(i+1)} = x_i - \sin(f(x)) \cdot 0{,}01$; $x = \alpha$;, i – число итераций.

Во втором алгоритме угол α задается в качестве компоненты вектора состояния и определяется непосредственно в процессе решения задачи ОС.

При решении задачи ОС (и расчёта УР) реактивная мощность узлового шунта определяется по формуле:

$$Q_i^{Ш} = U_i^2 b_{iш}, \tag{9}$$

И используется в уравнении узлового баланса для реактивной мощности:

$$Q_i = Q_{iГ} + Q_{iH} + \sum_{j\in\omega_i} Q_{ij} + Q_i^{Ш} \tag{10}$$

При расчёте поправок к вектору состояния *x* по формуле (8), производная от измерения инъекции Q_i по напряжению U_i, берётся равной:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = \sum_{j\in\omega_i} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} + 2U_i b_{iш}.$$

При использовании в задаче ОС модели СТК с углом управления α СТК моделируется переменной реактивной проводимостью в узле i установки СТК - b_{iCTK} и реактивная мощность шунта определяется выражением:

$$Q_{iCTK} = Q_i^2 \cdot b_{CTK}(\alpha) \qquad (11)$$

и в вектор состояния *x* вместо U_i, которое фиксируется, включается α.

Производная от измерения инъекции в узле установки СТК по α_i ,будет равна:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i} = -\frac{U_i^2 b_L}{\pi}(-2 + 2\cos 2\alpha) = \frac{2U_i^2 b_L}{\pi}(1 - \cos 2\alpha) \qquad (12)$$

Алгоритм расчёта.

1. В нужном узле i задаём проводимость b_{CTK} (по справочным данным $b_{CTK} = \frac{Q_{CTK}}{U_{CTK}^2}$);

2. Фиксируем напряжение в узле i на требуемой величине, задавая его измерением с нулевой (очень малой дисперсией). В векторе состояния *x* для этого узла включается α_i.

3. Задаём исходные приближения вектора $x = x_0$, в котором $\alpha_i = \frac{\pi}{2}$; $U_{i0} = U_{i\,ном}; \delta_{i0} = 0$.

4. Выполняем расчёт методом Ньютона, вычисляя поправки на итерациях по (3). При этом в матрице $\frac{\partial y}{\partial x}$ в столбце производных $\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i}$, будет один не нулевой элемент, вычисляемый по (10). В узле i обязательно должно быть задано измерение узловой инъекции Q_i (если $Q_{Гi} = 0$ и $Q_{Hi} = 0$, то узел задан транзитным).

Результаты расчётов

В качестве тестовой схемы, для апробации вышеизложенных методов, используется 19 узловая схема Иркутской энергосистемы, приведённая на рис. 3. Для включения в модель были использованы СТК мощность 35 Мвар на напряжении 10,5 кВ. СТК смоделирован на низкой стороне АТ ПС «Иркутская».

При решении задачи ОС первым алгоритмом СТК был рассмотрен как шунт переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением. Во втором случае угол α задается в качестве компоненты вектора состояния и определяется непосредственно в процессе решения задачи ОС.

Первый Алгоритм

1. Выполняется оценка состояния текущего режима без учёта СТК.

В нагрузочном узле 16 $P_i = -394{,}89$ МВт, $Q_i = -448{,}66$ Мвар, $U_i = 223.54$ кВ.

2. Определяем $\cos\varphi_i = \frac{P_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}} = 0{,}66082;$

Получаем $\cos\varphi$ ниже заданного, равного 0,7.

3. Определяем Q_i для заданного $\cos\varphi$;. $Q_i = \sqrt{\frac{P_i^2(1-\varphi^2)}{\varphi^2}} = 402,\ 994$ Мвар.

4. Фиксируем реактивную мощность в i узле, задавая минимальную $\sigma_{Q_i}^2 = 1$.

А так же фиксируем U_i, в узлах 17,18,19 на величине U_i=10,5 кВ $\sigma_{Q_i}^2 = 0{,}5$.

5. Выполняем оценивание состояния. В результате получили следующие оценки:

1. $Q_{16} = -400{,}5$ Мвар (т.е. $\cos\varphi = 0{,}7$);
2. $Q_{17,18,19} =$ - 16,82 Мвар это $Q_{СТК}$;

6. Вычисляем:

1. $b_{СТК} = \dfrac{Q_{СТК}}{U_i^2} = \dfrac{16{,}82}{10{,}5^2} = 152562{,}36$ мкСим;
2. $b_{СТК}^{max} = \dfrac{Q_{СТК}^{max}}{U_i^2} = \dfrac{35}{10{,}5^2} = 317460{,}32$ мкСим;

7. Проверяем условие $b_{СТК} < b_{СТК}^{\max}$. Если $b_{СТК} < b_{СТК}^{\max}$, то можно вычислить управляющее воздействие – угол открывания тиристора α.

8. Вычисляем $C_i = \dfrac{b_{СТК}}{b_{СТК}^{\max}} = 0{,}48$.

9. Угол открывания тиристора вычисляется итерационно в среде Matlab. $\alpha =$ - 1,136 рад. Данные по расчёту приведены в табл. 1.

Расчёт по второму алгоритму

1. В нужном узле i задаём проводимость $b_{СТК}$ (по справочным данным $b_{СТК} = \dfrac{Q_{СТК}}{U_{СТК}^2} = \dfrac{35}{10{,}5^2} = 317\,460{,}32$ мкСм);

2. Фиксируем напряжение в узле i на требуемой величине, задавая его измерением с нулевой (очень малой дисперсией), в вектор состояния *x* для этого узла включается α_i.

3. Задаём исходные приближения вектора $x = x_0$, в котором $\alpha_i = \dfrac{\pi}{2} =$ 1,57; $U_{i0} = U_{i\,ном} =$10,5 кВ; $\delta_{i0} = 0$

4. Выполняем расчёт методом Ньютона [5]. Данные по расчёту приведены в табл. 2.

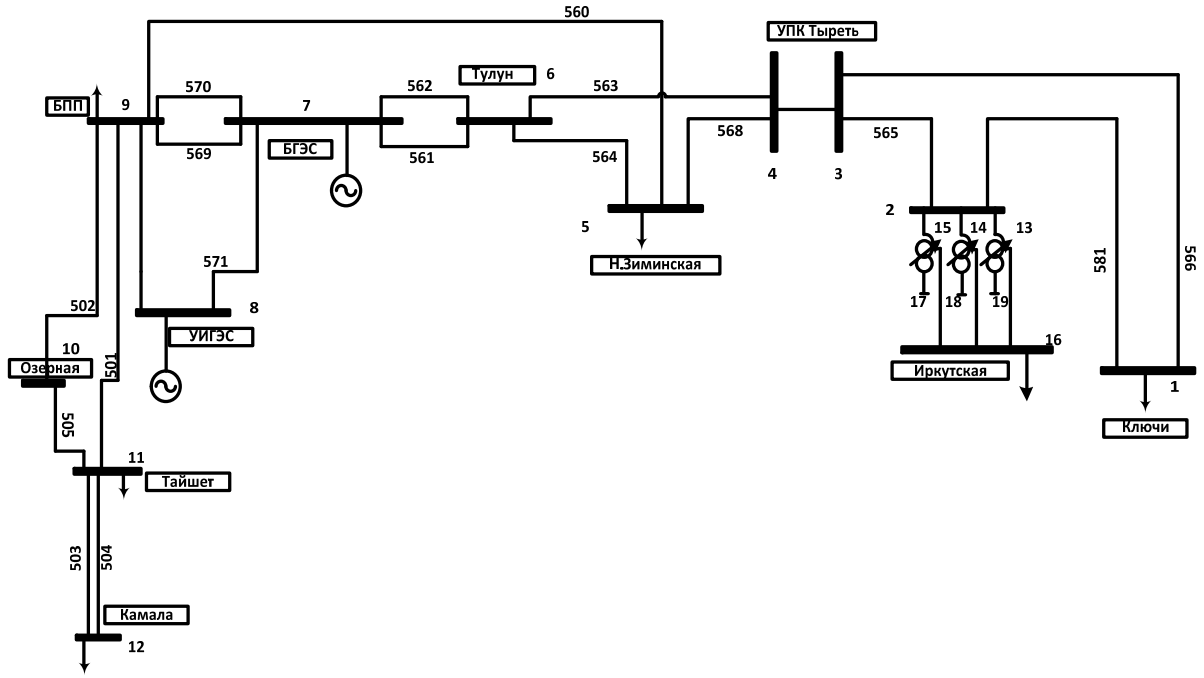


Рис.3. Схема Иркутской энергосистемы

Таблица 1

Результаты расчёта по первому алгоритму.

№ уз.	Uном	U ос	□ U	$\sigma^2_{Q_i}$	P изм	P ос	$\sigma^2_{Q_i}$	Q изм	Q ос	$\sigma^2_{Q_i}$	$b_{СТК}$	C_i	α
	кВ	кВ			МВт	МВт		МВар	Мвар				
16	220	223,54	-8,12	5	-382	-395	1	-492	-400,5	1	мкСим		
17	10,5	10,54	-8,21	0,5	-	0,0	1		-16,82	6	152582	0,48	-1,136
18	10,5	10,54	-8,21	0,5	-	0,0	1		-16,82	6	152582	0,48	-1,136
19	10,5	10,54	-8,21	0,5	-	0,0	1		-16,82	6	152582	0,48	-1,136

Таблица 2

Результаты расчёта по второму алгоритму.

№ уз.	Uном	U ос	□ U	$\sigma^2_{Q_i}$	P изм	P ос	$\sigma^2_{Q_i}$	Q изм	Q ос	$\sigma^2_{Q_i}$	b шунт	α
	кВ				МВт	МВт		МВар	Мвар		мкСм	
16	220	223,64	-8,12	5	-382	-394	1	-402,4	-396,67	1		
17	10,5	10,55	-8,21	0,5	-	0,00	1		-16,80	6	317460,32	-1,136
18	10,5	10,55	-8,21	0,5	-	0,00	1		-16,80	6	317460,32	-1,136
19	10,5	10,55	-8,21	0,5	-	0,00	1		-16,80	6	317460,32	-1,136

Выводы

1. Расчёты по двум разработанным алгоритмам для включения модели СТК в задачу ОС полностью совпадают. Следовательно, для решения различных задач можно использовать эти методы как совместно для самопроверки, так и отдельно, как два независимых метода.

2. Первый алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами может быть реализован в АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения.

3. Второй алгоритм позволяет определять угол управления α *in situ* и получить оценки без увеличения числа итераций, 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. Тихонов А.В. Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния ЭЭС // Тр. конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике».– Иркутск, 2012. – С. 103–108.

2. A. Edris, R. Adapa, M.H. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugyi, J.Lemay, A.S. Mehraban, A.K. Meyers, J. Reeve, F. Sener, D.R. Torgerson, and R.R. Wood. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS). IEEE Transactionson Power Delivery, 12(4):1848, 1997.

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. E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, C. Angeles-Camacho. FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks. JohnWilley&Sons, Ltd, England, 2004.

F. Milano. An Open Source Power System Analysis Toolbox IEEE Trans. PowerSyst.,vol. 20, no.3, pp.1199-1206, Aug. 2005.

5. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / Гамм А.З., Колосок И.Н.. - Новосибирск: Наука, – 2000. – 152 с.

УДК 697.34

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ЦЕНТРАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Е.Е. Якимец

Введение

В городах страны сформировались и эксплуатируются большое число уникальных по масштабам систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), имеющих один или несколько источников тепла (ИТ), работающих (за исключением пиковых ИТ) изолированно друг от друга, и сложные, распределенные по большим территориям тепловые сети. Тепловая мощность нескольких крупных ТЭЦ достигает 4500 Гкал/ч при электрической мощности свыше 1000 МВт, эксплуатируются котельные мощностью более 800 Гкал/ч. Радиусы теплоснабжения (расстояние по сети от ИТ до наиболее удаленного потребителя) превышают 30 км (Москва, Екатеринбург, Новосибирск и др.), общая протяженность сетей в одной системе измеряется сотнями километров, диаметры магистральных теплопроводов составляют 1200-1400 мм. По каждой такой магистрали теплотой снабжается жилой массив с населением до 500 тыс. человек.

Доля централизованного теплоснабжения на базе источников тепла мощностью 20 МВт и более в отдельных городах (по подключенной нагрузке) достигает 80%, а в целом по стране она составляет 69%, при этом 32% обеспечивают теплофикационные системы на базе ТЭЦ. Более 80% населения России подключены к СЦТ.

В зарубежных странах наиболее крупные СЦТ созданы в Скандинавских странах, где хорошо развито энергетическое планирование. В городах Копенгаген, Хельсинки, Стокгольм эксплуатируются системы теплоснабжения мощностью до 3000 Гкал/ч.Они обеспечивают теплом 98 % населения и имеют значительную протяженность тепловых сетей, но вместе с тем отличаются очень высокой эффективностью, например, тепловые потери в них не превышают 7%.

Недостаточно высокая эффективность российских СЦТ значительно снизила их конкурентоспособность и привела к росту ввода мощности мелких и средних индивидуальных источников теплоснабжения. Стихийная децентрализация теплоснабжения потребителей неизбежно приводит к еще более резкому снижению эффективности централизованных систем и к ухудшению экологической обстановки. Принимаемые решения должны быть экономически обоснованы, при этом при выборе типа и масштабов системы теплоснабжения необходимо провести комплексную оценку конкурирующих вариантов. В этих условиях особую актуальность приобретает проблема повышения эффективности и надежности функционирования теплоснабжающих систем (ТСС), требующая решения вопросов деления территории населенных пунктов на зоны централизованного и децентрализованного теплоснабжения, обоснования рациональных масштабов систем, концентрации мощностей и уровней централизации теплоснабжения.

Постановка задачи

Согласно изложенным выше негативным тенденциям снижения эффективности СЦТ и стихийного развития ДЦТ, формирующимся в теплоснабжении, повысилась актуальность задач планирования его развития. При этом потребность в их решении возникает уже на предпроектном уровне при разработке генеральных планов развития городов и др. Среди множества задач выделяются следующие вопросы:

1. Зонирование территории - деление территории на зоны централизованного и децентрализованного теплоснабжения.

2. Обоснование оптимальных уровней централизации теплоснабжения и концентрации мощностей теплоисточников.

Зонирование территории по типу теплоснабжения на практике в нашей стране осуществляется редко. Вместе с тем, необходимость выполнения этого требования закреплена законодательно и регламентирована требованиями к схемам теплоснабжения. В скандинавских странах этот процесс также утвержден законодательно. В предыдущих работах автора [1,2] рассматривался вопрос зонирования территории на области централизованного и децентрализованного теплоснабжения, в предлагаемой же работе более подробно рассматривается задача определения оптимальных уровней централизации теплоснабжения.

Вопрос об оптимальных масштабах СЦТ и о рациональных уровнях концентрации мощностей ИТ возникал с самого начала развития теплоснабжения в связи с выбором структуры и параметров источников теплоты, разработкой профиля основного оборудования ТЭЦ и оптимальных схем ИТ, разграничением областей применения комбинированной и раздельной схем энергоснабжения, выбором параметров теплоносителя, схем и режимов работы тепловых сетей (ТС). В то время он ставился как задача выбора оптимальной тепловой мощности ТЭЦ. Прежде всего для ее решения, применительно к небольшим по размерам и простым по конфигурации, вновь создаваемым системам, была получена аналитическая зависимость, которая при заданной плотности тепловой нагрузки позволяла определить экономически обоснованную площадь обслуживания ТЭЦ [3,4]. При фиксированном месте расположения ИТ, на основе такого подхода, можно приближенно найти предельный радиус теплоснабжения (R_T), а в случае одного источника и рациональный уровень централизации теплоснабжения.

Понимание того, что области эффективного применения комбинированного и раздельного энергоснабжения, а также крупных и мелких котельных не могут быть однозначно определены диапазонами величин тепловых нагрузок из-за множества влияющих факторов, привело к описанию их аналитическими зависимостями и представлению в графическом виде [5-7]. Использование этих зависимостей применительно к условиям конкретного населенного пункта позволяет получать зоны эффективности различных типов источников, характерные только для него. Расчеты по схемно-структурной оптимизации проводятся на основе методики «избыточных схем», а также по ряду намеченных разработчиком вариантов.

Для решения проблемы определения рациональных масштабов СЦТ в Швеции в последнее время применяются методики, разработанные Б. Бохмом, Х. Кристьянсоном и К. Сипила [8]. В данной методике используется показатель линейной плотности нагрузки для определения эффективности СЦТ, сравниваются общие затраты в систему с различными вариантами прокладки трубопровода и конфигурациями тепловой сети. Нормативные значения критерия получают путем проведения вариантных расчетов различных систем теплоснабжения.

Опираясь на результаты ранее выполненных исследований [3-7], настоящая работа продолжает и развивает основные положения предшествующих работ, учитывая

особенности современной ситуации и формирующиеся тенденции в теплоснабжении. Большинство систем централизованного теплоснабжения уже сформировалось, поэтому задача определения оптимальных масштабов СЦТ возникает при решении следующих вопросов:

1.Оценка целесообразности подключения к СЦТ новых потребителей.

2. Разделение уже существующей системы на ряд менее крупных подсистем с сооружением новых ИТ, т.е. ее разукрупнение.

3. Укрупнение систем с перераспределением нагрузок потребителей между более эффективными источниками.

В том случае, когда подключение новых потребителей к существующей СЦТ нецелесообразно, они могут обеспечиваться тепловой энергией от вновь сооружаемого в их зоне источника тепла.

Критерием эффективности функционирования существующей системы в рамках действующих границ или оценки экономичности присоединения к ней новых потребителей на предварительном этапе может быть линейная плотность тепловой нагрузки (нагрузка, отнесенная к длине тепловой сети). Этот же критерий используется при решении двух других приведенных выше задач.

Методика

Для решения поставленной задачи определения рациональных уровней централизации теплоснабжения разработана методика, которая включает следующие этапы:

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

2. Расчет плотности тепловой нагрузки для всех районов города.

3. Оценка полученных значений ПТН относительно нормативных величин.

4. При полученных величинах ПТН выше нормативных значений потребители могут быть подключены к СЦТ. При уровне ПТН ниже нормативных значений потребители снабжаются теплом от индивидуальных ИТ.

5. Выбор места подключения потребителей в зоне ЦТ и определение протяженности трассы до него.

6. Определение протяженности трассы для резервирования участков тепловой сети в зоне ЦТ при необходимости.

7. Расчет ЛПН для магистральных теплопроводов от источников тепла в полученной схеме системы.

8. Оценка полученных значений ЛПН относительно нормативных величин.

9. При полученных величинах ЛПН выше нормативных значений потребители могут быть подключены к рассматриваемому источнику. При уровне ЛПН ниже нормативного значения - разукрупнение системы и выбор нового ИТ. Расчет ЛПН для тепломагистрали с последовательным отключением наиболее удаленных потребителей (необходимо вернуться к п.5).

Алгоритм

Общий алгоритм решения задачи определения рациональных масштабов ТСС при планировании теплоснабжения представлен на рисунке 1.

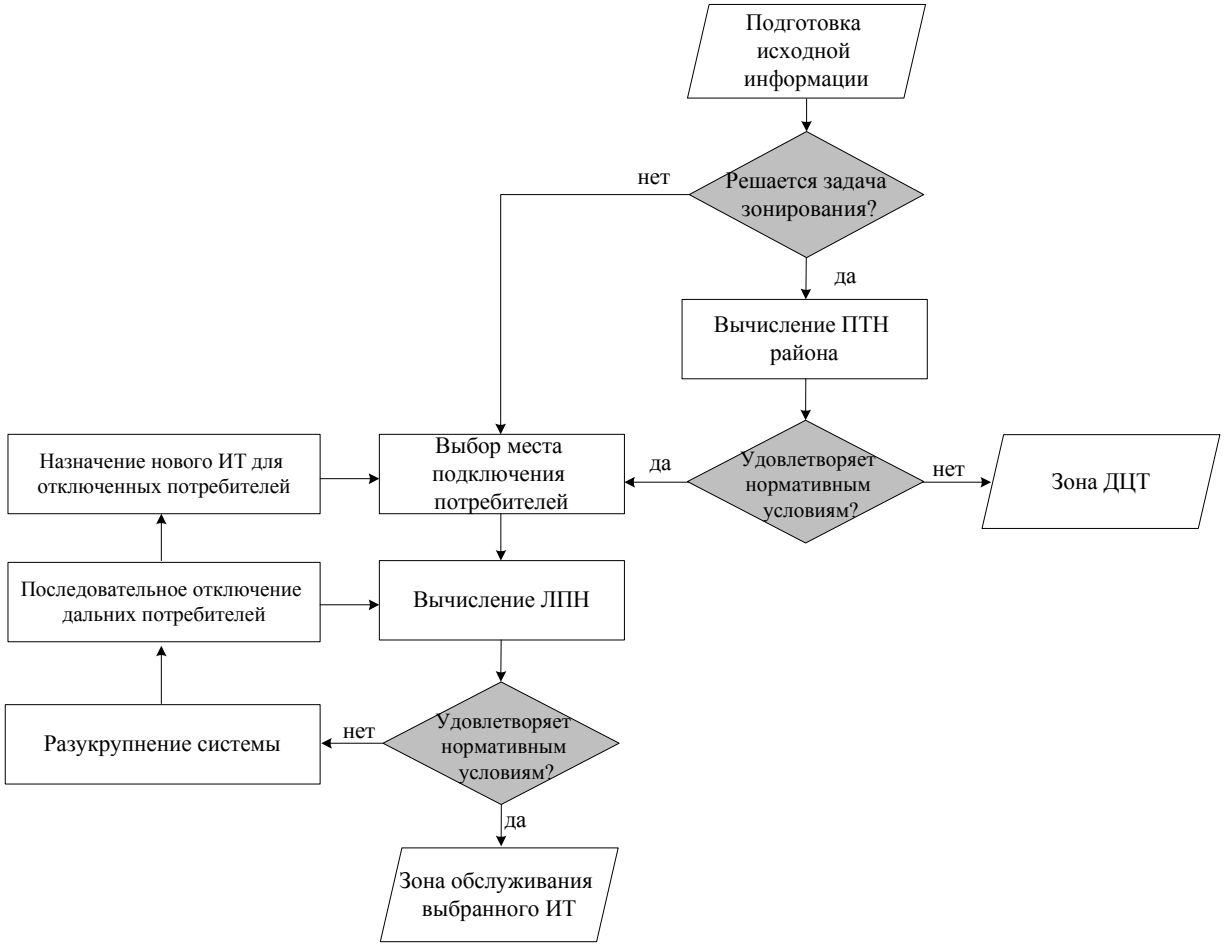


Рис. 1. Общий алгоритм взаимоувязки задач определения рациональных масштабов теплоснабжающих систем

Математическая постановка задачи

Нормативные значения критерия плотности тепловых нагрузок соответствуют минимальным затратам на сооружение и обслуживание рассматриваемых систем. В связи с этим математическая формулировка записывается в виде:

$$З(Q,x,t) = З_{И}(Q,t) + З_{ТС}(x,t) \to \min, \quad (1)$$

где $З_{И}(Q,t), З_{ТС}(x,t)$ – приведенные дисконтированные по времени затраты в источники тепловой энергии и тепловые сети; Q – подключенная тепловая мощность теплоисточников, x –расход на участках сети системы теплоснабжения; T – рассматриваемый период времени, $t \in T$.

Принимаемые условия и ограничения включают:

1. Балансовые соотношения потребления и производства тепловой энергии:

$$Q^t = \sum_j Q_j^t = \sum_i Q_i^t, j \in J, i \in I, t \in T \quad (2)$$

где Q_j^t – расчетная тепловая нагрузка j-гопотребителя в рассматриваемый период времени t, Q_i^t –теплопроизводительность i-гоисточника теплоснабжения.

2. Ограничение на производительность источников тепловой энергии:

$$0 \le Q_i^t \le Q_i^{макс}, i \in I \quad (3)$$

3. Уравнения, описывающие потокораспределение в системе, отражают:

3.1. Сохранение балансов расхода теплоносителя в узлах сети:

$$Ax = g \quad (4)$$

3.2. Сохранение балансов потерь напора теплоносителя в контурах сети:

$$BH = Bh \quad (5)$$

3.3. Уравнение потери напора в сети:

$$h = SX|x| \quad (6)$$

где A – матрица соединений линейно независимых узлов и ветвей; x – вектор расходов на участках сети; g – вектор расходов в узлах; h, H – векторы потерь и действующих напоров; S– диагональная матрица коэффициентов гидравлического сопротивления s_k, $|x|$ –вектор модулей расходов на участках сети.

4. Соотношение для показателя линейной плотности тепловой нагрузки определяется показателем:

$$ЛПН = \frac{Q_м}{\sum_k L_k}, м \in M, k \in K \quad (7)$$

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

5. Ограничение по линейной плотности тепловой нагрузки

$$ЛПН \ge q_L \quad (8)$$

Нормативное значение показателя плотности тепловой нагрузки q_Lзависит от: вида и стоимости используемого топлива, типа источника и характеристик трубопровода (коэффициент шероховатости, местных сопротивлений и т.д.).

Для определения нормативного значения ЛПН с учетом эксплуатационных издержек на ИТ будем использовать математическую зависимость суммарных эксплуатационных издержек в систему централизованного теплоснабжения:

$$З_{уд}^{экс} = f\sum_k (a + bd_k^{1.45})\frac{L}{Q} + \frac{c_э \cdot \tau \cdot \sum_k x_k \cdot \psi \cdot L_k}{362.7 \cdot \eta \cdot Q} + \frac{C}{Q} + D \quad (9)$$

где f – доля отчислений от капитальных затрат на амортизацию, ремонт, обслуживание тепловой сети; a – постоянная слагаемая капиталовложений, зависящая от способа прокладки сети; Q – подключенная тепловая мощность теплоисточников, Гкал/ч; b – коэффициент в уравнении стоимости одинарного теплопровода; τ– число часов работы установки; с– стоимость электроэнергии., руб/кВт.ч; $\eta_{нм}$ – кпд насосной установки; ψ– удельное падение давления в сети, м.вод.ст/м; C, D – коэффициенты постоянных и переменных затрат на производство ТЭ.

Для учета эксплуатационных издержек на источнике в СЦТ были проведены многовариантные расчеты для различных видов топлива и мощностей оборудования. Зависимости удельных затрат на производство и транспорт тепловой энергии от линейной плотности нагрузки в системе представлены на рисунке 2 .

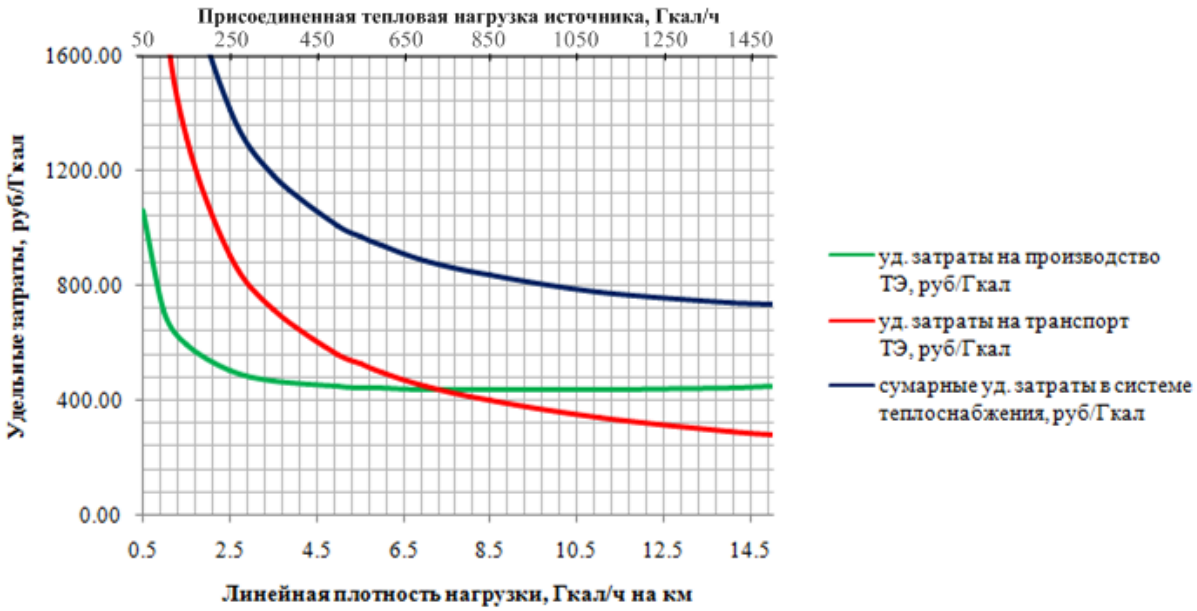


Рис. 2. Зависимости удельных затрат в системе теплоснабжения от линейной плотности нагрузки

В работах [7,9] определена оптимальная величина мощностей источников теплоснабжения на базе ТЭЦ; она составляет 600-800 Гкал/ч. Продифференцировав зависимость (9) по Q, при минимуме затрат, найдем выражение для определения ЛПНпри оптимальной мощности источника:

$$q_L = \left(\frac{2{,}757 \cdot c_э \tau \psi}{\Delta t \eta} + \frac{0{,}042\, fb}{\psi^{0.27} \Delta t^{0.551} Q_i^{0.449}} \right) \cdot \frac{Q_i^2}{C_i} \qquad (10)$$

где С = $8 \cdot 10^6$ руб/год (определена при аппроксимации функции эксплуатационных затрат для ТЭЦ на угле в зависимости от мощности).

Анализ эффективности функционирования СЦТ г. Шелехова

В качестве примера рассматривались схема теплоснабжения г. Шелехов (рис. 3). Теплоснабжение в централизованном секторе осуществляется от Шелеховского участка НИ ТЭЦ по трем тепломагистралям. Протяженность магистральных тепловых сетей составляет 15,6 км. По представленным зависимостям вычислили нормативное значение q_L=12 (Гкал/ч на км) для условий г. Шелехова. По предложенной методике проведен анализ эффективности функционирования СЦТ г. Шелехова в существующих границах.

Проведенные расчеты показали, что ЛПН магистрали №1 до Западного теплового района более 14 (Гкал/ч)/км, удовлетворяет нормативным условиям. ЛПН магистрали №2 в Восточном тепловом районе не превышает 8 (Гкал/ч)/км, что ниже нормативного значения, кроме того, при последовательном отключении удаленных потребителей значение ЛПН снижается. При теплоснабжении потребителей этого района от местного ИТ ЛПН повышается до нормативных значений.

ЛПН магистрали №3 в Восточном тепловом районе составляет 11,4 (Гкал/ч)/км, что ниже нормативного значения. При этом анализ ЛПН для данной магистрали с последовательным отключением удаленных потребителей показал, что теплоснабжение потребителей Привокзального микрорайона целесообразно осуществлять от ШУ НИ ТЭЦ, т.к. ЛПН для этого участка ТС составляет 12,1 (Гкал/ч)/км, что меньше оптимального нормативного значения.

Часть теплопроводов рациональной зоны обслуживания от ШУ НИ ТЭЦ выделена зеленым цветом. Черным цветом показаны тепловые сети районов, где эффективнее организовать теплоснабжение от местного источника, т.к. для них условие подключения к ТЭЦ по ЛПН не выполняется.

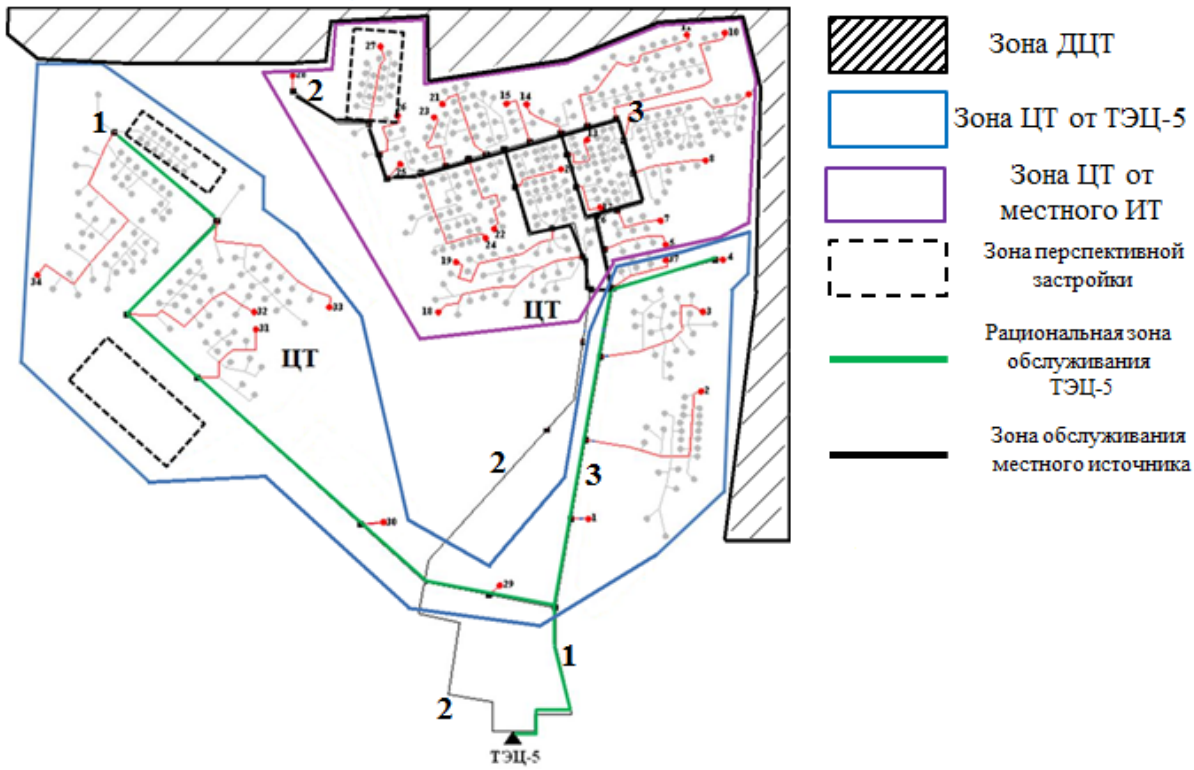


Рис. 3. Схема системы теплоснабжения г. Шелехова

Выводы

1. Показана актуальность решения задачи зонирования территории на зоны централизованного и децентрализованного теплоснабжения, а также задачи определения оптимальных масштабов систем централизованного теплоснабжения и уровней концентрации мощностей источников.
2. Предложена методика определения рациональных масштабов систем теплоснабжения, ориентированная на современные условия их развития. Применение методики позволяет решать поставленные задачи как в существующих системах, так и на этапе разработки схем градостроительного планирования территории.
3. Предложена зависимость для определения нормативных значений показателя плотности тепловой нагрузки для проведения предпроектного анализа схем теплоснабжения.
4. Нормативное значение показателя линейной плотности тепловой нагрузки q_L зависит от: типа источника и характеристик тепловой сети (коэффициент шероховатости, способ прокладки трубопровода, уровень потерь, местные сопротивления и т.д.).
5. При значении показателя линейной плотности тепловой нагрузки q_L ниже нормативной величины теплоснабжение части потребителей в централизованном секторе неэффективно. Это обусловлено тем, что повышаются удельные издержки на производство и транспорт тепловой энергии.
6. Представленная методика апробирована при расчете реальных теплоснабжающих систем, полученные результаты позволили сформулировать конкретные рекомендации по ее реконструкции.

Литература

1. Стенников В.А., Якимец Е.Е., Жарков С.В. Оптимальное планирование теплоснабжения городов// Промышленная энергетика – 2013, №4. – С. 9-15.

2. V. Stennikov, E. Iakimetc. Search for optimal value of criterion for rational area zoning by type of heat supply// PRESCO 2012 PROCEEDINGS "The Energy Debate: Challenges & Alternatives", Hiroshima, Japan. P. 90 - 95.

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. Мелентьев Л.А. Теплофикация. Ч. 1 и II. - М.: Изд. АН СССР, 1944. – 248 с.; 1948. – 280 с.

5. Копьев С.Ф. Теплоснабжение. М.: Госстройиздат. 1952. – 280 с.

6. Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. - М.: Энергия, 1978. – 264 с.

7. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. - М. Изд-во МЭИ, 1999. – 472 с.

8. IEA. District heating distribution in areas with low heat demand density. 2008. SenterNovem. 119 p.

9. Стенников В.А. Методы комплексного преобразования систем централизованного теплоснабжения в новых экономических условиях: Автореф. дисс. … д-ра техн. наук. – Иркутск, 2002. – 30 с.

Научно-технический прогресс в энергетике

УДК 621.301

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ЭНЕРГОБЛОКА НА СУПЕРСВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА МОЩНОСТЬЮ 660 МВт С УЧЁТОМ УСЛОВИЙ РОССИИ

Н.О. Епишкин

Повышение параметров пара – это один из наиболее эффективных способов увеличения коэффициента полезного действия (КПД) паротурбинных ТЭС. Пылеугольные паротурбинные конденсационные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара (ССКП), работающие при давлении острого пара 24–30 МПа и температуре 600–650 ^{0}C, уже введены в эксплуатацию за рубежом [1–7]. Прогресс в металлургии высоколегированных сталей позволяет добиться более высоких параметров. Кроме выигрыша в КПД, такие установки имеют меньшие выбросы CO_2 в атмосферу, по сравнению с обычными угольными энергоблоками, следовательно, меньше загрязняют окружающую среду, и плата за выбросы ниже. Для обеспечения энергетической и экономической эффективности ССКП блоков, требуется провести их оптимизационные расчёты. При этом необходимо сравнивать свойства материалов, используемых для изготовления элементов оборудования и, в первую очередь, пароперегревательных поверхностей котельного агрегата, а также типичные для РФ экономические условия (соотношения цен топлива и оборудования). В работе ИСЭМ СО РАН по исследованиям угольных блоков на суперсверхкритические параметры пара [8] проводилась оптимизация параметров цикла для одного типа высоколегированной стали марки 12Х18Н12Т, используемой для изготовления пароперегревателей котельного агрегата. Целью настоящей работы является сопоставление показателей энергоблока при использовании двух марок стали. Для такого сопоставления требуется оптимизировать не только параметры цикла как в [8], но и конструктивные параметры теплообменников конвективной шахты котла (диаметров труб, живых сечений по газу и пару). Поскольку в настоящее время возможности вычислительной техники в плане быстродействия и увеличения размерности решаемых задач резко возросли, стало возможным совместное проведение оптимизации подробных математических моделей котла и турбины. Задача оптимизации конструктивных и режимных параметров энергоблока представляет собой нелинейную оптимизационную задачу вида:

$$\min F(x, y)$$

при ограничениях

$$H(x, y) = 0,$$

$$G(x, y) \geq 0,$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max},$$

где F –целевая функция; x –вектор независимых оптимизируемых параметров (параметры цикла и конструктивные параметры); H –вектор ограничений-неравенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.); G –вектор

ограничений-неравенств; $x_{\min}$, $x_{\max}$ –векторы граничных значений оптимизируемых параметров [8].

Основные параметры расчёта энергоблока по трём критериям (целевая функция) оптимизации: 1) максимум КПД нетто установки; 2) минимум цены электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений и различных ценах топлива; 3) минимум удельных капиталовложений; приведены в таблице.

Схема энергоблока ССКП включает один промежуточный перегрев пара, турбину К-660-30, три регенеративных подогревателя питательной воды высокого давления (ПВД), деаэратор и четыре регенеративных подогревателя низкого давления (ПНД). Применён электропривод питательного насоса [9].

Математическая модель паротурбинной установки мощностью 660 МВт была построена с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ СМПП-ПК». Комплекс позволяет на основе графического построения автоматически генерировать программу расчёта сложной теплоэнергетической установки. Расчётная схема паротурбинной установки для СМПП-ПК представлена на рис. 1. Она включает 50 различных элементов и 77 связей между ними, начиная от простых (разделители потоков пара и смесители потоков воды) и заканчивая более сложными элементами схемы (отсеки паровой турбины, ПВД, ПНД, топка и конвективные теплообменники парового котла). В расчётной схеме подробно моделируется котёл и паровая турбина.

Полученная математическая модель содержит 997 информационно-входных, 900 выходных параметров, из которых 23 требуют задания начального приближения.

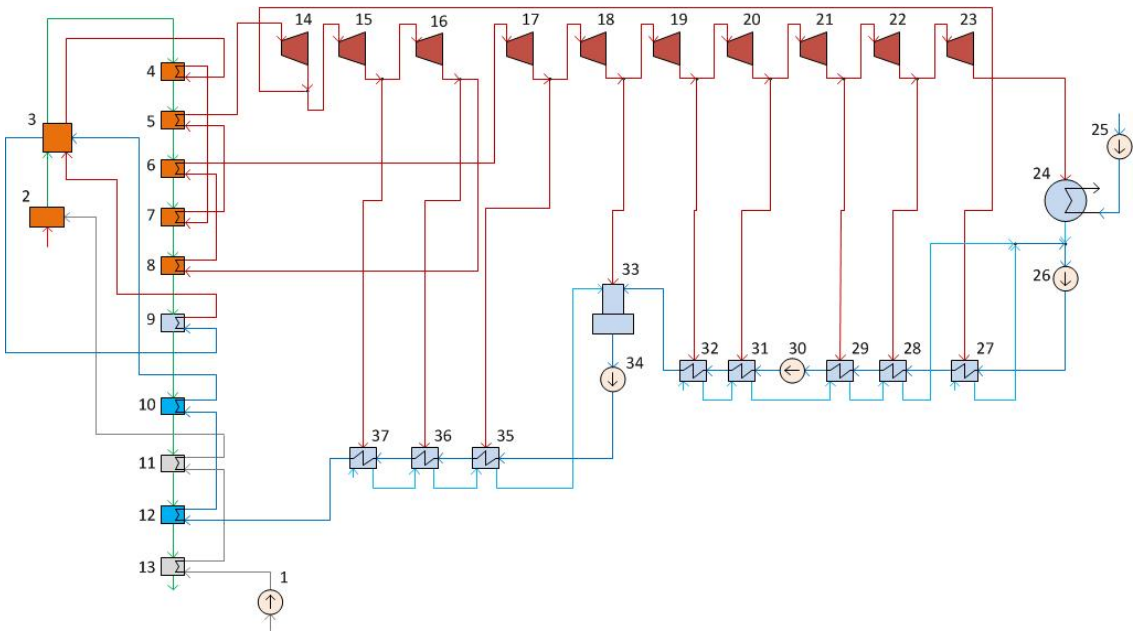


Рис. 1. Расчётная тепловая схема паротурбинной установки на суперкритические параметры мощностью 660 МВт

1–дутьевой вентилятор; 2–камера сгорания парового котла; 3–топка парового котла; 4–конвективный пароперегреватель первой ступени (КПП1); 5–конвективный пароперегреватель третьей ступени (КПП3); 6–промежуточный пароперегреватель второй ступени (ПП2); 7–конвективный пароперегреватель второй ступени (КПП2); 8–промежуточный пароперегреватель первой ступени (ПП1); 9–переходная зона (ПЗ); 10–водяной экономайзер второй ступени (ВЭ2); 11–воздухоподогреватель второй ступени (ВП2); 12–водяной экономайзер первой ступени (ВЭ1); 13–воздухоподогреватель первой ступени (ВП1); 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.

Оптимизация энергоблока мощностью 660 МВт проводилась по двум вариантам. В первом варианте оптимизации для наиболее нагруженных поверхностей нагрева котла, в конвективном пароперегревателе третьей ступени и промежуточном пароперегревателе второй ступени, была выбрана нержавеющая сталь аустенитного класса марки 12Х18Н12Т, применяющаяся до температур 620–640 ^{0}С. Разработанная в России высоколегированная сталь аустенитного класса марки 10Х16Н16В2МБР (ЭП-184) с расчётной температурой до 700 ^{0}С выбрана для второго варианта [10]. Число оптимизируемых параметров цикла и конструктивных параметров составило 55, при этом учитывалось 113 ограничений-неравенств.

Таблица

Основные результаты расчёта технологической схемы паротурбинного блока мощностью 660 МВт на суперсверхкритические параметры пара

	Минимум удельных капиталовложений		Минимум цены электроэнергии		Максимум КПД	
1	2	3	4	5	6	7
Сталь	12Х18 Н12Т	10Х16Н16 В2МВР	12Х18Н 12Т	10Х16Н 16В2МВ Р	12Х18 Н12Т	10Х16 Н16В2 МВР
Удельная стоимость топлива, дол./т у.т.	30/70	30/70	100	100		
КПД нетто, %	43,6	43,9	45,0	45,0	47,6	48,1
Капиталовложения в установку, тыс. дол.	989563	987190	1001458	996576	105928 6	109410 1
Удельные капиталовложения, дол./кВт	1538	1536	1576	1553	1787	1888
Цена электроэнергии, цент../кВт ч	6,64/7, 77	6,65/7,77	8,60	8,55		
Расход острого пара, кг/с	508,0	485,4	538,9	492,4	534,3	476,5
Давление острого пара, МПа	18,4	17,7	19,0	20,5	28,2	29,0
Температура острого пара, ^{0}С	557	562	562	560	616	654
Температура питательной воды, ^{0}С	278	294	305	285	338	314
Расход твёрдого топлива, кг/с						
-натурального	91,6	90,8	88,8	89,2	82,6	82,1
-условного	49,8	49,4	48,3	48,5	44,9	44,6
Давление пара промежуточного перегрева, МПа	5,36	5,09	6,01	5,51	7,14	7,08
Температура пара промежуточного перегрева, ^{0}С	584	629	595	632	600	620
Давление пара, МПа						
-на ПВД8	6,66	6,64	9,20	7,26	12,53	10,05
-на ПВД7	5,79	5,69	6,46	6,03	7,59	7,33
-на ПВД6	3,01	2,59	2,29	2,17	2,73	2,63
-на деаэратор	1,72	1,60	1,16	1,23	1,29	1,17
-на ПНД4	0,53	0,65	0,45	0,43	0,47	0,37
-на ПНД3	0,18	0,31	0,18	0,19	0,20	0,17
-на ПНД2	0,044	0,089	0,042	0,057	0,058	0,045
-на ПНД1	0,015	0,022	0,016	0,019	0,018	0,017
-в конденсаторе	0,00377	0,00384	0,00381	0,00361	0,00353	0,00353
Мощность паровой турбины, МВт	663,7	660,7	665,5	668,6	660,7	660,6
Полезная электрическая мощность установки, МВт	636,8	634,3	636,5	639,5	626,1	629,5
Температура уходящих газов, ^{0}С	160	159	125	137	101	106
КПД котла, %	92,7	92,7	94,7	93,8	95,7	95,2

Окончание таблицы

1	2	3	4	5	6	7
Вес труб, т						
-конвективный пароперегреватель 3 ступени	7,03	0,48	43,39	20,59	269,15	427,74
-промежуточный пароперегреватель 2 ступени	36,52	72,31	75,75	82,48	244,66	394,38
Сталь	15Х1М1Ф					
-конвективный пароперегреватель 1 ступени	42,17	16,29	28,14	7,44	75,70	1,54
-конвективный пароперегреватель 2 ступени	13,03	44,32	16,44	66,11	95,48	600,04
-промежуточный пароперегреватель 1 ступени	70,12	76,93	54,81	68,21	135,67	54,85
-переходная зона	8,57	5,64	43,11	42,58	275,05	44,90
Сталь	Ст20					
-водяной экономайзер 1 ступени	286,25	298,85	495,25	268,81	887,97	805,93
-водяной экономайзер 2 ступени	0,30	0,49	2,14	5,16	23,40	6,84
-трубчатый воздухоподогреватель 1 ступени	235,76	207,78	329,77	280,79	716,98	527,41
-трубчатый воздухоподогреватель 2 ступени	0,03	1,60	0,85	16,11	0,06	15,36

Минимум удельных капиталовложений и самая низкая цена электроэнергии достигается при КПД 43,6 и 43,9 % и стоимости условного топлива 30 и 70 долларов для вариантов оптимизации с металлами 12Х18Н12Т и 10Х16Н16В2МБР соответственно.

При стоимости топлива в 100 долларов минимум цены электроэнергии для двух вариантов стали обеспечивается в установках с 45 % КПД. Если сравнить удельные капиталовложения, то более дорогой металл марки 10Х16Н16В2МБР использовать выгодней, чем 12Х18Н12Т (рис. 2). Это объясняется большей температурой уходящих газов, меньшим расходом пара и КПД парового котла при одинаковом КПД цикла.

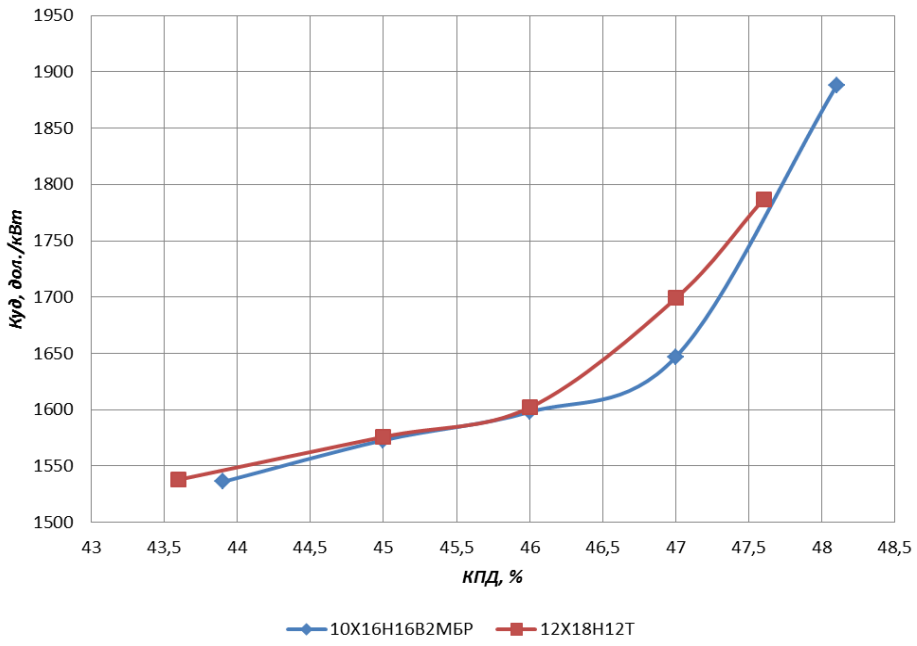


Рис. 2. Зависимость удельных капиталовложений в установку от КПД энергоблока

Оптимизация по критерию максимума КПД показывает, что в выбранной тепловой схеме предел КПД нетто для сталей марки 12Х18Н12Т и 10Х16Н16В2МБР равен 47,6 и 48,1 % соответственно. На рис. 3 и 4 построены температурные напоры по теплообменникам в конвективной шахте котла.

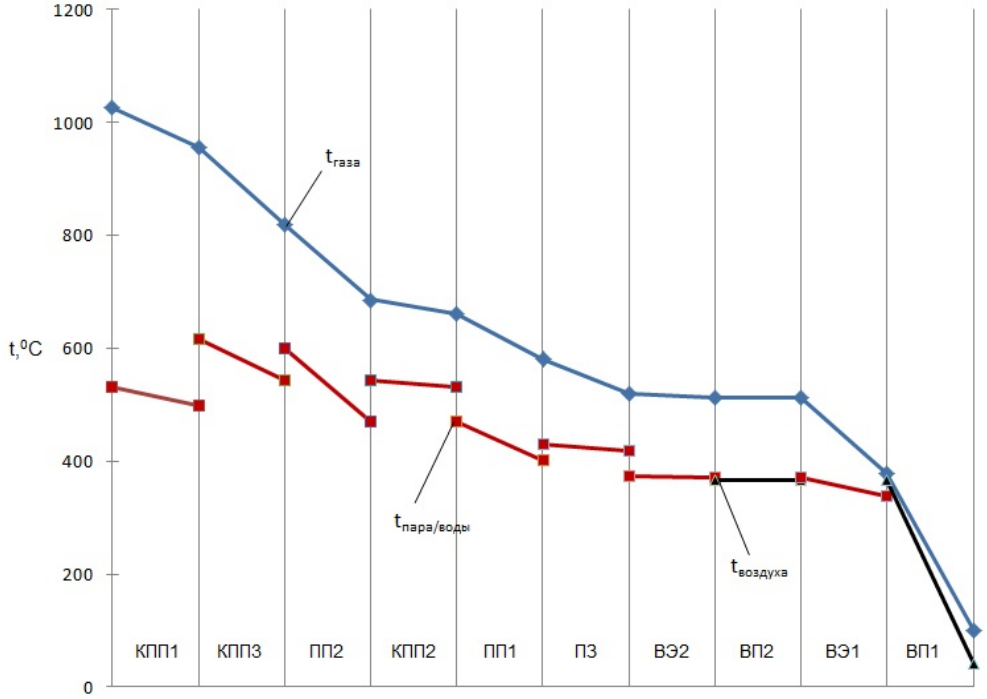


Рис. 3. Температурные профили рабочего тела в конвективной шахте котла при максимальном КПД установки 47, 6 % (металл марки 12Х18Н12Т)

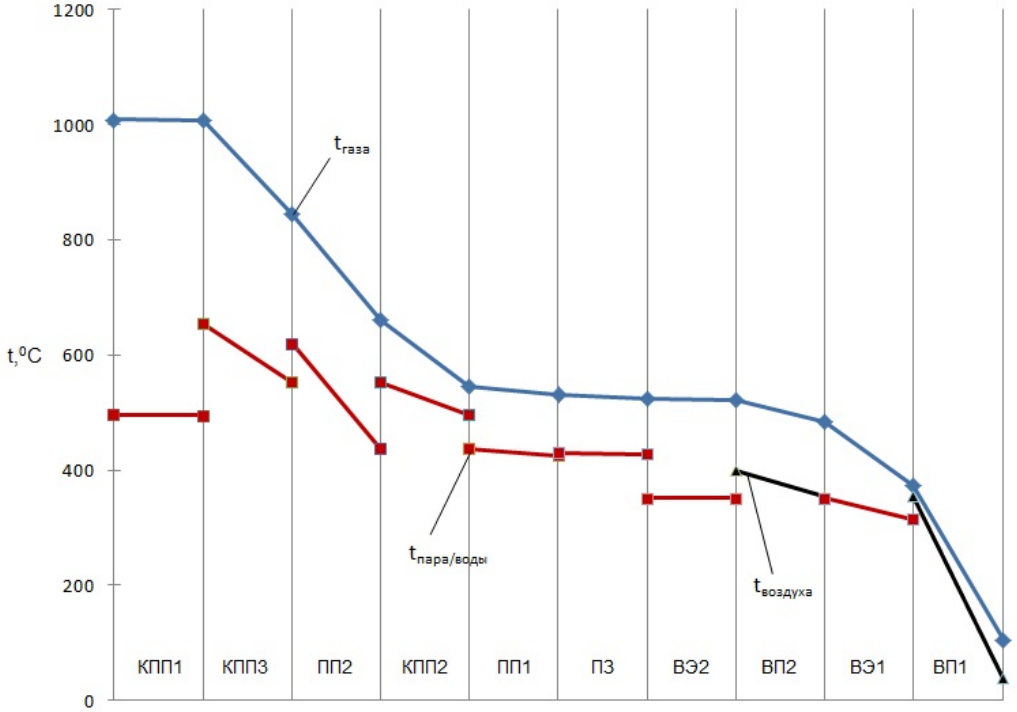


Рис. 4. Температурные профили рабочего тела в конвективной шахте котла при максимальном КПД установки 48, 1 % (металл марки 10Х16Н16В2МБР)

Малое охлаждение газа и низкий нагрев рабочего тела в ВЭ2 и ВП2 для оптимизации с 12Х18Н12Т; малое охлаждение газа и низкий нагрев рабочего тела в КПП1, ПП1, ПЗ и ВЭ2 для 10Х16Н16В2МБР объясняется неэффективностью этой тепловой схемы для рабочих температур выше 620 ^{0}С.

В общем, оптимизация пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара по двум маркам стали показала, что применение более дорогой стали 10Х16Н16В2МБР, нежели 12Х18Н12Т окажет лучшее влияние на удельные капиталовложения при одинаковой цене электроэнергии и удельной стоимости топлива.

В дальнейшем планируется разработать математическую модель и выполнить оптимизацию пылеугольного энергоблока, эффективно использующего как металлы, представленные в работе, так и более жаростойкие сплавы, например, Haynes (282, 230) [10, 11].

Литература

1. Разработка перспективного блока СКД 1000 МВт в Южной Корее // Энергетика за рубежом. 2008. №3. – С.17–23.

2. Сооружение и ввод в эксплуатацию нового пылеугольного энергоблока в США // Энергетика за рубежом. 2007. №4. – С. 25–29.

3. Паровые турбины фирмы Siemens мощностью 600 – 1200 МВт // Энергетика за рубежом. 2010. №4. – С. 26–32.

4. Турбоагрегат энергоблока УСКД мощностью 1100 МВт // Энергетика за рубежом. 2011. №1. – С. 28–38.

5. Новейший в Германии энергоблок ультраСКД // Энергетика за рубежом. 2011. № 2. – С. 3–8.

6. Новые энергоблоки сверхкритического давления в Великобритании // Энергетика за рубежом. 2007. №5. – С. 3–6.

7. Разработка пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт / 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. // Электрические станции. 2010. № 1. – С. 18–27.

8. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

9. Концепция паровых турбин нового поколения для угольной энергетики России. Часть 1. Экономическое и техническое обоснование концепции / Костюк А.Г., Грибин В.Г., Трухний А.Д. // Теплоэнергетика. 2010. № 12. – С. 23–31.

10. Обеспечение теплоэнергетики конструкционными материалами – основа её надёжного функционирования и развития / Клименко А.В., Гринь Е.А. // Теплоэнергетика. 2014. №1. – С. 44–49.

11. Об увеличении КПД парового цикла угольной электростанции путём применения новых материалов в паровом котле и турбине // Энергохозяйство за рубежом. 2012. №5. – С. 14–16.

УДК 621.18.001.573

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ КОРРОЗИИ КОНВЕКТИВНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ КОТЛОАГРЕГАТА

М.И. Ижганайтис

Надежность эксплуатации конвективных поверхностей теплообмена и, как следствие, котлоагрегата в целом связана со скоростью протекания процесса низкотемпературной коррозии. Данный процесс обусловлен конденсацией паров серной кислоты, образующейся в результате взаимодействия серного ангидрида (SO_3) и водяных паров дымовых газов на поверхностях, температура которых ниже температуры точки росы.

Температура точки росы в значительной степени зависит от содержания SO_3 в дымовых газах, парциальных давлений образующихся серной кислоты и водяных паров. При этом концентрация SO_3 в дымовых газах определяется содержанием серы в сжигаемом топливе и избытком воздуха, видом топочной камеры, методом сжигания. Концентрация серной кислоты в пленке росы, образующейся на поверхностях теплообмена котлогрегата, зависит от температуры стенки поверхности и давления паров H_2O и SO_3.

Исходя из характера процесса низкотемпературной коррозии, различают несколько ключевых способов ее снижения: уменьшение содержания SO_3 в дымовых газах (путем связывания оксидов серы в топке и конвективном газоходе котлоагрегата активными компонентами); замена металлов поверхностей, подверженных коррозии, коррозионностойкими материалами; повышение минимальной температуры стенки подверженных коррозии поверхностей.

В представленной работе рассматривается последнее из названных направлений – снижение скорости протекания низкотемпературной коррозии трубчатого воздухоподогревателя путем повышения температуры поступающего в него воздуха.

В настоящее время разработаны и применяются разнообразные способы предварительного подогрева воздуха [1]. Определяющим признаком является вид используемого в схеме греющего агента. По этому признаку способы подогрева можно разделить на следующие группы:

- подогрев теплотой продуктов сгорания топлива;
- подогрев теплотой отборного пара турбины;
- паровой подогрев в сочетании с изменением соотношения водяных эквивалентов газов и воздуха в воздухоподогревателе;
- подогрев воздуха от посторонних источников;
- комбинированные схемы подогрева.

В работе представлены результаты исследований нескольких типовых схем предварительного подогрева воздуха с различными греющими агентами.

Наиболее распространенным способом подогрева воздуха теплотой продуктов сгорания является рециркуляция горячего воздуха с подачей некоторой его части на всасывающий воздуховод дутьевого вентилятора. Недостатком такой схемы является увеличение объемов воздуха, перекачиваемого дутьевым вентилятором, и соответственно расхода электроэнергии на дутье [1]. Этот недостаток частично устраняется в схеме, приведенной на рисунке 1 – с использованием дополнительного рециркуляционного вентилятора, нагнетающего горячий воздух в напорный воздуховод дутьевого вентилятора.

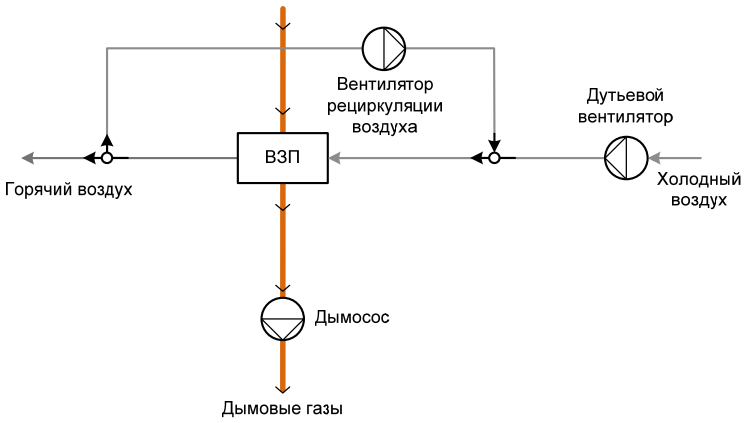


Рис. 1. Рециркуляция горячего воздуха

На рисунке 2 приведена схема рециркуляции воздуха, в которой дутьевой вентилятор работает на холодном воздухе, а рециркуляционный – на слабонагретом, получаемом при смешении холодного воздуха и воздуха, нагретого в отдельной ступени воздухоподогревателя, включенной по газу параллельно основному воздухоподогревателю. Данная схема усложняет компоновку котлоагрегата, однако применима в случае, если котлоагрегат имеет одну ступень воздухоподогревателя.

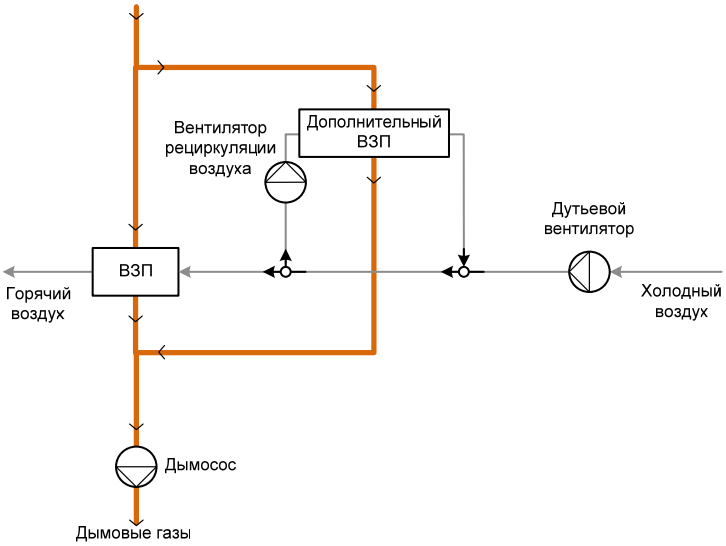


Рис. 2. Рециркуляция слабонагретого воздуха

На рисунке 3 приведена схема предварительного подогрева воздуха питательной водой. По схеме часть питательной воды после регенеративного подогрева поступает в калориферы, где нагревает воздух. После калориферов вода подогревается продуктами сгорания в предвключенной ступени экономайзера либо в объеме первой ступени экономайзера, а затем смешивается с основным потоком питательной воды.

Учет сезонных особенностей подогрева воздуха, а также растопочные режимы работы котлоагрегатов, привел к разработке комбинированных схем. Так, к примеру, сочетание предварительного подогрева воздуха в паровом калорифере с подогревом воздуха продуктами сгорания характерно для так называемых каскадных трубчатых воздухоподогревателей (ТВЗП).

В каскадной схеме, представленной на рисунке 4, предварительному подогреву может подвергаться лишь некоторая часть воздуха, поступающая в каскадную ступень. После смешения подогретого воздуха и холодного воздуха смесь поступает в основную ступень воздухоподогревателя.

Применение каскадных схем позволяет на котлах, сжигающих высокосернистое топливо, обеспечить высокую входную температуру воздуха и существенно снизить низкотемпературную коррозию воздухоподогревателя, сохранив при этом температуру уходящих газов на приемлемом уровне.

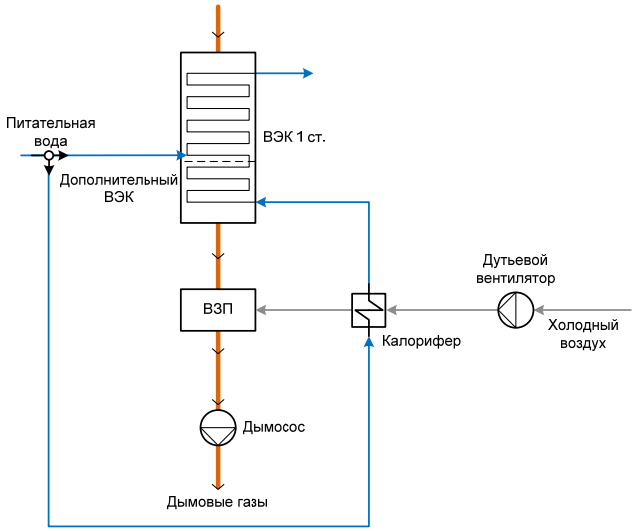


Рис. 3. Подогрев воздуха питательной водой

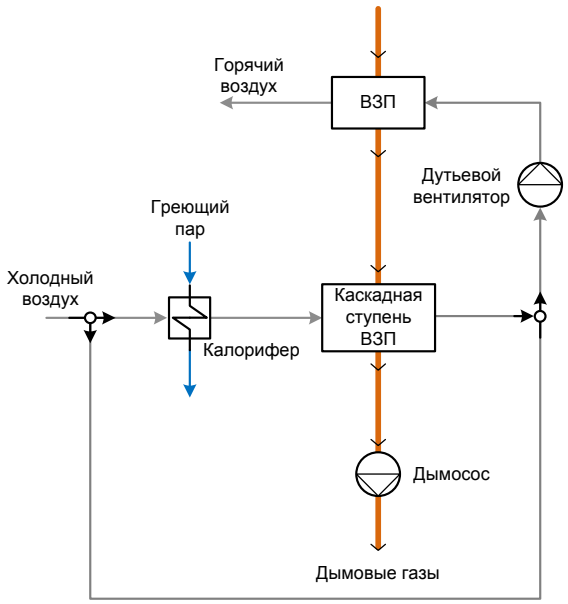


Рис. 4. Подогрев воздуха в КТВП

С целью исследования представленных в работе технологических схем подогрева воздуха была разработана математическая модель работы парового котла, позволяющая с достаточной точностью описывать происходящие в нем процессы, определять характеристики и параметры его работы.

В качестве объекта моделирования был выбран котлоагрегат типоразмера БКЗ-420-140-6, предназначенный для факельного сжигания угольной пыли (каменных и бурых углей) с твердым шлакоудалением. Номинальная производительность котлоагрегата 420 т/ч, рабочее давлением и температура перегретого пара 13,8 МПа и 550 °С соответственно.

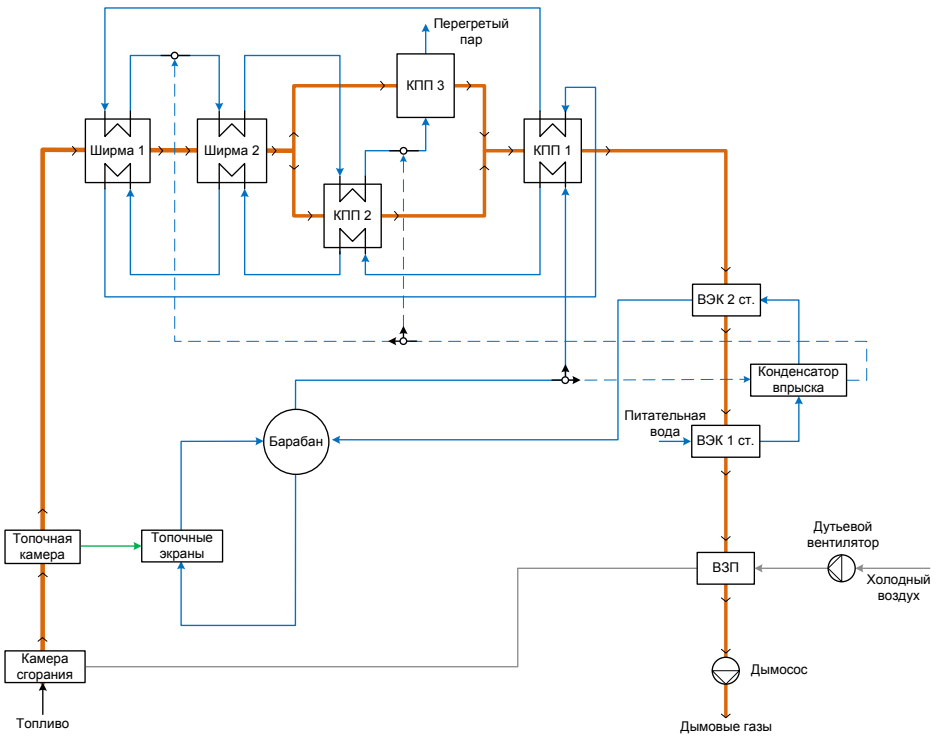


Рис. 5. Расчетная схема котла БКЗ-420-140-6

Модель котлоагрегата разработана с применением созданной в ИСЭМ СО РАН системы машинного построения программ (СМПП-ПК), которая на основании информации о математических моделях отдельных элементов, технологических связях между ними и целях расчета автоматически генерирует математическую модель работы установки.

На рисунке 5 представлена базовая расчетная схема котлоагрегата.

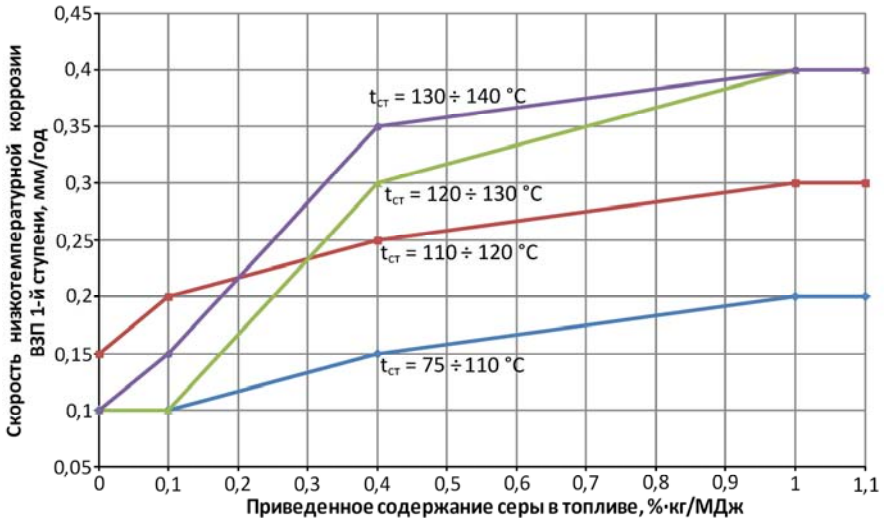


Рис. 6. Зависимость скорости низкотемпературной коррозии от приведенного содержания серы в топливе и температуры стенки трубок ВЗП

Для расчета скорости коррозионного износа металла труб воздухоподогревателя первой ступени котлоагрегата используются табличные данные, изложенные в [2]. На основе указанных данных построены аппроксимационные зависимости скорости низ-

котемпературной коррозии металла от средней температуры стенки труб и приведенной сернистости сжигаемого топлива, приведенные на рисунке 6.

Оценка внедрения мероприятий по снижению низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей нагрева котлоагрегата осуществляется через суммарные ежегодные затраты:

$$Z_{nkor} = U_{topl} + U_{bzp} + \Delta U_{vent} + C_{klr} + C_{dop} + C_{ventd},$$

где U_{topl} – затраты на покупку и перевозку топлива; U_{bzp} – затраты на замену теплообменных поверхностей основного и дополнительного воздухоподогревателей; ΔU_{vent} – затраты, связанные с изменением мощности дутьевых вентиляторов и дымососов; C_{klr} – капиталовложения в калориферы подогрева воздуха; C_{dop} – капиталовложения в дополнительные конвективные поверхности; C_{ventd} – капиталовложения в вентиляторы рециркуляции.

Величины, входящие в выражение определения суммарных ежегодных затрат определяются следующим образом.

Затраты на покупку и перевозку твердого топлива:

$$U_{topl} = C_{topl} \cdot B_g,$$

где C_{topl} – цена 1 т условного топлива с учетом доставки, руб./т у.т.; B_g – годовой расход условного топлива, т у.т.

Расход натурального топлива пересчитывается на расход уловного топлива по соотношению:

$$B_g = B_n \cdot \frac{Q_n^r}{Q_{yt}},$$

где B_n – расход натурального топлива т; Q_n^r – низшая теплота сгорания рабочей массы натурального топлива, кДж/кг; $Q_{yt} = 29300$ кДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

Среднегодовой расход топлива:

$$B^n = \sum_i \tau_i B_i^{час},$$

где τ_i – число часов работы котла при разной паропроизводительности; $B_i^{час}$ – расход топлива при данной паропроизводительности, кг/ч.

Годовые затраты на замену воздухоподогревателя (или его ступени), приведенные к началу расчетного периода:

$$U_{bzp} = \frac{S_{ÂÇÏ}}{(1+Å)^{\tau_{ÂÇÏ}}} \cdot \frac{1}{\tau_{ÂÇÏ}},$$

где $S_{ВЗП}$ – стоимость изготовления и замены поверхностей воздухоподогревателя, руб.; $\tau_{ВЗП}$ – срок службы воздухоподогревателя до замены.

Годовые затраты, связанные с изменением мощности дутьевых вентиляторов и дымососов:

$$\Delta U_{vent} = \sum_i \Delta P_{vent_i} \cdot \tau_i \cdot c^{epr},$$

где ΔP_{vent} – изменение мощности дутьевых вентиляторов и дымососов при разной паропроизводительности; c^{epr} – стоимость электроэнергии на привод агрегатов.

Капиталовложения в калориферы подогрева воздуха, приведенные к одному году:

$$C_{klr} = F_{klr} \cdot c_{klr}^{yd} \cdot p_n ,$$

где F_{klr} – площадь поверхностей нагрева калорифера; c_{klr}^{yd} – удельная стоимость поверхностей нагрева калорифера; p_n – нормативный коэффициент приведения капиталовложений.

Капиталовложения в дополнительные воздухоподогреватели, приведенные к одному году:

$$C_{dop} = F_{dop} \cdot c_{dop}^{yd} \cdot p_n ,$$

где F_{ventd} – площадь поверхностей нагрева дополнительного воздухоподогревателя; c_{ventd}^{yd} – удельная стоимость поверхностей нагрева дополнительного воздухоподогревателя.

Капиталовложения в дополнительные вентиляторы, приведенные к одному году:

$$C_{ventd} = P_{ventd} \cdot c_{ventd}^{yd} \cdot p_n ,$$

где P_{ventd} – мощность дополнительных вентиляторов; c_{ventd}^{yd} – удельная стоимость дополнительных вентиляторов.

Задача оптимизации мероприятий по снижению низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей теплообмена парового котла может быть сформулирована в следующем виде:

$$\min Z_{nkor}(x, y) ,$$

при условиях:

$$H(x, y) = 0 ,$$
$$G(x, y) \geq 0 ,$$
$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} ,$$

где x – вектор независимых оптимизируемых параметров; y – вектор зависимых вычисляемых параметров; H – вектор ограничений-равенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.); G – вектор ограничений-неравенств; $x_{\min}$, $x_{\max}$ – векторы граничных значений оптимизируемых параметров.

Оптимизационные расчеты проводились таким образом, чтобы основные параметры работы котлоагрегата – нагрузка, давление и температура острого пара - оставались в допустимых для номинального режима работы котлоагрегата пределах. Также вводилось ограничение на разницу между минимальной температурой стенки трубок ВЗП и температурой точки росы. Наборы оптимизируемых параметров и ограничений определялись в зависимости от специфики конкретной схемы.

Основные результаты вариантного расчета базовой схемы и оптимизационных расчетов схемы котлоагрегата, дополненной типовыми схемами предварительного подогрева воздуха, представлены в таблице, где $D_{оп}$, $P_{оп}$, $t_{оп}$ – расход, давление и температура острого пара; $B_н$ – расход натурального топлива; $КПД_{КА}^{бр}$ – КПД котлоагрегата брутто; доля рециркулирующего/греющего агента – часть рециркулирующего воздуха или часть воды, идущая на предварительный подогрев; $t_{ВЗП}'$, $t_{ст.мин}^{ВЗП}$, $t_{росы}^{ВЗП}$ – температура воздуха на входе в ВПЗ, минимальная температура стенки трубок ВЗП, температура точки росы дымовых газов, проходящих через поверхность соответственно; $t_{ВЗП\_ДОП}'$, $t_{ст.мин}^{ВЗП\_ДОП}$, $t_{росы}^{ВЗП\_ДОП}$ – то же самое для дополнительного воздухоподогревателя; $F_{КАЛ.}$ – площадь поверхности калорифера; $F_{ДОП.}$ – площадь дополнительной теплообменной поверхности (воздухоподогревателя или экономайзера); $N_{ДС}$, $N_{ДВ}$, $N_{РВ}$ – мощности дымососа, дутьевого и рециркуляционного вентиляторов соответственно; Z_{nkor} – часть суммарных ежегодных затрат по ТЭС, связанная с мероприятиями по

Из приведенных результатов расчетов видно, что некоторые способы предварительного подогрева воздуха перед котлоагрегатом позволяют добиться повышения температуры воздуха на входе в котлоагрегат до такой степени, что минимальная температура стенки трубок ВЗП становится выше температуры точки росы, при значении суммарных ежегодных затрат ниже, чем в базовом варианте. Из этого можно сделать вывод о том, что организация предварительного подогрева воздуха, несмотря на снижение тепловой эффективности котлоагрегата и капитальные затраты, связанные с введением дополнительных поверхностей нагрева и тягодутьевых мощностей, может быть эффективным способом снижения низкотемпературной коррозии. Ее существенное снижение при доведении температуры стенки трубок ВЗП до значения, выше температуры точки росы, позволяет ощутимо снизить затраты на ремонт и замену трубчатого воздухоподогревателя, что тем актуальнее, чем выше паропроизводительность котлоагрегата и, соответственно, площадь конвективных поверхностей теплообмена.

Таблица

Результаты расчета математической модели котлоагрегата БКЗ-420-140-6 с различными схемами предварительного подогрева воздуха

Параметр		Базовая схема	Оптимизационный расчет			
			Рециркуляция горячего воздуха	Рециркуляция слабонагретого воздуха	Подогрев воздуха питательной водой	КТВП
$D_{оп}$	т/ч	418,18	417,6	417,6	403,2	417,7
$P_{оп}$	кгс/см^2	140,5	140,6	140,6	137,86	140,6
$t_{оп}$	°С	549	547,19	545	552,2	543,77
$t_{ух.г}$	°С	131	147,82	134,37	157,4	146,38
$B_н$	кг/с	17,8	17,92	17,72	17,63	17,18
$КПД_{КА}^{бр}$		92,52	91,62	92,41	90,47	92,03
Доля рециркулирующего /греющего агента		-	0,29	0,59	0,4	0,46
$t_{ВЗП}Ч$	°С	22,54	88,83	91,37	79,83	77,67
$t_{ст.мин}^{ВЗП}$	°С	59,41	105,71	109,66	105,33	106,2
$t_{росы}^{ВЗП}$	°С	103,94	103,73	104	103,94	103,93
$t_{ВЗП\_ДОП}Ч$	°С	-	-	92,69	-	89,23
$t_{ст.мин}^{ВЗП\_ДОП}$	°С	-	-	85,09	-	104,55
$t_{росы}^{ВЗП\_ДОП}$	°С	-	-	101,52	-	103,53
$F_{КАЛ.}$	м^2	-	-	-	1618,5	704,4
$F_{ДОП.}$	м^2	-	-	2790,6	573,58	4319,7
$N_{ДС}$	кВт	2560,75	2729,75	2657,41	2699,64	2784,65
$N_{ДВ}$	кВт	369	461	387,42	171,04	436,22
$N_{РВ}$	кВт	-	124,35	258,03	-	-
Z_{nkor}	тыс. руб/г	155498	144302	154032	144280	147458

Литература

1. Подогрев воздуха на тепловых электростанциях / Л.Е. Апатовский, В.Н. Фомина, В.А. Халупович; Под. Ред. Л.Е. Апатовского – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 120 с.
2. Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котла. РД 34.26.105. - М.: ВТИ им. Ф.Э. Дзержинского, 1984 (с изм. от 1995). – 6 с.

УДК 620.9:658.26

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

И.С. Никитин

Введение

В настоящее время в России наблюдается тенденция развития малоэтажного и индивидуального жилья, обусловленная перенаселенностью городов, высокой стоимостью жилья в многоквартирных домах и психологическим стремлением населения к проживанию вне крупных мегаполисов. Эта тенденция подтверждается повсеместным строительством вблизи крупных городов коттеджных поселков, поселков с многоквартирными малоэтажными жилыми домами и смешанных поселков.

Несмотря на развитие малоэтажного строительства, ощущается недостаток комплексных исследований вопросов эффективного энергоснабжения и технологий энергосбережения на объектах малоэтажного строительства. В большинстве случаев отдается предпочтение централизованному энергоснабжению таких зданий, что не всегда экономически оправдано. Внедрение энергоэффективных технологий на этих объектах либо не производится вообще, либо осуществляется без серьезных технико-экономических обоснований. В этой связи представляется актуальной задача комплексного рассмотрения вопросов энергоснабжения малоэтажных жилых зданий на стадии их проектирования и поселков, состоящих из таких зданий, с учетом энергосберегающих решений.

В статье [1] автором была обоснована актуальность проведения комплексных исследований энергоснабжения малоэтажных жилых зданий и перечислены задачи, которые предполагается решить при проведении исследований.

Для проведения расчетных исследований автором разрабатывается математическая модель энергосистемы здания, учитывающая характеристики конструкционных материалов, технологий энергоснабжения и энергосберегающих технологий. В этой статье освещаются промежуточные результаты моделирования.

Краткое описание методики расчетов

Математическая модель энергосистемы здания состоит из следующих расчетных блоков элементов, входящих в состав здания:

1. Блок энергетического баланса здания, учитывающий потребление в здании тепловой энергии, электроэнергии и воды.
2. Блок комплекса энергосберегающих технологий по всем видам энергии.
3. Блок системы энергоснабжения здания.

Исходными данными для блока энергетического баланса здания являются климатические характеристики района строительства, геометрические характеристики здания, его ориентация по сторонам света, технические и экономические характеристики конструкционных материалов, количество людей, проживающих в здании, состав электропотребляющего оборудования и его характеристики. Результатом расчетов является количество тепловой и электрической энергии и воды,

использующихся в здании, а также капитальные затраты на возведение здания, инженерные системы и электропотребляющее оборудование.

В качестве исходных данных для блока комплекса энергосберегающих технологий служат технические и экономические характеристики таких технологий. Данные характеристики берутся из баз данных, разрабатываемых автором в объеме настоящего исследования. В результате расчетов уточняется количество тепловой и электрической энергии и воды, использующихся в здании. Также результатом расчетов являются капитальные затраты на оснащение здания энергосберегающими технологиями.

Для блока энергоснабжения здания исходными данными являются количество тепловой и электрической энергии и воды, полученные по результатам расчетов в двух предыдущих блоках, и характеристики технологий энерго- и водоснабжения, для которых автором так же разрабатываются базы данных. Результатом расчетов являются капитальные затраты на оснащение здания технологиями энергоснабжения и годовые издержки на энерго- и водоснабжение здания.

В результате работы совокупности всех трех блоков определяются суммарные капитальные затраты на здание как комплекс конструкционных решений, систем энергоснабжения и энергопотребления и энергосберегающих решений, а также суммарные годовые издержки на обеспечение энергоснабжения здания. В таком порядке рассчитывается несколько вариантов здания, затем сформированные варианты сравниваются между собой.

Конечным этапом сравнения является выбор вариантов здания с оптимальными наборами энергосберегающих решений и технологий энерго- и водоснабжения. Выбранные варианты будут ориентированы на три массовые социальные группы потребителей – потребители с относительно невысоким уровнем доходов, средний класс и бизнес-класс. Механизм выбора был показан автором в статье [1].

Суммарные капитальные затраты определяются по формуле, тыс. руб.:

$$К_{\Sigma}=К_{стр}+К_{э/сб}+К_{э/сн}, \quad (1)$$

где $К_{стр}$ – капиталовложения в конструкционные материалы и возведение здания, тыс. руб.; $К_{э/сб}$ – капиталовложения в комплекс энергосберегающих мероприятий, тыс. руб.; $К_{э/сн}$ – капиталовложения в систему энергоснабжения здания, тыс. руб.

Годовые издержки на энергоснабжение здания определяются по формуле, тыс. руб.:

$$И_{\Sigma}=И_{т/э}+И_{э/э}+И_{в}, \quad (2)$$

где $И_{т/э}$ – годовые издержки на теплоснабжение здания, тыс. руб./год; $И_{э/э}$ – годовые издержки на электроснабжение здания, тыс. руб./год; $И_{в}$ - годовые издержки на водоснабжение здания, тыс. руб./год.

В данной статье приведены результаты расчетов по тепловой энергии. В расчете использована методика, изложенная в [2]. В общем виде количество тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения здания, определяется по формуле, Гкал/ч:

$$Q_{зд}=Q_{тп}+Q_{инф}+Q_{вент}-(Q_{быт}+Q_{рад})+Q_{ГВС}, \quad (3)$$

где $Q_{тп}$ – количество тепловой энергии, теряемое через ограждающие конструкции здания, Гкал/ч; $Q_{инф}$ – количество тепловой энергии, необходимое для нагрева воздуха, инфильтрующегося в здание через неплотности ограждающих конструкций, Гкал/ч; $Q_{вент}$ – количество тепловой энергии, необходимое для нагрева приточного воздуха, Гкал/ч; $Q_{быт}$ – бытовые теплопоступления в здание от бытовых приборов, проживающих в здании людей и т.д., Гкал/ч; $Q_{рад}$ – теплопоступления в здание с солнечной радиацией через светопрозрачные ограждающие конструкции, Гкал/ч; $Q_{ГВС}$ – количество тепловой энергии, необходимой для нагрева горячей воды, Гкал/ч.

В практическом использовании разрабатываемая методика пригодна для приближенного определения энергетического баланса зданий, предварительного

(предпроектного) экономически обоснованного выбора конструкционных материалов, теплоизоляционных материалов, целесообразности применения тех или иных энергосберегающих решений и, в конечном счете, выбора технологии теплоснабжения отдельного здания или группы зданий. На данном этапе обычно неизвестны точные конструктивные характеристики зданий. В связи с этим при расчетах допущены некоторые упрощения, а именно:

- не учитывается теплотехническая неоднородность несветопрозрачных элементов ограждающих конструкций здания (линейные и точечные элементы и критические элементы, например углы здания);
- не учитывается заделка стыков несветопрозрачных и светопрозрачных элементов ограждающих конструкций здания.

Необходимо отметить, что учет влияния на тепловую нагрузку здания применяемых энергосберегающих решений осуществляется с помощью соответствующих коэффициентов в процессе определения каждой составляющей формулы (3). Поскольку объем расчетов достаточно большой, а методика приведена в нормативной документации [2], весь порядок расчета в данной статье не приводится. Выбор технологии теплоснабжения производится на основании тепловой нагрузки здания, определенной с учетом применения комплекса энергосберегающих решений.

Для предварительной оценки сравнение сформированных вариантов осуществляется по критерию приведенных затрат, формула которых в общем виде выглядит следующим образом:

$$З_{пр}=(К_{стр}+К_{э/сб}^{т/э}+К_{э/сн}^{т/э})\cdot Е_{н}+И_{т/э}, \quad (4)$$

где $К_{э/сб}^{т/э}$ –капиталовложения в энергосберегающие технологии по тепловой энергии, тыс. руб.; $К_{э/сн}^{т/э}$ – капиталовложения в систему теплоснабжения здания, тыс. руб.; $Е_{н}$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $К_{стр}$, $И_{т/э}$ – то же, что в формулах (1) и (2).

Исходные данные и результаты расчетов

Для проверки работоспособности модели и представления промежуточных результатов было рассчитано несколько вариантов здания с различными конструкционными материалами, применением некоторых энергосберегающих решений и технологий теплоснабжения. Для расчетов были приняты следующие исходные данные:

- индивидуальное жилое двухэтажное здание общей площадью 140 м^2 и высотой 6 м от уровня пола первого этажа до верхней плоскости чердачного перекрытия; количество проживающих – 4 человека;
- климатические характеристики принимались по данным [3] для г. Иркутск;
- расход горячей воды принимался по данным [4], температура горячей воды 60°С.

По приведенным исходным данным было рассчитано три варианта зданий из наиболее распространенных в современном малоэтажном строительстве конструкционных материалов: здание 1 выполнено из бруса, здание 2 – из кирпича, здание 3 – из газобетонных блоков. Для каждого здания были рассчитаны по три варианта, различающихся между собой применением энергосберегающих решений и способом теплоснабжения. Варианты этих зданий характеризуются следующими положениями:

- вариант 1 – здание без применения энергосберегающих технологий с централизованным теплоснабжением;
- вариант 2 – здание с комплексным применением энергосберегающих технологий и централизованным теплоснабжением;

- вариант 3 – здание с применением энергосберегающих технологий и теплоснабжением от собственного источника.

При расчете вариантов 2 и 3 были комплексно применены следующие энергосберегающие решения:

- рекуперация теплоты вытяжного воздуха;
- установка регулирующих клапанов с термостатическими головками на отопительных приборах;
- применение окон с повышенным сопротивлением теплопередаче;
- утепление здания с помощью тепловой изоляции.

Теплоснабжение зданий рассматривалось от централизованного теплоснабжения (варианты 1 и 2) и от индивидуального источника теплоты – твердотопливного котла на древесном топливе (вариант 3). Основные показатели и результаты расчетов сведены в таблицу.

Таблица

Сравнительные характеристики вариантного расчета зданий

Характеристика	Единица измерения	Здание 1			Здание 2			Здание 3		
		В. 1	В. 2	В. 3	В. 1	В. 2	В. 3	В. 1	В. 2	В. 3
Материал стен	-	Брус			Кирпич			Газобетонные блоки		
Толщина стен	м	0.18			0.25			0.4		
Материал перекрытий	-	Доска			Ж/б плита			Ж/б плита		
Толщина перекрытий	м	0.05			0.22			0.22		
Суммарная тепловая нагрузка здания	кВт	21.2	5.6	5.6	43.9	6.8	6.8	34.7	5.8	5.8
Расход тепловой энергии за год	Гкал/год	62.3	21.8	21.8	121.4	25.0	25.0	97.4	22.1	22.1
Стоимость тепловой энергии	руб./Гкал	756.04	756.04	1020.4	756.04	756.04	1020.4	756.04	756.04	1020.4
Суммарные капиталовложения	тыс. руб.	772.5	909.2	974.2	1233.9	1294.4	1359.4	1278.9	1367.4	1432.4
Годовые издержки	тыс. руб.	47.07	16.46	22.22	91.76	18.90	25.51	73.67	16.74	22.60
Приведенные затраты	тыс. руб.	201.6	198.3	217.1	338.5	277.8	297.4	329.5	290.2	309.1

Суммарные капиталовложения, представленные в таблице, включают в себя капиталовложения в следующие элементы здания:

- материалы ограждающих конструкций и перекрытий;
- светопрозрачные конструкции;
- система отопления;
- энергосберегающие мероприятия, описанные выше;
- технология теплоснабжения.

Данные стоимости материалов и технологий и их технические характеристики получены из каталогов и прайс-листов, размещенных на официальных сайтах производителей и компаний, реализующих данную продукцию [5-10].

При определении капиталовложений в возведение здания не учитывались затраты на возведение фундамента и сооружение кровли, поскольку их характеристики не участвуют в расчете теплового баланса здания. Также не учитывались затраты на отделочные работы и сооружение внутренних перегородок.

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений при определении приведенных затрат принят равным 0,2. Стоимость тепловой энергии по вариантам 1 и 2 принималась для централизованного теплоснабжения по данным ООО «Иркутскэнергосбыт» [11], для варианта 3 определялась расчетным способом для индивидуального теплоснабжения с использованием древесного топлива. Стоимость древесного топлива принята равной 1000 руб./м^3 по результатам анализа рынка древесного топлива в Иркутском районе. Сравнение вариантов по приведенным затратам представлено на рис. 1.

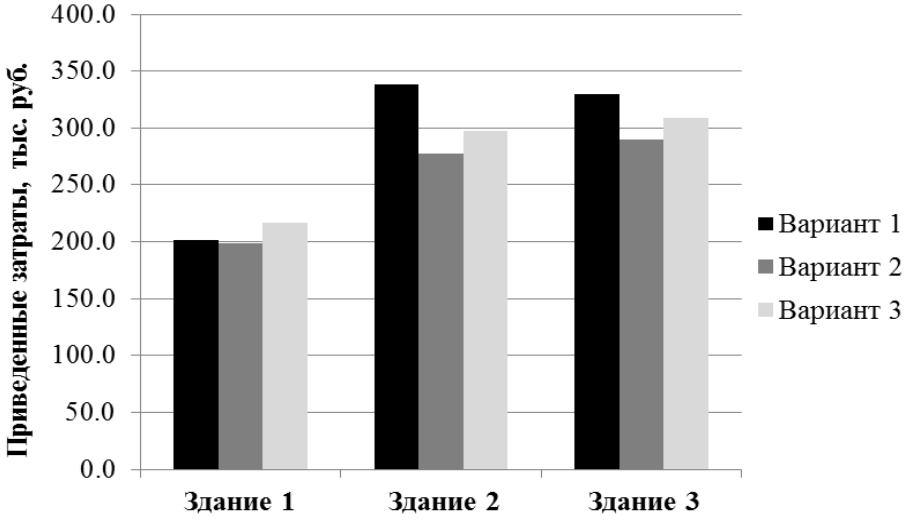


Рис. Распределение приведенных затрат по вариантам расчета

При сравнении вариантов трех зданий наиболее выгодным с точки зрения технико-экономических показателей является здание с ограждающими конструкциями, выполненными из бруса, а самым дорогим вариантом – кирпичное здание. Здание, построенное из газобетонных блоков, по уровню приведенных затрат сопоставимо с кирпичным.

При сравнении вариантов 1 и 2 всех зданий видно, что наибольший экономический эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий достигается в кирпичном здании. Это объясняется значительным повышением сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций при применении тепловой изоляции. В здании, возведенном из бруса, применение энергосберегающих технологий почти не приносит экономического эффекта ввиду малого сокращения эксплуатационных издержек при переходе к энергосберегающему варианту.

Сравнивая варианты 2 и 3, отличающиеся только способом теплоснабжения, по всем трем зданиям отмечается повышение уровня приведенных затрат при применении индивидуального теплоснабжения, что объясняется более высокой стоимостью тепловой энергии, получаемой при использовании древесного топлива.

Сравнение вариантов централизованного и индивидуального теплоснабжения зданий приведено здесь только как показатель работы модели. В большинстве случаев рассматриваемые здания расположены на удалении от систем централизованного теплоснабжения от крупных котельных или ТЭЦ, поэтому при проведении дальнейших исследований будут рассматриваться в основном индивидуальные источники энергии, включая источники, работающие на нетрадиционных и возобновляемых видах энергии. Также предполагается рассмотреть вариант энергоснабжения группы индивидуальных жилых зданий (поселка) от групповых источников энергии.

В настоящей работе при расчете использовалось только четыре энергосберегающих решения. В дальнейшем предполагается рассмотрение более обширного перечня таких решений, содержащихся в разрабатываемых автором базах.

Дальнейшая работа над моделью предполагает дополнение ее расчетами показателей электроснабжения и водоснабжения с применением энергосберегающих решений по каждому виду энергоресурсов и построение полного энергетического баланса здания. Также предполагается выбрать критерий для сравнения вариантов, позволяющий учитывать изменение экономических характеристик применяемых технологий и материалов в долгосрочной перспективе.

Заключение

В данной статье была описана методика проведения расчетных исследований, направленная на формирование и выбор вариантов комплексного энергоснабжения здания с учетом применения различных конструкционных материалов и энергосберегающих решений. Также приведены предварительные результаты вариантных расчетов здания по тепловой энергии, полученные при помощи разрабатываемой математической модели здания, и проведен их краткий сравнительный анализ.

В объеме дальнейших запланированных исследований можно выделить следующие этапы:

- доработка математической модели с введением в нее расчетов по электрической энергии и воде;
- рассмотрение всех видов технологий энергоснабжения и энергосберегающих мероприятий с определением оптимального варианта их комплексного применения;
- выбор критерия, учитывающего изменение экономических характеристик технологий и материалов в долгосрочной перспективе.

Литература

1. И.С. Никитин. Постановка задачи выбора оптимальных вариантов энергоснабжения малоэтажных жилых зданий // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 43. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 125-131.

2. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003.» - М., 2012.

3. СНиП 23-01-99* «Строительная климатология». – М.: ГУП ЦПП, 2004,

4. СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий». – М.: ГУП ЦПП, 2000.

5. Сеть магазинов строительных материалов Стройград. – URL: www.sgrad.ru (дата обращения: 5.03.2014).

6. ООО ТСК «Сантекс». – URL: www.santex.ru (дата обращения: 5.03.2014).

7. ТеплоТЭН. - URL: www.teploten.ru (дата обращения: 5.03.2014).

8. ООО «ВЕНТС Северо-Запад. – URL: www.vents-spb.ru (дата обращения: 5.03.2014).

9. ООО «Стальстрой». – URL: www.stalstroi.ru (дата обращения: 5.03.2014).

10. Heiz.ru, интернет-магазин. – URL: www.heiz.ru (дата обращения: 5.03.2014).

11. Тарифы, утвержденные на 2013 г. / ООО «Иркутскэнергосбыт» – URL: www.sbyt.irkutskenergo.ru/qa/4797.html (дата обращения: 5.03.2014).

УДК 532.529.5

ПРИМЕНЕНИЕ ПЛАНАРНОЙ ЛАЗЕРНО-ИНДУЦИРОВАННОЙ ФЛЮОРЕСЦЕНЦИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В УСЛОВИЯХ 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 устройств охлаждения всевозможных электронных устройств с большим удельным тепловыделением. Актуальность данных исследований также вызвана необходимостью обеспечения расчета теплообменных систем, от которых зависит эффективность и безопасность работы энергооборудования на тепловых и атомных электростанциях [1].

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 количесвом 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. В этой связи становится необходимым применение новых методов бесконтактной количественной диагностики - PIV (Particle Image Velocimetry) и PLIF (Planar Laser Induced Fluorescence).

В [2] применялся метод PLIF для изучения гидродинамической структуры газонасыщенных струйных потоков. Газосодержание составляло до 5 %. Было отмечено, что пузыри вблизи лазерного «ножа», отражают и преломляют свет и формируют яркое кольцо на изображении. В [3] с помощью PLIF была обеспечена визуализация жидкой пленки в движущейся среде вода-воздух. Была измерена толщина этой пленки и её изменение в зависимости от расхода воды и воздуха. В настоящее время остаётся пробел в разработке и применении таких экспериментальных методов для изучения нестационарных случаев кипения жидкости. *Цель данной работы* – проработка возможности применения PLIF для диагностики двухфазной среды вода-пар на установке «Высокотемпературный контур» (ВТК).

Методы исследования

PLIF – планарная лазер индуцированная флуоресценция широко используемая техника для диагностики потоков. Используется для измерения концентрации, температуры и давления. Необходимое оборудование для PLIF включает источник света (обычно лазер), формирователь лазерного «ножа», флуоресцентная среда, оптические фильтры, детектор излучения. Под действием лазерного излучения растворённый в жидкости краситель производит излучение с длиной волны отличной

от поглощаемого. Данный физический процесс называется флюоресценцией. Интенсивность и длина излучения красителя зависит от свойств красителя, а свойства красителя в свою очередь могут зависеть от температуры или давления.

В таблице представлены характеристики наиболее распространенных красителей. Как видно из таблицы родамин B отличается достаточно высокой температурной чувствительностью, а родамин 6G высокой интенсивностью флюоресценции и отсутствием чувствительности интенсивности флюоресценции от температуры.

Таблица

Сравнительные характеристики красителей (Ralph Nasarek [4])

Параметр	Родамин B		Родамин 6G	
	Вода	Этанол	Вода	Этанол
$\lambda_{em,max}$, нм	580	570	560	560
Температурная чувствительность, %/К	-2,5	-1	нет	нет
Концентрация, мг/л	2	2	1	2
Относительная интенсивность флюоресценции	1	2,9	5,2	5,3

Были проведены предварительные эксперименты с двумя разными красителями родамином B и родамином G. Был сфотографирован через оранжевый светофильтр стакан с водой и растворённым красителем. Вода нагревалась до заданной температуры. Далее стакан подсвечивался лазерным «ножом» и фотографировался скоростной камерой. В центре черно-белого снимка усреднялась интенсивность в области 50*50 точек. Результаты представлены на рис. 1. По горизонтальной оси задана температура. По вертикальной оси усредненная величина белого по 8-ми битной шкале характеризующая интенсивность свечения в центре изображения. Можно заметить незначительную чувствительность свойств родамина G от температуры. С Родамином B были проведены две серии экспериментов в различных диапазонах температур и различной концентрации красителя. Эксперименты полностью подтвердили данные из таблицы 1. Родамин G показал характеристики близкие к родамину 6G.

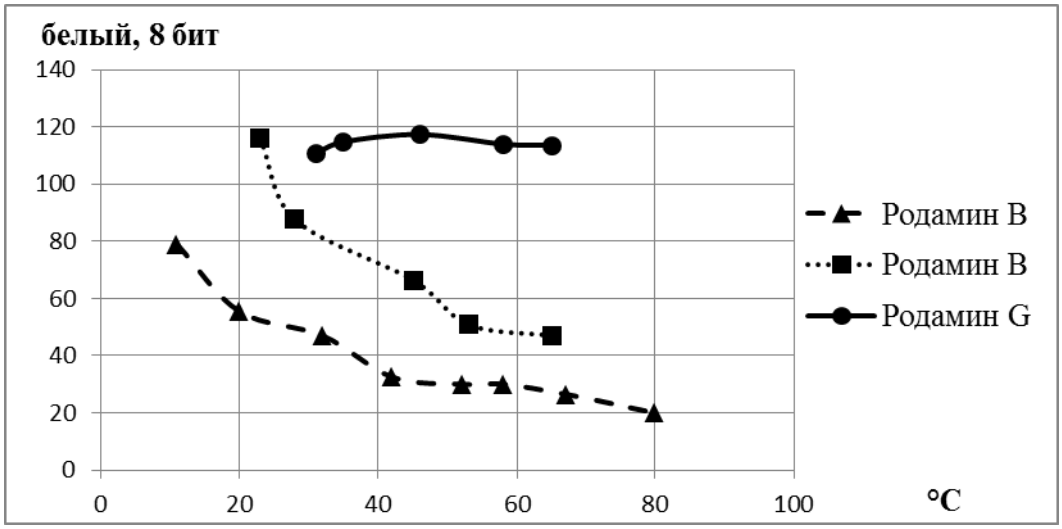


Рис. 1. Зависимость интенсивности флюоресценции различных красителей от температуры

Установка

Предлагается использовать метод PLIF для исследования переходных процессов при кипении на установке ВТК лаборатории 73 ИСЭМ СО РАН, где уже успешно применяется высокоскоростная видеосъёмка. Опыты по набросу мощности в тепловыделяющем канале с вынужденным движением жидкости будут выполнены на специально изготовленном проточном канале. Канал квадратный в сечении со стороной 14 мм с центральной тепловыделяющей трубкой из нержавеющей стали. Диаметр трубки 12 мм и длина 100 мм. Канал имеет оптически прозрачные окна и оснащен датчиками измерения температуры, давления и расхода. Прозрачные окна позволяют вести высокоскоростную видеосъемку до 2000 кадров/с. 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 $м^3$/ч и давление до 15 $кгс/см^2$.

Схема доработки эксперимента изображена на рис.2. Канал имеет 2 прозрачные стенки и ещё на одной стенке сделаны прозрачные прямоугольные отверстия. В эти отверстия предлагается направить лазерный «нож». Отверстия позволяют, смещая лазер светить как на сам нагреватель, так и перед ним. Перед объективом скоростной камеры устанавливается светофильтр, который не пропускает лазерное излучение и пропускает длинноволновое излучение красителя.

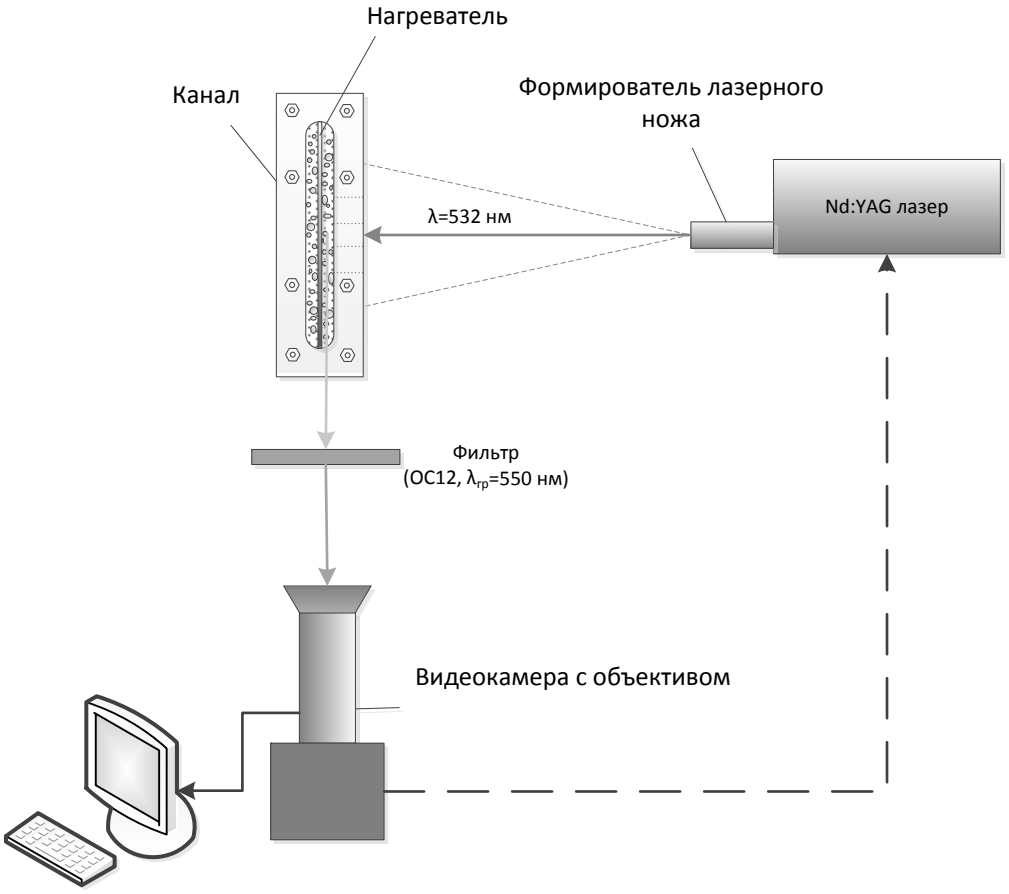


Рис. 2. Схема эксперимента

Так как лазер импульсный то для эффективного применения метода PLIF необходимо вспышки синхронизировать с камерой. Изображение с видеокамеры записывается на компьютер. Запуск видеокамеры синхронизирован с запуском нагрева существующими средствами автоматизации установки ВТК.

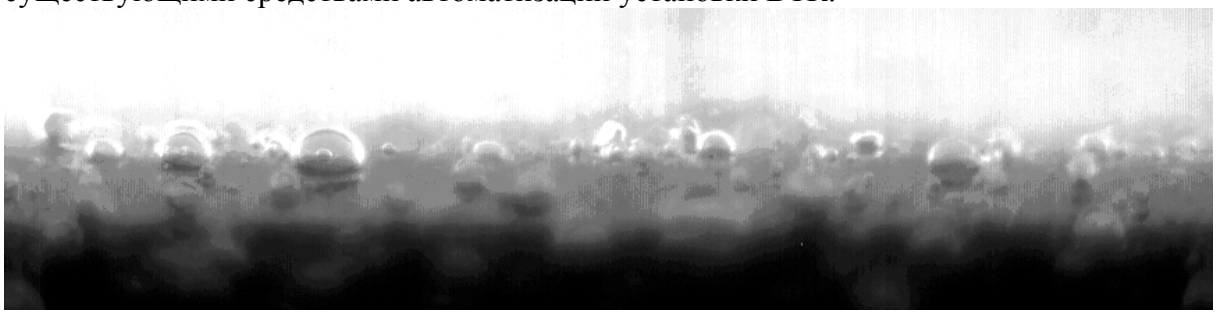


Рис. 3. Фотография пузырьков пара в воде на поверхности нагревателя в момент начала нагрева (краситель родамин G)

На рис. 3. изображены зарождающиеся пузырьки на нагревателе. Эксперимент проводился с родамином G. Пузыри пара отображаются на фотографии как темные объекты с ярко светящейся границей. Четко видны границы отдельных пузырьков и их форма, что позволяет при получении двух кадров через малый промежуток времени вычислять скорость роста пузырьков.

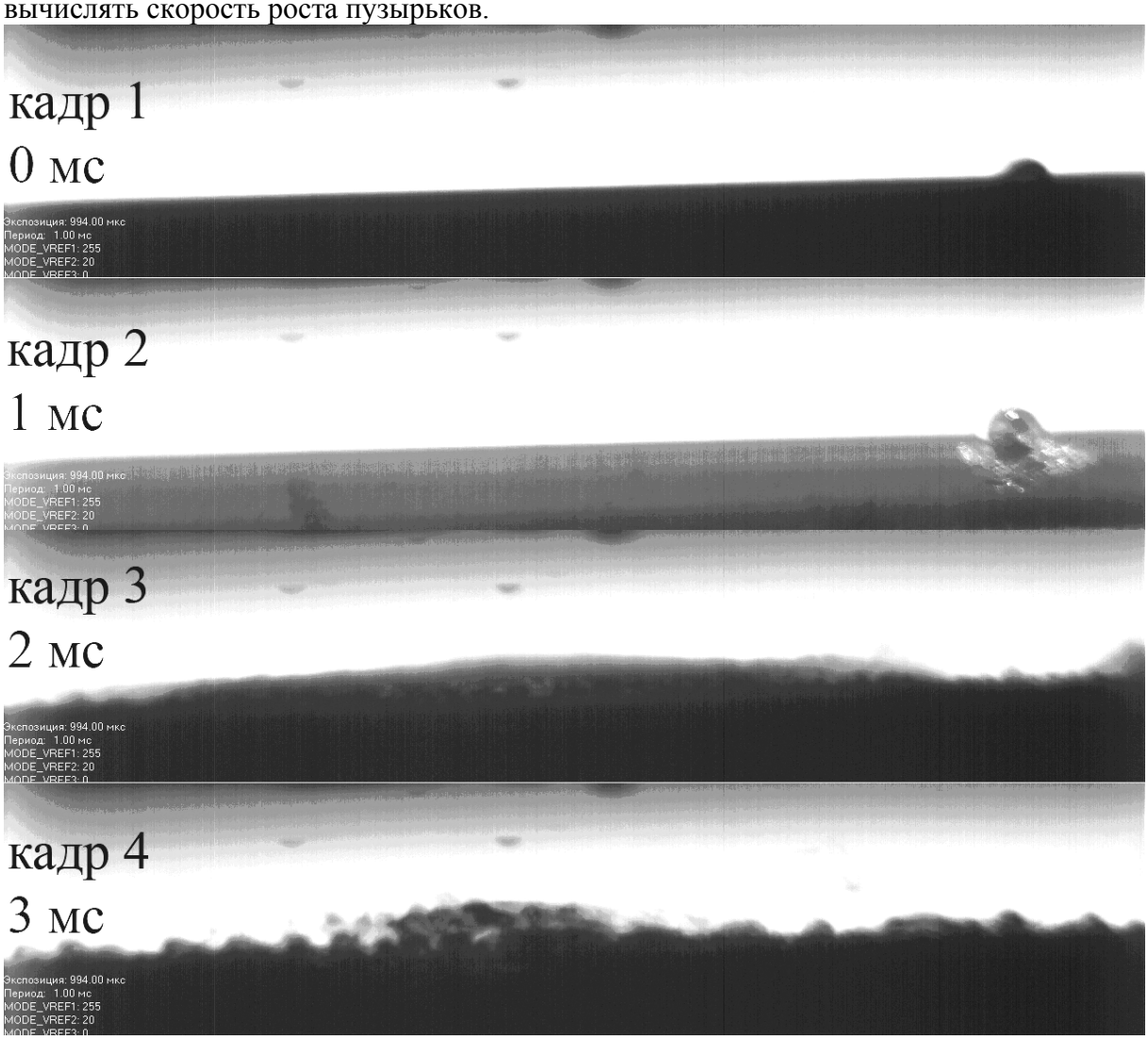


Рис. 4. Последовательные фотографии показывающие взаимодействие этанола с лазерным излучением (без красителя)

При освещении перегретого этанола без красителей лазерным излучением. В области падения лазерного излучения наблюдалось моментальное вскипание жидкости, находящейся в метастабильном состоянии. На рис.4. изображены последовательные кадры через 1 мс. На 1-м кадре справа видно единичные очаг парообразования, на следующем кадре происходит вспышка лазера и становится хорошо видно незначительно увеличившийся в размерах очаг. Но далее на 3-м и 4-м кадрах видно взрывное вскипание по всей площади, куда попадал лазерный свет. Этот эффект может быть использован для изучения поведения и свойств метастабильной жидкости, однако с другой стороны он накладывает ограничение на применение PLIF в исследовании нестационарного кипения.

Анализ полученных результатов

Приведены результаты предварительных экспериментов с разными красителями показавших возможность применения PLIF для диагностики процессов вскипания. Нечувствительный к температуре родамин G предлагается использовать для визуализации и измерения межфазных поверхностей. Родамин B, люминесценция которого существенно зависит от температуры, предлагается использовать для построения поля температур.

Также зафиксировано явление возникновения низкочастотных пространственных шумов. Данные шумы выглядят как темные полосы вдоль движения лазерного ножа. Эти полосы появляются из-за того, что когерентное излучение лазера, проходя через стекло, интерферирует на мельчайших неровностях поверхности стекла. Чтобы снизить погрешности вносимые данным явлением необходимо использовать сложные калибровки по температуре для каждой точки изображения.

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. Vol. 20, Issue № 4. pp. 380-406.
2. С.В. Алексеенко, Е.К. Ахметбеков, В.М. Дулин, Д.М. Маркович, К.С. Первунин Применение PLIF метода в комбинации с PIV и PTV для изучения гидродинамической структуры газонасыщенных струйных потоков // Оптические методы исследования потоков: IX Международная научно-техническая конференция, Москва, 26-29 июня 2007.
3. D. Schubring, A.C. Ashwood, T.A. Shedd, E.T. Hurlburt. Planar laser-induced fluorescence (PLIF) measurements of liquid film thickness in annular flow. Part I: Methods and data// International Journal of Multiphase Flow 36 (2010). pp.815–824.
4. Ralph Nasarek. Temperature Field Measurements with High Spatial and Temporal Resolution Using Liquid Crystal Thermography and Laser Induced Fluorescence: Dissertation, Darmstadt 2010.

Межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса

УДК: 612.821:303.6:681.518

АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ СТЕПЕНИ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ

А.А. Блохин

Введение

Широко известно такое понятие, как качество жизни. Качество жизни — интегральная характеристика физического, психологического, эмоционального и социального функционирования человека, основанная на его субъективном восприятии. Сегодня данный показатель широко применяется, активно ведутся исследования, включающие в себя его оценку. Разработаны и используются различные методики оценки качества жизни [1, 2, 3]. Особой научной ценностью обладают результаты мультицентровых исследований качества жизни и сравнительного анализа качества жизни в различных регионах или странах. Мультицентровое исследование отличается от обычного тем, что одновременно проводят несколько исследований в различных регионах по одной методике, с условием централизованного сбора и обработки данных в так называемом головном центре исследования. Для эффективной организации информационной поддержки таких исследований автор ведет разработку инструментального средства, которое позволит автоматизировать ряд задач, стоящих перед организаторами мультицентровых исследований качества жизни.

Качество жизни и энергетические ресурсы

Качество жизни, как результат и цель деятельности общества стали предметом изучения для многих научных дисциплин и являются критерием оценки работы отдельных подсистем общества, например, в сфере здравоохранения и социального обеспечения населения.

Энергетика в современном обществе значительно влияет на качество жизни, например, отопление помещений обеспечивает не только комфортные условия жизни населению, но и возможность комфортно посещать объекты культуры и досуга. От интенсивности и эффективности работы объектов ТЭК зависит экологическая нагрузка на ближайшие к ним населенные пункты. На экономическую составляющую качества жизни влияет стоимость энергетических ресурсов для населения, и уровень индустриального развития региона, который также коррелирует с доступностью энергетических ресурсов необходимых для осуществления производственного процесса. В связи с тем, что электрическая и тепловая энергия получили широкое распространение практически во всех сферах жизни человека, перебои в их поставке существенно влияют на качестве жизни.

Поскольку с доступностью энергетических ресурсов (электрическая, тепловая энергия и др.) в прямой зависимости находятся некоторые индикаторы качества жизни автор считает целесообразным использование показателя качества жизни совместно с оценкой степени доступности энергетических ресурсов для населения. Методики оценки качества жизни можно использовать в качестве дополнительного инструмента при проведении исследований в энергетике. Например, качество жизни можно использовать для оценки удовлетворенности потребителей состоянием коммунальных услуг энергетического профиля, как средство мониторинга влияния различного рода

реформ тарифного регулирования на качество жизни населения. Автору удалось обнаружить упоминание о качестве жизни лишь в нескольких исследованиях в сфере энергетики, например, исследование влияния чрезвычайных ситуаций на объектах энергетики на показатели качества жизни [4]. Сегодня энергетика в сфере бытового потребителя вынуждена заниматься удовлетворением заранее определённых потребностей, однако не существует универсального показателя, который может продемонстрировать связь между объемом этих потребностей и индикаторами качества жизни. Для поиска такого показателя, необходимы выделить характеристику, которая должна отвечать следующим требованиям:

1. Она должна точно охарактеризовать уровень энергетических запросов потребителя и степень обеспеченности его энергетическими ресурсами.
2. Данная характеристика должна быть различной от региона к региону.
3. Для вычисления характеристики должны существовать открытые данные.

Данные о степени обеспеченности энергетическими ресурсами бытового потребителя энергетическими ресурсами могут быть получены с помощью экономического аппарата, либо путем опроса респондентов.

Кроме того, можно использовать принятый в исследованиях проблем энергетической безопасности индикативный подход.

Экономическая оценка

Экономика обладает широким набором методов оценки потребительского спроса, ожидания и предложения. Сегодня в связи с введением норм законодательства энергосберегающего характера повсеместно устанавливаются приборы учета электрической и тепловой энергии. Благодаря этому данные о поставках энергии бытовым потребителям в достаточной мере точны.

В качестве оцениваемых показателей предлагается выбрать ряд характеристик объективного характера, в частности:

1. Величина спроса населения на энергетические ресурсы.
2. Рост тарифов на энергетические ресурсы для населения.
3. Фактические инвестиции в обновление ОПФ ТЭК региона.
4. Величина потребления энергетических ресурсов на душу населения.
5. Сумма задолженностей потребителей за услуги снабжения энергетическими ресурсами.
6. Коэффициент покрытия населенных пунктов сетями снабжения энергией.
7. Объемы производства, передачи и распределения энергетических ресурсов.

Перечисленные характеристики необходимо унифицировать экспертным путем. Тем не менее, исключительно экономический подход не позволяет в полной мере охарактеризовать состояние энергетической отрасли и сектора бытового потребления, в частности. Это обусловлено тем, что, в силу строго математического подхода, экономическая составляющая энергетики скорее соответствует уровню жизни, и в меньшей степени качеству жизни. Уровень жизни отличается от качества жизни тем, что в его состав входят индикаторы, обусловленные экономическим состоянием и не учитывающие другие стороны жизни человека. Кроме того, экономические данные о состоянии бытового сектора энергетики зачастую являются собственностью отдельных энергетических компаний и их достаточно сложно получить для проведения исследовательской работы. Имеющиеся в открытом доступе данные характеризуют в основном промышленный сектор энергетики.

В силу этих причин применение этого подхода в исследованиях качества жизни затруднительно, однако такой подход можно использовать для исследований, оценивающих уровень жизни населения.

Опрос респондентов

Учитывая вышесказанное, автор обратил внимание на возможность анкетного опроса респондентов для оценки их удовлетворенности степенью обеспеченности энергетическими ресурсами. Такой подход используется при оценке качества жизни, респондентам раздают опросники и предлагают ответить на ряд вопросов, по результатам обработки таких опросников делают выводы о состоянии качества жизни у респондента.

Автор разработал несколько вариантов анкет, в которых учитывается ряд субъективных и объективных характеристик степени обеспеченности населения энергетическими ресурсами, экономического положения респондента и уровня удовлетворённости качеством коммунально-бытовых услуг энергетического характера.

В анкеты содержат вопросы для оценки следующих параметров:

1. Район проживания респондента.
2. Жилищные условия.
3. Средний доход.
4. Затраты на энергетические ресурсы.
5. Доступность энергетических ресурсов.
6. Среднее потребление энергических ресурсов.
7. Удовлетворенность ценой и качеством потребляемых энергетических услуг.
8. Темпы роста тарифов на тепловую и электрическую энергию.
9. Темпы роста цен на продукты нефтепереработки (бензин, дизельное топливо).
10. Уровень цен на иные источники энергии (уголь, лес, газ) и их потребление.

Предполагается, что, наряду с оценкой качества жизни, респондентам предложат заполнить анкету. Преимущество данного подхода заключается в том, что зачастую лишь сами потребители могут достоверно охарактеризовать качество предоставляемых им услуг по обеспечения энергетическими ресурсами. Кроме того, благодаря получению персонифицированных данных становится возможным получать более детализированные данные о наличии и степени влияния уровня обеспеченности энергетическими ресурсами на индикаторы качества жизни.

Однако в силу субъективности подхода, его результаты будут отражать не только качество услуг энергетического характера, но и ряд других параметров, таких как финансовое состояние в регионе, характер тарифной политики отдельных энергетических или коммунальных компаний. Кроме того, порой степень развития энергетической отрасли зависит от уровня развития индустриального производства в регионе, что влияет на благосостояние респондента и на экологическую ситуацию в регионе. Такие взаимосвязи не могут быть учтены при анкетировании респондентов. Кроме того, новая методика предполагает этапы апробации тестирования и верификации для того, чтобы удостовериться в том, что она точно и полностью характеризует уровень и качество обеспеченности населения энергетическими ресурсами.

Таким образом, подход с использованием анкетирования населения может быть использован совместно с качеством жизни, только после ряда этапов, подтверждающих эффективность разработанных анкет.

Энергетическая безопасность

Автор предлагает обратить внимание на применяемый в ИСЭМ СО РАН метод индикативного анализа энергетической безопасности [5, 6]. Агрегирующий характер метода оценки энергетической безопасности позволяет учесть весь комплекс характеристик энергетической отрасли в регионе. Энергетическая безопасность подразумевает периодический мониторинг за состоянием отдельных индикаторов и наблюдение за динамикой их изменения. Поскольку данный вопрос поставлен на федеральном уровне, имеются открытые данные, которые можно использовать для исследовательских целей. Кроме того, в ИСЭМ СО РАН разработан метод оценки энергетической безопасности регионов России по ряду индикаторов [6].

Автор предлагает на основе значений индикаторов энергетической безопасности используемых в [6] рассчитать единый агрегированный показатель для каждого региона, который можно было бы использовать совместно с оценкой качества жизни в качестве индикатора, характеризующего степень обеспеченности населения энергетическими ресурсами и уровень развития энергетической отрасли в регионе. Для агрегирования *из всего перечня индикаторов необходимо выбрать только те, которые могут влиять на качество жизни населения*:

1. Средневзвешенная обеспеченность региона собственными первичными ТЭР.
2. Условная количественная оценка ущерба жизни и здоровью жителей из-за недопоставок ТЭР.
3. Средняя продолжительность отключений.
4. Средневзвешенная отопительная характеристика жилых домов, общественных зданий, производственных помещений.
5. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания.
6. Объем годовых инвестиций в развитие объектов ТЭК.
7. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
8. Коэффициент неплановых простоев энергоблоков.
9. Степень обеспеченности в отчетном году собственными аварийными источниками электроэнергии минимальной потребности энергии объектов не допускающих перерывов.
10. Число крупных источников снабжения тепловой и электрической энергией.
11. Среднее число отключений и глубоких ограничений подачи электроэнергии, в год на одного потребителя.

$$A = \sum_{i=1}^{3} b_i * k_i$$

где A – уровень энергетической безопасности в регионе, b_i – индикатор энергетической безопасности, k_i – удельный весовой коэффициент данного индикатора.

Отличие данного подхода заключается в выборе только тех показателей, которые влияют или могут влиять на качество жизни человека. Однако простое суммирование значений показателей даже с использованием весовых коэффициентов может не совсем достоверно отражать качество энергетических услуг, оказываемых населению и уровень энергетической обеспеченности региона. Поэтому можно использовать другой вариант: использовать три параметра, которые совместно характеризуют соотношение между весами индикаторов энергетической безопасности, уровни которых имеют нормальное, предкризисное и кризисное состояние (2). Каждый отдельный параметр —

это сумма удельных весов индикаторов, значение которых находится в определённом состоянии.

$$K = \sum_{i=1}^{n} D_i$$

где K – суммарный удельный вес индикаторов, значения которых характеризуют определенное состояние ТЭК (предкризисное, кризисное, нормальное), D_i – вес данного индикатора.

В случае использования агрегированного индикатора возможна ситуация, когда один индикатор имеет высокие значения, а другой критически низкие в таком случае значение общего показателя будут нивелировать критическую ситуацию с одним индикатором, это приводит к тому что состояние развития энергетики в агрегированном индикаторе будет отражено недостоверно. В таких случаях более оправданным является использование отношения сумм весов индикаторов по состояниям, что позволяет охарактеризовать количественно важность индикаторов, находящихся в кризисном (предкризисном) состоянии по отношению к индикаторам значения, которых находятся в рамках нормы.

Данный подход позволит определить долю показателей, которые находятся в критическом состоянии, и если данная доля достаточно велика, то есть вероятность, что качество энергетических услуг негативно влияет на некоторые индикаторы качества жизни населения.

Заключение

Качество жизни - это универсальный индикатор, который можно использовать в исследованиях энергетики. В частности, он позволяет определить степень влияния различных характеристик энергетической отрасли на индикаторы качества жизни. На основе полученных данных о существенных корреляциях можно построить модели влияния энергетической отрасли на качество жизни либо использовать их в системах поддержки принятия решений. Для оценки энергетической составляющей можно использовать экономические характеристики, субъективные оценки энергетической отрасли потребителями либо использовать методы индикативного анализа экономической безопасности и данные мониторинга энергетической безопасности России. В результате анализа перечисленных подходов было установлено, что некоторые индикаторы энергетической безопасности могут достаточно подробно охарактеризовать энергетическую составляющую жизни населения, однако для разработки показателя, который будет характеризовать энергетическую составляющую качества жизни более полно не стоит ограничиваться исключительно некоторыми индикаторами энергетической безопасности, можно интегрировать экономический аппарат и опрос респондентов. Только такой комплексный показатель способен полно и достоверно определить энергетическую составляющую жизни человека и степень влияния энергетики на качество жизни.

Литература

1. Kind, P. Measuring success in health care – the time has come to do it properly / P. Kind, A. Williams // Health policy matter. – 2004. – № 9. – С. 1-8.

2. Мурина С. Методологические подходы к исследованию и оценке качества жизни населения: региональный аспект / С. Мурина // Социальная инноватика в региональном развитии. Сборник материалов четвёртой школы молодых ученых. Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2008. С. 88-99

3. Зайцева, В.Д. Компоненты качества жизни современных российских Школьников: результаты мониторинговых исследований Сообщение 1. Методология всероссийского мониторинга / В.В. Зайцева, В.Д. Сонькин, А.Г. Макеева, В.В. Сонькин // исследования. – 2011.– № 27.– С. 57-72.

4. 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.geoclab.ru/articles/95/2674/. – 25.07.12.

5. 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.

6. Н.И. Пяткова [и др.]; 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.

УДК 622.692.4(571.122)

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СЕТИ РОССИИ ПО УДОВЛЕТВОРЕНИЮ ПОТРЕБНОСТЕЙ В ГАЗЕ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.В. Воробьев

Введение

Цель работы – оценить возможности по пропуску газа действующей газотранспортной сети (ГТС) России, в пиковое время года, при вводе в эксплуатацию газовых месторождений полуострова Ямал и Штокмановского газового месторождения, расположенного на шельфе Баренцева моря, с учетом:

- необходимости обеспечения заданной потребности регионов страны в газе и экспортных поставок для января месяца по опорным годам до 2035 года;
- ожидаемых темпов освоения новых газовых месторождений;
- того факта, что основные ныне действующие месторождения находятся в режиме падающей добычи.

За точку отсчета принят 2012 год. Для данного расчетного периода были выбраны опорные года, для которых проводились исследования (2020, 2025, 2035). Исследования проводились для характерных суток января (каждого опорного года), как самого напряженного месяца с точки зрения обеспечения потребителей газом.

В рамках данной работы рассмотрены два сценария возможного развития Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России (развитие ЕСГ в восточном направлении и экспорт газа в страны АТР в работе не рассматривались):

- Сценарий 1. Сценарий возможного развития ЕСГ на перспективу до 2035 года [1], предложен экспертной группой ИСЭМ СО РАН;
- Сценарий 2. Сценарий «риск - анализа», предложенный в Энергетической стратегии России до 2035 года [2].

Для обоих сценариев сделана корректировка существующей расчетной схемы ЕСГ, согласно Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года [3].

С учетом сделанной корректировки расчетной схемы ЕСГ были определены для обоих сценариев:

- степень удовлетворения спроса на газ в каждом узле потребления расчетной схемы;
- узкие места в системе, ограничивающие поставки газа потребителям.

С позиции обеспечения живучести ГТС была поставлена задача определения перспективных недопоставок газа, связанных с возможностью реализации крупномасштабных аварий в сети.

На рисунке представлена укрупненная схема ЕСГ, с выделением основных газодобывающих районов в рассматриваемой перспективе. Пунктиром обозначены новые магистральные газопроводы.

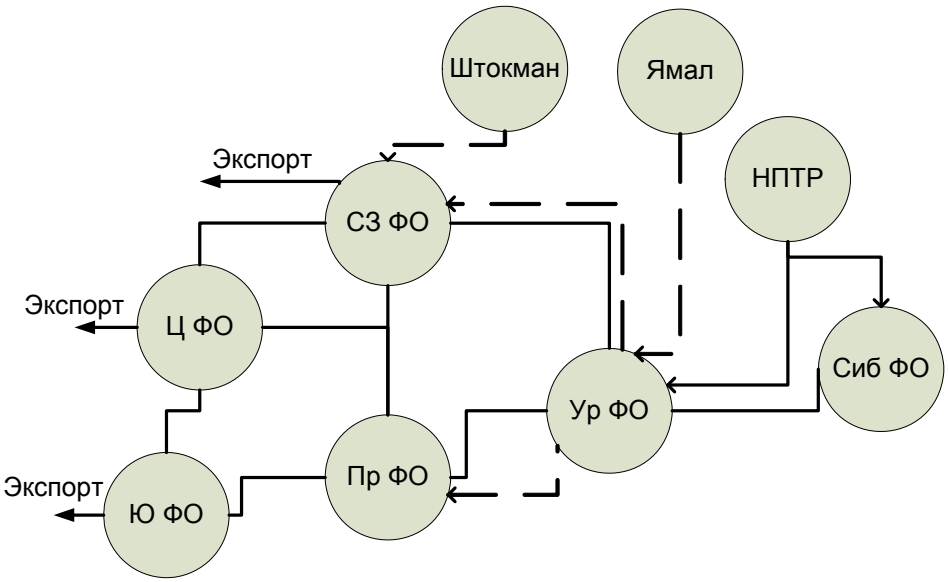


Рис. Укрупненная схема ЕСГ, с выделением основных газодобывающих районов в рассматриваемой перспективе

Методика анализа

Для исследования пропускных возможностей ГТС в ИСЭМ СО РАН используется программно–вычислительный комплекс «Нефть и газ России» (ПВК) [4]. Его применение позволяет определить степень удовлетворения потребностей в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок. Кроме того, ПВК дает возможность определить узкие места - участки ГТС, ограничивающие, в некоторых случаях, производственные возможности системы.

Модель потокораспределения в ЕСГ, заложенная в ПВК предназначена для оценки производственных возможностей ЕСГ в условиях различного рода возмущений с целью минимизации дефицитов газа по узлам потребления. ЕСГ рассматривается как совокупность трех подсистем: источники газа, сеть магистрального транспорта и потребители. В числе перечисленных объектов рассматриваются подземные хранилища газа (ПХГ), которые в данном случае исполняют роль объектов источников газа. В январе месяце потребность в газе увеличивается, ПХГ отдают газ в систему, компенсируя тем самым сезонную неравномерность его потребления.

Математически ЕСГ представляется как сеть, изменяющаяся во времени (в результате возмущения), в узлах которой находятся предприятия по добыче, преобразованию и потреблению газа, реализующих материальные связи между предприятиями.

При решении задачи оценки состояния системы после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита газа у потребителя при минимальных затратах на доставку газа потребителям, т.е. модель можно формализовать как задачу о максимальном потоке минимальной стоимости. Эта задача решена с использованием алгоритма Басакера-Гоуэна. Его применение позволяет определить оптимальные объемы суточного отбора газа из резерва, максимально обеспечивающие заданные объемы газоснабжения потребителей при минимальных затратах на добычу, транспортировку газа и его отбор из ПХГ. Математическая запись поставленной задачи имеет следующий вид:

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

при условиях, что

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

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

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

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), C_{ij} - удельные затраты на транспорт газа.

В результате расчетов получены данные по удовлетворению суточного спроса на газ потребителей. Переход от годовых балансов к суточным (для января, как для самого напряженного месяца с точки зрения обеспечения потребителей газом) осуществляется через коэффициент суточной сезонной неравномерности потребления газа, т.е.

$$Q^{сут} = \frac{Q^{год}}{365} * K, \tag{5}$$

где $Q^{сут}$ – суточные объемы (производства, потребления, экспорта и импорта газа); $Q^{год}$ – годовые объемы (производства, потребления, экспорта и импорта газа); К – коэффициент сезонной неравномерности; в данном случае, это – отношение среднесуточного объема (производства, потребления, экспорта, импорта) газа для рассматриваемого месяца к тому же среднесуточному объему газа, но в годовом разрезе.

Исходные данные

При определении уровней потребления газа по опорным годам учитывался рост ВВП России, а так же снижение его удельной энергоемкости. За основу для проведения исследования приняты ранее рассчитанные данные из [1], так, ориентировочно, рост ВВП на период до 2035 года может составить 3,5% в год, а снижение энергоемкости ВВП может составить 1,0% в год. Исходя из этих представлений, были рассчитаны предполагаемые потребности в газе для субъектов РФ (находящихся в зоне действия ЕСГ).

При оценке возможностей по добыче газа в Надым-Пур-Тазовском районе Тюменской области (НПТР) были учтены следующие факторы. Основные месторождения района (Уренгой, Ямбург, Медвежье и Вынгапур) уже давно работают в режиме падающей добычи. Достигнут проектный уровень добычи газа на Заполярном месторождении. В связи со сложившейся ситуацией и на основании [1], были получены ожидаемые объемы добычи газа в НПТР на период до 2035 года.

Падение экспорта наблюдается в связи с тем, что европейские страны импортеры российского газа стараются сократить свою газовую зависимость от России. К тому же, на перспективу, свою роль в снижении объемов экспорта российского газа в Европу может сыграть сланцевый газ, добываемый в США.

Комплексное освоение газовых месторождений полуострова Ямал ОАО «Газпром» планирует осуществить путем создания трех промышленных зон [5]:

— Бованенковская промышленная зона, ежегодная добыча газа до 120 млрд куб. м.
— Тамбейская промышленная зона, ежегодная добыча газа до 65 млрд куб. м.
— Южная промышленная, ежегодная добыча газа до 30 млрд куб. м.

Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря, примерно в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Разработка месторождения разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой фазы позволит ежегодно добывать на месторождении 23,7 млрд куб. м газа, второй — 47,4 млрд куб. м. В ходе выполнения третьей фазы месторождение будет выведено на проектную мощность — 71,1 млрд куб. м газа в год [5].

Учитывая вышесказанное, а также учитывая опасения по возможностям реализации заявленных проектов в период до 2035 года, с учетом доводов в [1], получены перспективные объемы добычи газа на новых месторождениях. В табл. 1 приведены исходные данные, принятые в Сценарии 1.

Таблица 1

Исходные данные для Сценария 1, млрд.м^3/год

Год/Объем	2012(факт)	2020	2025	2035
Потребление газа	462	450-500	500-550	580-620
Объемы добычи газа в НПТР	520	350-380	300-320	250-280
Экспорт газа в Европу	215	170	150	120
Объемы добычи газа на новых месторождениях	6	80-100	160-185	320-340

В табл. 2 приведены исходные данные, принятые в Сценарии 2.

Таблица 2

Исходные данные для Сценария 2, млрд.м^3/год

Год/Объем	2012(факт)	2020	2025	2035
Потребление газа	462	480-520	520-550	550-600
Объемы добычи газа в НПТР	520	470	430	330
Экспорт газа в Европу	215	220	220	210
Объемы добычи газа на новых месторождениях	6	100	160	255

Результаты исследования

Таблица 3

Удовлетворение расчетных потребностей в газе по Федеральным Округам и экспорта газа в январе 2035г.

Федеральный Округ	Потребность, млн.м^3/сут		Поставка, млн.м^3/сут		Дефицит, %	
	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2
Северо-западный	199	200	199	200	0	0
Центральный	445	415	442	415	1	0
Приволжский	510	484	505	484	1	0
Южный	109	102	109	102	0	0
Уральский	465	437	447	429	4	2
Сибирский	52	52	52	52	0	0
Сев-Кавказский	71	66	71	66	0	0
Экспорт в Европу	449	671	449	665	0	6
Сумма	2300	2427	2274	2412	2	1

Анализ таблицы 3 показал, что в сценарии 2 значения потребления газа федеральными округами на 5-6% ниже значений, предложенных сценарием 1. Однако, газовая сеть является нагруженной в обоих случаях, в связи с тем, что в сценарии 2 значение экспорта газа в страны Европы на 30% больше соответствующего значения из сценария 1. Так же необходимо отметить, что сценарий 2 предлагает более равномерную нагрузку на ГТС, что видно по меньшему значению возможного дефицита газа у потребителей.

Расчеты показали, что в результате реализации смоделированных ситуаций, при условии заявленных темпов освоения новых газовых месторождений, уже к 2035 году возникнет необходимость расширения газовых магистралей Уренгой-Грязовец-Торжок и Вуктыл-Ухта-Грязовец-Торжок на участках Ухта-Нюксеница, Нюксеница-Грязовец и Грязовец–Волхов. Эта необходимость будет вызвана значительно увеличившимся объемом газа, который будет проходить по этим участкам. Стоит отметить, что в энергетической стратегии России на период до 2035 года предусмотрены мероприятия направленные на увеличение пропускной способности этих участков. В то же время расчеты показали, что увеличенная, в соответствии с энергетической стратегией России на период до 2035 года, пропускная способность соответствующих участков будет по-прежнему недостаточной.

При проведении исследований были проанализированы последствия гипотетических аварий на пересечениях и выходах основных газопроводных коридоров из НПТР, на одном из важнейших коридоров на северном Урале, и в местах важнейших пересечений в европейской части России южнее Московского газового кольца. В результате получены данные по удовлетворению суточного спроса на газ потребителей при возникновении аварийных ситуаций, табл. 4 - 6.

Пересечение магистральных газопроводов в центре европейской части России (пересечение №1) находится в основном коридоре транспорта газа на Украину и далее зарубежным импортерам российского газа.

Результаты исследования при аварии на рассматриваемом пересечении в агрегированном виде (по федеральным округам и экспортные поставки) представлены в табл. 4.

Таблица 4

Удовлетворение расчетных потребностей в газе по Федеральным округам и экспорта газа в 2035г. при аварии на пересечении №1

Федеральный Округ	Потребность, млн.м^3/сут		Поставка, млн.м^3/сут		Дефицит, %	
	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2
Северо-западный	199	200	199	200	0	0
Центральный	445	415	428	401	4	3
Приволжский	510	484	505	484	1	0
Южный	109	102	109	102	0	0
Уральский	465	437	447	429	4	2
Сибирский	52	52	52	52	0	0
Сев-Кавказский	71	66	71	66	0	0
Экспорт в Европу	449	671	449	612	0	9
Сумма	2300	2427	2260	2346	2	3

Пересечение магистральных газопроводов на севере Тюменской области (пересечение №2). Этот район, в настоящее время, является основным источником добычи российского газа, с высокой плотностью магистральных газопроводов. Здесь размещаются основные магистрали движения газа с месторождений Западной Сибири,

часто проходящие в одних коридорах и местами пересекающиеся между собой. Значительность масштабов аварий на таком пересечении иллюстрирует табл. 5.

Таблица 5

Удовлетворение расчетных потребностей в газе по Федеральным округам и экспорта газа в 2035г. при аварии на пересечении №2

Федеральный Округ	Потребность, млн.м^3/сут		Поставка, млн.м^3/сут		Дефицит, %	
	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2
Северо-западный	199	200	199	200	0	0
Центральный	445	415	442	414	1	0,5
Приволжский	510	484	505	484	1	0
Южный	109	102	109	102	0	0
Уральский	465	437	447	429	4	2
Сибирский	52	52	52	52	0	0
Сев-Кавказский	71	66	71	66	0	0
Экспорт в Европу	449	671	443	548	1,5	18
Сумма	2300	2427	2268	2295	1,5	5,5

Пересечение магистральных газопроводов на Северном Урале (пересечение №3) представляет собой наложение друг на друга достаточно тесно идущих газовых коридоров. Результаты расчета аварии на этом пересечении представлены в табл. 6.

Таблица 6

Удовлетворение расчетных потребностей в газе по Федеральным округам и экспорта газа в 2035г. при аварии на пересечении №3

Федеральный Округ	Потребность, млн.м^3/сут		Поставка, млн.м^3/сут		Дефицит, %	
	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2	Сц.1	Сц.2
Северо-западный	199	200	199	200	0	0
Центральный	445	415	442	414	1	0,5
Приволжский	510	484	369	291	28	40
Южный	109	102	109	102	0	0
Уральский	465	437	395	376	15	14
Сибирский	52	52	52	52	0	0
Сев-Кавказский	71	66	71	66	0	0
Экспорт в Европу	449	671	398	513	11	24
Сумма	2300	2427	2035	2014	11	17

Из анализа табл. 4 - 6 очевидно, что наиболее проблемными, с позиции обеспечения потребителей газом в необходимом объеме при реализации крупномасштабной аварии на ГТС, являются Приволжский, Уральский федеральные округа, а так же в тяжелой ситуации оказываются европейские импортеры российского газа.

При реализации любого из представленных сценариев, ГТС становится более сбалансированной и устойчивой к возможным авариям на крупнейших пересечениях, по отношению к текущей конфигурации сети, что связано с большей диверсификацией источников газа и соответствующим развитием ГТС. Тем не менее, последствия от реализации возможных аварий (представленных в работе) окажутся существенными.

Заключение

Опираясь на результаты работы можно сделать вывод о том, что для рассмотренных сценариев развития ГТС, на перспективу до 2035 года, пропускных способностей ГТС недостаточно для обеспечения газом потребителей. Необходимо обратить особенное внимание на участки Ухта-Нюксеница и Нюксеница-Грязовец, Грязовец–Волхов, так как, при дальнейшем развитии новых центров газодобычи, они окажутся основными узкими местами системы. Необходимо обратить внимание на пересечения магистральных газопроводов, рассмотренных в работе, возможное возникновение аварий на этих пересечениях приведет к крупным потенциальным недопоставкам газа потребителям.

Литература

1. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова [и др.] ; отв. ред. Н.И. Воропай, М.Б. Чельцов ; Рос. акад. наук, Сиб. Отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект, МинЭнерго России, Москва, 2014., ред. от 07.02.2014 г.
3. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года. Москва, 2008.
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 // Изв. РАН. Энергетика. 2002. № 4. – С. 57–62.
5. http://www.gazprom.ru/about/production/projects/mega-yamal/

УДК 519.81

ПОДДЕРЖКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ ДВУХУРОВНЕВОГО МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОГО АНАЛИЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ MAUT И MAИ

П.С. Панкратьев

Актуальность и постановка задачи

Принятие решений при выборе мест размещения электростанций является сложной комплексной проблемой, имеющей ряд особенностей. Во-первых, такие проблемы относятся к слабоструктурированным. Анализ осуществляется в условиях неполной информации, многочисленных критериев оценки. По ряду критериев получение точной количественной оценки затруднительно, поэтому используют качественные оценки, полученные от экспертов. Зачастую такие задачи уникальны, что требует индивидуального подхода к формализации проблемы и применению методов системного анализа. Во-вторых, решения по указанной проблеме имеют долговременные социальные, экологические, экономические последствия, что требует тщательного анализа. В-третьих, принятию решений свойственна многоэтапность. На первом этапе намечаются перспективные пункты строительства объекта, на втором этапе намечаются площадки, уточняется мощность объекта. Из-за большой размерности задачи, описанных выше сложностей, как правило, каждый этап рассматривается отдельно. В результате выбранный на первом этапе вариант решения может иметь набор неэффективных альтернатив на втором этапе. Это вызывает необходимость повторного анализа, потери финансовых и временных ресурсов. В статье предлагается двухуровневый подход, в котором при анализе эффективности решений на первом этапе учитывается качество возможных последующих решений.

Задачу сформулируем следующим образом. Пусть $A=\{a_1, a_2,\ldots,a_k\}$ множество альтернатив первого уровня (АПУ), которые оцениваются по множеству критериев $F = F_1 \bigcup G$. Подмножество критериев $F_1=\{f_1, f_2,\ldots,f_s\}$ служит для оценки только АПУ, подмножество критериев $G=\{g_1, g_2, \ldots, g_p\}$ – для оценки альтернатив как первого, так и второго уровня. Каждому элементу a_i множества A в соответствие ставится множество $B_i=\{b_{i1}, b_{i2}, \ldots, b_{im}\}$ альтернатив второго уровня (АВУ). Необходимо упорядочить альтернативы множества A по предпочтению с учетом многокритериальных оценок альтернатив множеств B_i. Для решения задачи в такой постановке требуется выбор эффективных методов многокритериального анализа.

Выбор методов многокритериального анализа

Каждый этап принятия решений конкретизирует условия задачи для последующих решений, информация по проблеме становится все более полной и детальной, качественные показатели постепенно заменяются количественными. Поэтому АВУ, как правило, характеризуются критериями, по которым может быть дана количественная оценка. Немногочисленные критерии с качественным описанием могут быть переведены в количественные с помощью искусственной шкалы. Количество АВУ потенциально не ограничено. Необходим метод, позволяющий проводить многокритериальную оценку в условиях большого количества альтернатив по

критериям с количественным описанием. Этим требованиям отвечает метод многокритериальной теории полезности MAUT (Multi-AttributeUtilityTheory). Данный метод широко применялся на практике [1-3]. Методы, основанные на парных сравнениях, такие как метод анализа иерархий (МАИ) [2-5], ELECTRE (EliminationEtChoixTraduisantlaREalite) [2, 3], позволяют проводить анализ альтернатив с количественными и качественными оценками. Но, учитывая большое количество АВУ, они не могут эффективно применяться для анализа, так как потребуют большого количества запросов к лицу, принимающему решения (ЛПР), возникнет проблема согласованности ответов.

АПУ также могут характеризоваться количественными критериями, но в большей степени для описания альтернатив привлекаются критерии, по которым может быть дано только качественное описание. Количество АПУ, как правило, не превышает 7-10. Для описанных условий эффективен метод анализа иерархий (МАИ). МАИ также применялся при решении важных практических задач [2-4]. Методы вербального анализа будут малоэффективны. Например, группа методов ЗАПРОС (Замкнутые Процедуры у Опорных Ситуаций) [3] эффективна, когда оценки по критериям имеют качественное описание с небольшим (3-4) числом градаций оценок, в то время как среди АПУ есть критерии с количественным описанием. Метод вербального анализа ШНУР (Шкала Нормализованных Упорядоченных Различий) позволяет проводить сравнение альтернатив по качественным и количественным критериям. Однако в основу метода положен ряд ограничивающих допущений [3], что снижает эффективность метода.

Итак, для анализа альтернатив на двух уровнях выбраны методы MAUT и МАИ.

Методика двухуровневого многокритериального анализа

Методика двухуровневого многокритериального анализа представлена на рис. 1.

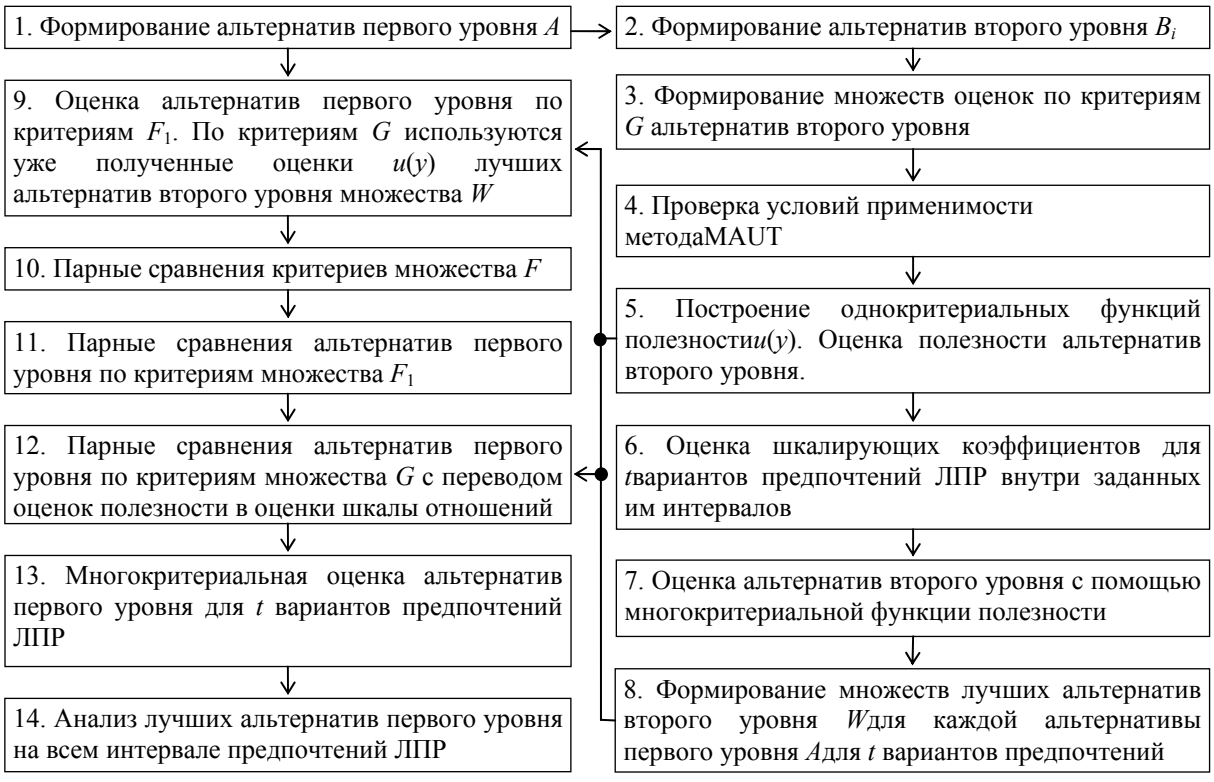


Рис. 1. Методика многокритериального двухуровневого анализа

После формирования и оценки альтернатив на этапах 1-3, в диалоге с ЛПР проводится проверка условий-аксиом, необходимых для возможности применения метода MAUT. При выполнении условий-аксиом дается математическое доказательство существования скалярной функции полезности $u(y)$, которая ставит в соответствие каждой альтернативе число, отражающее ее полезность [1, 2, 5].

При выполнении условий взаимной независимости критериев по полезности, может быть получена многокритериальная функция полезности в аддитивном (1) или мультипликативном виде (2) [1]:

$$u(y) = u(y_1, y_2, ..., y_n) = \sum_{i=1}^{n} k_i u_i(y_i), \quad (1)$$

$$ku(y) + 1 = ku(y_1, y_2, ..., y_n) + 1 = \prod_{i=1}^{n} [kk_i u_i(y_i) + 1]. \quad (2)$$

где $u_i(y_i)$ – однокритериальная функция полезности; y_i – оценка альтернативы по критерию i; k_i – шкалирующий коэффициент критерия i; k – шкалирующий коэффициент.

Если анализ ведется в условиях определенности, функция полезности заменяется многокритериальной функцией ценности (МФЦ).

На этапе 5 с помощью ЛПР проводится построение однокритериальных функций полезности в соответствии со стандартными процедурами [1, 2, 5]. На этапе 6 проводится определение шкалирующих коэффициентов, в соответствии с известной процедурой, предложенной в [1]. ЛПР предлагается работать в пространстве оценок двух выбранных критериев, например g_1, g_2, а оценки остальных критериев зафиксировать на худшем уровне. Формируется искусственная альтернатива d_1 с лучшей оценкой по менее важному критерию y_{g1}^1 и худшей оценкой по более важному критерию y_{g2}^0. Затем предлагается определить равноценную альтернативу d_2, с худшей оценкой по менее важному критерию y_{g1}^0 (рис. 2а).

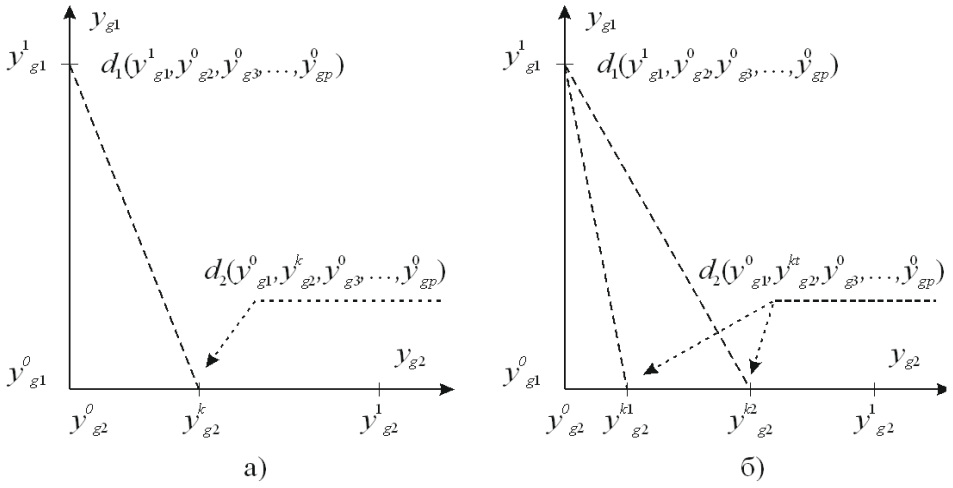


Рис. 2. Процедура определения шкалирующих коэффициентов

Полученные от ЛПР ответы позволяют составить систему линейных алгебраических уравнений и определить все шкалирующие коэффициенты (1) или (2).

Автором предлагается дать ЛПР возможность указывать не точные оценки y_g^k при сравнении пар критериев, а интервалы возможных оценок [y_g^{k1}, y_g^{k2}] (рис. 2б). Если ЛПР задает не точные оценки, а интервалы оценок, дальнейший анализ проводится для t возможных вариантов предпочтений ЛПР внутри этих интервалов. При этом изменения шкалирующих коэффициентов влекут изменения значений

многокритериальной функции полезности согласно (1) или (2) и, соответственно, оценок АВУ (этап 7, рис. 1). Поэтому для дальнейшего анализа отбираются лучшие АВУw для каждого варианта t предпочтений ЛПР, формируется множество $W_t=\{w_{t1}, w_{t2}, ..., w_{tk}\}$ (этап 8, рис. 1)

После установления порядка предпочтений для АВУ становится возможным перейти к анализу АПУ, которые будут сравниваться по всем критериям $f_1, \ldots, f_s$ и $g_1, ..., g_p$. На этапе 9 проводится описание последствий по каждому из критериев $f_1, ..., f_s$ для АПУ. По критериям, которые привлекались для анализа АВУ,$g_1, ..., g_p$ оценки уже получены на этапе 5 (рис. 1).

Для анализа АПУ, в описании которых превалируют критерии с качественным описанием, применяется метод анализа иерархий. Метод использует относительную шкалу сравнения (таблица 1) [2-4].

Таблица 1

Относительная шкала сравнения

Уровень важности	Количественное значение
Равная важность	1
Умеренноепревосходство	3
Значительноепревосходство	5
Явноепревосходство	7
Абсолютноепревосходство	9

В соответствии с методом [2, 4], ЛПР проводит попарные сравнения всех критериев F с помощью шкалы относительной важности (этап 10, рис. 1), а также сравнения всех АПУ по критериям F(этапы 11, 12, рис. 1), формируя матрицы парных сравнений. Построив собственные вектора матриц парных сравнений и проведя нормирование элементов собственных векторов, можно получить веса критериев и альтернатив по известным выражениям.

На этапе 13 (рис. 1) оценки альтернатив с учетом всех критериев получают по выражению:

$$V_j = \sum_{i=1}^{n} w_i v_{ij} , \tag{3}$$

гдеV_j – показатель качества j-й альтернативы; w_i – вес i-го критерия; v_{ij} – вес j-й альтернативы по i-му критерию.

На этапе 12 автором для снижения загрузки ЛПР предложена процедура перевода оценок полезности альтернатив по критериям в оценки сравнительной важности МАИ. Так, при сравнении альтернативы i и j по критерию, сравнительная оценка важности по шкале МАИ (см. таблицу 1) определится по формуле:

$$c_{ij} = \begin{cases} 1 + K(u_i - u_j), & u_i > u_j \\ \dfrac{1}{1 + K(u_j - u_k)}, & u_i < u_j \end{cases}, \tag{4}$$

гдеu_i – полезность (ценность) i–ой альтернативы; u_j – полезность (ценность) j-ой альтернативы; K – коэффициент перевода оценок полезности в оценки сравнительной важности.

$$K = \frac{c_{\max} - 1}{u_{\max} - u_{\min}}, \tag{5}$$

u_{min}, u_{max}– минимальная и максимальная полезность рассматриваемых альтернатив по сравниваемому критерию, c_{max} – максимальная назначаемая оценка сравнительной важности альтернатив с максимальной и минимальной полезностью по критерию.

Справедливость линейного преобразования оценок можно объяснить тем, что в результате построения однокритериальных функций полезности (ценности) предпочтения вдоль оси полезности (ценности) становятся равномерны. В [4] указывается на возможность формировать матрицу парных сравнений на основе любой шкалы отношений, применяемой для измеряемых свойств сравниваемых объектов, чем и объясняется правомерность предлагаемого подхода.

При заполнении матриц парных сравнений с использованием выражения (4), ЛПР исключается из достаточно трудоемкой процедуры, так как достаточно только определить c_{max} (5). С увеличением количества альтернатив это приобретает все большую значимость. Предложенная процедура особенно важна, если на этапе 6 (рис. 1) ЛПР указывает интервалы своих возможных предпочтений, так как это порождает многочисленные варианты предпочтений и, соответственно, варианты лучших АВУ. При этом процедура обеспечивает согласованность матриц парных сравнений, так как исключена возможность ошибочных сравнений.

Пример использования методики

С помощью предложенной методики было проведено сравнение пунктов строительства ГЭС на участке реки Индигирки, протекающей на севере республики Саха (Якутия). Ситуационный план района представлен на рис. 3.

Рис. 3. Ситуационный план района

В соответствии с методикой (рис. 1) на первом этапе формируются АПУ (пункты строительства ГЭС). В исследовании для сравнения выбраны пункты Тосканской ГЭС (П2) и Большегорской ГЭС (П5) [6], а также три дополнительных пункта (П1, П3, П4). Для каждого пункта формируется множество АВУ (варианты станций). Для этого проводится сбор информации о гидрологических, геологических условиях, выполняются водноэнергетические расчеты, определяются возможные диапазоны нормального подпорного уровня водохранилища в каждом пункте [7].

Каждой АПУ соответствует несколько АВУ. Критерии оценки АВУ являются также критериями оценки АПУ. В рассматриваемом примере для оценки пунктов строительства (АПУ) предложено семь критериев К1-К7, для оценки вариантов станции (АВУ) предложено три критерия К1, К2, К3. Иерархия целей и критериев, используемых для оценки альтернатив, приведена на рис. 4.

При анализе вариантов мощности станции одним из ключевых показателей является перспективная мощность нагрузки в районе строительства. Учет нагрузки в

исследовании осуществляется при построении функции ценности по критерию «Среднесуточная мощность ГЭС». Среднесуточная мощность ГЭС, соответствующая ожидаемой нагрузке, имеет наивысшую ценность $v(y_1)=1$, остальные варианты мощности имеют меньшую ценность $v(y_1)<1$.

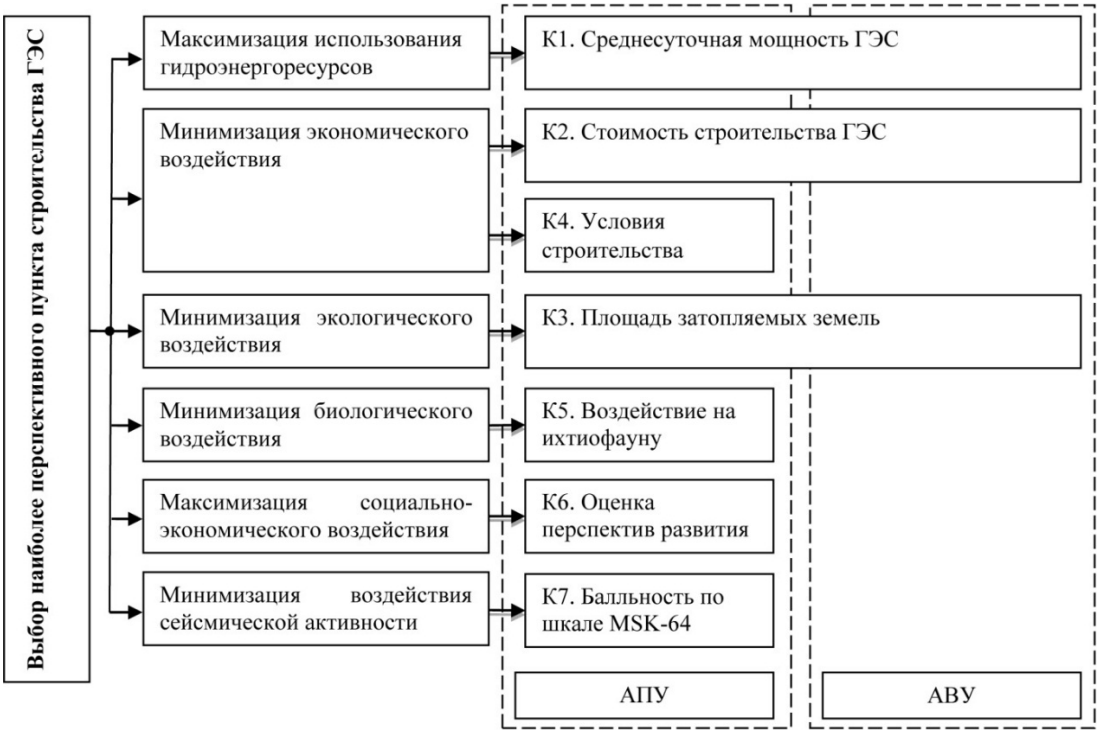


Рис.4. Иерархия целей и критериев при выборе пункта строительства ГЭС

Результаты оценки АВУ по критериям К1, К2, К3 приведены в таблице 2.

Таблица 2

Оценки АВУ по критериям К1, К2, К3

Пункт (АПУ) (множество *A*)	АВУ (множество *B*)	НПУ, м	Элементы множества критериев *G*			$v(y_1, y_2, y_3)$
			Среднесуточная гарантированная мощность, МВт	Стоимость строительства, млн. руб.	Площадь затопления, км^2	
1	2	3	4	5	6	7
П1 (АПУ 1)	АВУ 11	30	3,6	324,0	21,3	0,608
	АВУ 12	40	11,7	1059,3	30,9	0,644
	АВУ 13	50	24,8	2235,8	44,3	0,677
	АВУ 14	60	40,2	3623,8	61,7	**0,689**
П2 (АПУ 2)	АВУ 21	30	1,5	143,4	6,7	0,597
	АВУ 22	40	10,9	982,0	41,6	0,636
	АВУ 23	50	28,8	2592,2	73,0	**0,679**
П3 (АПУ 3)	АВУ 31	30	8,8	799,8	50,0	0,630
	АВУ 32	40	24,0	2168,0	79,4	**0,670**
П4 (АПУ 4)	АВУ 41	20	4,5	413,4	51,1	0,610
	АВУ 42	30	17,6	1587,9	82,7	0,656
	АВУ 43	40	38,1	3432,2	115,1	**0,678**
	АВУ 44	50	74,8	6737,4	201,2	0,619
	АВУ 45	60	129,7	11676,1	269,8	0,403

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
П5 (АПУ 5)	АВУ 51	20	4,7	424,0	50,8	0,610
	АВУ 52	30	16,2	1461,6	109,4	0,646
	АВУ 53	40	41,9	3774,1	193,5	**0,651**

Анализ проводился для условий определенности оценок по критериям, поэтому в соответствии с методикой была проведена проверка условий-аксиом и получена многокритериальная функция ценности:

$$v(y_1, y_2, y_3) = 0{,}403 \cdot v_1(y_1) + 0{,}481 \cdot v_2(y_2) + 0{,}116 \cdot v_3(y_3) \quad (6)$$

С помощью МФЦ могут быть ранжированы все варианты ГЭС для каждого пункта. Результаты расчета представлены в таблице 2. На восьмом этапе (рис. 1) для каждой АПУ выбирается лучшая АВУ. В таблице 2 сделанный выбор отмечен жирным шрифтом. Например, для АПУ 1 выбрана АВУ 14 (вариант ГЭС с НПУ 60 м).

Далее проводился анализ АПУ в соответствии с этапами методики (рис. 1). Сравнение пунктов по критериям К4-К7 проводится попарно с использованием оценок таблицы 1, вследствие чего заполняются матрицы парных сравнений. Так, например, при оценке по критерию К4 «Условия строительства» решающими для ЛПР факторами являлись наличие авто- и железных дорог, а также расстояния до благоприятных мест заготовки строительных материалов. Воздействие на ихтиофауну (критерий К4) оценивается по степени преграждаемости путей миграции проходных и полупроходных видов рыб, а также по возможности попадания и гибели рыб в водозаборах ГЭС. При сравнении АПУ по критерию К6 «Оценка перспектив развития» учитывалось расстояние пунктов до железной дороги, населенных пунктов, месторождений полезных ископаемых. Оценки по критерию К7 «Балльность по шкале MSK-64» задавались ЛПР при работе с картой ОСР-97-С, предназначенной для проектирования и строительства особо ответственных сооружений.

Оценки АПУ представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результат двухуровневого сравнения пунктов строительства ГЭС

Пункт (АПУ)	Оценка
П1 (АПУ 1)	0,257
П2 (АПУ 2)	0,130
П3 (АПУ 3)	0,202
П4 (АПУ 4)	0,193
П5 (АПУ 5)	0,217

Лучшей АПУ, согласно выраженным предпочтениям, является АПУ 1 (Пункт П1).

Новизна предлагаемого подхода заключается в многокритериальном рассмотрении проблемы на двух уровнях с соответствующим формированием двух уровней альтернатив. Каждая АПУ может иметь возможные реализации в виде АВУ. АПУ и АВУ имеют различную степень детализации описаний последствий по критериям, что требует применения различных подходов к многокритериальной оценке. Предложена методика для решения задачи в такой постановке. Методика позволяет учесть неопределенность в предпочтениях ЛПР на стадии сравнения важности критериев. Также предложена процедура перевода оценок полезности в оценки сравнительной важности, что позволяет снизить загрузку ЛПР.

Литература

1. Кини Р. Размещение энергетических объектов: выбор решений. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с.

2. Ларичев О.И. Теория и методы принятия решений, а также Хроника событий в Волшебных странах. – М.: Логос, 2002. – 392 с.

3. Ларичев О. И. Вербальный анализ решений; Ин-т системного анализа РАН. – М.: Наука, 2006. – 181 с.

4. Саати Т. Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети. М.: Издательство ЛКИ, 2008. – 360 с.

5.Черноруцкий И. Г. Методы принятия решений. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 416 с.

6. Ноговицын Д. Д. Водные ресурсы Якутской АССР и их использование. – Якутск: изд. ЯФ СО АН СССР, 1985. – 124 с.

7. Панкратьев П.С., Шакиров В.А. Многокритериальный выбор створа гидроэлектростанции на реке Индигирке в республике Саха (Якутия) // Системы. Методы. Технологии. 2012. №3(15). – С.71-80.

УДК 332.145

АНАЛИЗ ПРОГНОЗНОЙ ОБЛАСТИ ВВОДА МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ[1]

П. В. Ступин

При исследовании и количественной оценке стратегической угрозы дефицита мощности важной составляющей является выделение из прогнозной области и исследование инвариантов и зоны нестабильности. Под инвариантными понимаются устойчивые, наиболее вероятные решения, получаемые в многовариантных расчетах при *всех*возможных изменениях исходных данных. В прогнозных исследованиях ТЭК выделение инвариантов относится как к поиску устойчивых структур в топливно-энергетическом балансе, так и к определению нижней границы взаимосвязанных значений потребностей в отдельных энергоносителях, их стоимости, минимально необходимого ввода новых мощностей в электроэнергетике и в топливной промышленности в рассматриваемой перспективе [1].

Метод анализа

Значительную часть общей прогнозной области (за вычетом зоны инвариантов) можно рассматривать как зону нестабильных значений и решений. При анализе показателей ввода новых мощностей их состав и значения, лежащие в зоне нестабильности выше инвариантов, можно характеризовать как рискованные. И чем больше они отличаются от инвариантов, тем выше риски и ниже гарантия такого ввода в рассматриваемый период. В связи с этим мы вводим понятия инвариантности *Inv(x)*как степени близости значению, являющемуся собственно инвариантом, а также обратной ей по смыслу увеличены – рискованности:*R(x) = 1 –Inv(x)*.Последняя может служить решению задачи количественной оценки инвестиционных рисков – одной из основных причин возможного дефицита мощностей. Инвариантность того или иного значения *x* понимается как отношение числа описанных в прогнозе сценариев, при которых достигается значение *большее или равное x*, к общему числу рассматриваемых сценариев*n*, т.е. $Inv(x) = \frac{m_x}{n}$, где m_x –число сценариев, влекущих реализацию значения *x*.

Важно отметить, что предложенная выше трактовка подразумевает *равно возможность* всех сценариев. При этом нужно понимать, что сама идеология сценарного анализа традиционно ориентирована на генерирование множества правдоподобных траекторий развития рассматриваемой системы в будущем, а не на прогнозирование того, какая из них является наиболее вероятной; его задачей является исследование возможных состояний системы в целях заблаговременного информирования заинтересованных лиц и выработки последними в должной мере адаптивных стратегий [2]. Т.е., строго говоря, вероятности сценариев в пределах прогноза принимаются именно несуществующими, а не просто неизвестными. Поэтому утверждать о равно вероятности сценариев можно лишь с известной долей условности, особенно принимая во внимание их логическую неоднородность и существование

[1] Работа отражает результаты исследований, выполняемых по гранту РФФИ (№ 12-06-00090-а).

определенной структуры, порожденной на множестве сценариев, которая, вообще говоря, может противоречить требованию их несовместности, равновероятности и элементарности как событий.

Тем не менее в первом приближении, за которым безусловно должно следовать раскрытие как первичной (структуры самих сценариев), так и вторичной структур (структура, образуемая множеством сценариев), можно принять то допущение, что в отсутствие явной доказательной вероятностной базы уместно будет постулировать в духе принципа Лапласа равновозможность сценариев и принимать каждый из них за своего рода аргумент [2]. Тогда возникает возможность установления того, в какой степени то или иное прогнозное значение определенного параметра является аргументированным (подтвержденным), или инвариантным.

Сбалансировать очевидную неоднородность сценариев с отсутствием (либо невозможностью) вероятностной их дифференциации нами предлагается путем коррекции удельного веса каждого из сценариев при расчете рискованности/инвариантности в соответствии с его важностью. Веса назначаются сценариям экспертно (что не исключает использования сколь угодно строгого инструментария соответствующего класса для генерации их распределения) по 10-балльной шкале [3]. При этом т.н. «базовый сценарий» трактуется как эталонный и получает максимальный вес. Веса *нормируются* (т.е. сумма весов всех сценариев устанавливается равной 1) и по сути заменяют значение *1/n*, которое по умолчанию присваивалось вероятности сценария выше (когда сценарии трактовались как равновозможные). Поэтому инвариантность *Inv(x)* рассчитывается как сумма нормированных весов сценариев w_i (точнее, произведения 1 на «дисконт», смысл которого получает вес), при которых достигаются значения большие или равные *x*. Соответственно $R(x) = 1 - \sum_{i=1}^{n} w_i$. Эта мера используется нами в дальнейших расчетах в качестве показателя рискованности того или иного значения вводимых мощностей. Легко видеть, что в том частном случае, когда всем сценариям присваивается одинаковый вес, формула принимает вид идентичный тому, который она имела при расчете без учета весов вообще.

Важно отметить то, что изменение удельного веса сценариев не оказывает никакого влияния на структуру всей их совокупности: сами сценарии не трансформируются, и поэтому не меняется ни инвариант, ни ранжирование в пределах зоны нестабильности относительно близости инварианту; сокращаются либо растягиваются только расстояния между этими значениями и меняются абсолютные значения рискованности в пределах остающегося неизменным порядка. В качестве перспективного направлення системного и внутренне непротиворечивого взвешивания сценариев автор видит применении методов кластерного анализа (тогда веса могут распределяться пропорционально расстоянию между сценариями с выделением «базового сценария» в качестве эталона) либо альтернативных подходов к структурированию данных средствами их самих, среди которых можно выделить теорию приближенных множеств (roughsets) Павлака.

[2] В смысле т.н. теорий логической вероятности от Бернулли до раннего Кейнса времен «Трактата о вероятности», Карнапа и др.

[3] Выбор самой шкалы произволен и может корректироваться из соображений удобства применения.

Экспериментальные расчеты

В качестве иллюстративного примера предлагаемого подхода, в том числе по причинам развитой информационной инфраструктуры, ниже используются материалы Информационного Энергетического Агентства США (U.S. Energy Information Administration), которое начиная с 1979 года регулярно публикует долгосрочные прогнозы развития энергетики США («Annual Energy Outlook»), а с 1995 г. – прогнозы развития мировой энергетики («International Energy Outlook»). В первые годы рассматривалась перспектива до 15 лет при трех сценариях мировых цен на нефть. В настоящее время прогнозный горизонт увеличился до 25 лет, возросло и количество и многообразие сценариев, насчитывающих теперь три десятка. Для анализа прогнозов в данной работе использовались публикации за 2014 год [3].

В связи с тем, что главным структурным элементом предлагаемого анализа является сценарий, то исчисление инвариантности требуется предварить обобщением данных о рассматриваемых при прогнозировании сценариев развития энергетики США. Ниже в Таблице 1приводится список сценариев, сопровождаемый их краткой характеристикой.

Номера, присвоенные сценариям в списке, закрепляются за ними и далее используются в качестве «кода» в соответствующих рисунках, таблицах и пр. Всю совокупность сценариев в порядке их минимально необходимой систематизации можно разбить на несколько логических групп: сценарии экономического роста (1–3), сценарии цен на нефть (4–5), сценарии политики государства в энергетике (6–7, 13), сценарии развития атомной энергетики и угольной промышленности (8–12, 14, 15), технологические сценарии (16, 21–25), сценарии развития нефтегазовой отрасли (17–18), сценарии потребительского спроса на отдельные виды энергии (19–20, 30),сценарии решения проблемы парниковых газов (26–29).

Экспертным образом каждому из сценариев автором присвоен удельный вес, характеризующий важность того или иного сценария относительно базового. Показатель принимает значения от 1 до 10.

Таблица 1

Сценарии развития энергетики США до 2040 г.

№	Название сценария	Описание	Вес
1	Reference case	Базовый сценарий. Средний годовой рост реального ВВП в период с 2012 по 2040 гг. составляет 2,4%. Цена на нефть принимает в 2040 году значение порядка $141.[4]	10
2	High economic growth	Сценарий высокого экономического роста. ВВП растет на 2,8% ежегодно. Все остальные параметры соответствуют базовому сценарию.	9
3	Low economic growth	Сценарий низкого экономического роста. ВВП растет на 1,9% ежегодно. Все остальные параметры соответствуют базовому сценарию.	9
4	High oil price	Сценарий высоких цен на нефть как результата повышенного спроса в развивающихся странах. Повышение спроса отражается в более высоком темпе экономического роста. Предполагается, что стоимость барреля нефти в 2040 г. составит $204.	8
5	Low oil price	Сценарий низких цен на нефть как результата низкого спроса на бензин и другие виды жидкого топлива в развивающихся странах, а также увеличения предложения. Снижение спроса отражается в более низком темпе экономического роста. Мировые цены на нефть падают в краткосрочной перспективе до $70, а затем постепенно растут, достигая уровня $75 к концу рассматриваемого периода.	8

[4] Здесь и далее цены приводятся в долларах США 2012 г.

№	Название сценария	Описание	Вес
6	Extended policies	Сценарий продолжения существующей энергетической политики. Берет за основу сценарий «без срока действия» и предполагает рост объема мощностей, подпадающих под инвестиционный налоговый кредит. В отличие от взятого за основу сценария «без срока действия» исключает продолжение субсидирования производства этанола и биотоплива. Сценарий подразумевает ввод новых повышенных требований к энергосбережению.	2
7	No sunset	Сценарий «без срока действия». Берет за основу базовый сценарий и предполагает бессрочное продление действия существующей энергетической политики и налоговых кредитов, в условиях которых изначально были заложены положения об ограниченном сроке их действия (за исключением тех составляющих, что требуют дополнительного финансирования либо активного вмешательства со стороны регулирующих органов).	2
8	Accelerated nuclear retirements	Сценарий ускоренного выбытия мощностей АЭС. Сценарий предполагает то, что срок эксплуатации АЭС ограничивается 60 годами, а наращивание мощностей возможно в пределах 0,7 ГВт. Ввод новых мощностей, помимо принятых в базовом сценарии, не рассматривается.	3
9	High nuclear	Сценарий развития электроэнергетики с высокой долей атома. Сценарий предполагает, что срок эксплуатация большинства АЭС ограничен 60 годами, а увеличение мощности АЭС возможно в пределах 6 ГВт. Ввод новых мощностей совпадает с планируемым в базовом сценарии.	4
10	Accelerated coal retirements	Сценарий ускоренного выбытия мощностей в угольной промышленности. Сценарий берет за основу сценарий ускоренного выбытия мощностей АЭС и подразумевает 3% ежегодный рост операционных издержек на угольных электростанциях начиная с 2013 г.	4
11	Accelerated nuclear and coal retirements	Сценарий ускоренного выбытия мощностей в атомной и угольной отраслях. Комбинация предыдущих двух сценариев.	3
12	Low nuclear	Сценарий развития электроэнергетики с низкой долей атома. Сценарий берет за основу сценарий ускоренного выбытия мощностей АЭС и дополняется допущениями, принятыми для сценариев больших запасов нефти и шаза, а также сценария «без срока действия».	4
13	ESICA legislation	Сценарий соответствия «Постановлению об энергосбережении и промышленной конкурентоспособности». Основывается на базовом сценарии, но предполагает существенное всестороннее улучшение показателей энергосбережения в соответствии с указанным нормативным актом.	2
14	Low coal cost	Сценарий развития угледобывающей отрасли при низкой себестоимости угледобычи. Рост добычи угля на 2,3% превышает заложенный в базовом сценарии, а снижение затрат на добычу достигает 25% к 2040 году относительно базового уровня.	4
15	High coal cost	Сценарий развития угледобывающей отрасли при высокой себестоимости угледобычи. Рост добычи угля на 2,3% ниже заложенного в базовом сценарии, а увеличение затрат на добычу достигает 24-31% к 2040 году относительно базового уровня.	4
16	Low renewable technology cost	Сценарий развития энергетики возобновляемых источников при низких затратах. Сценарий предполагает, что стоимость энергии, получаемой из возобновляемых источников (за исключением ГЭС) будет на 20% ниже уровня, заложенного в базовый сценарий, на протяжении всего горизонта прогнозирования.	2
17	Low oil and gas resource	Сценарий малых запасов нефти и газа. Коэффициент нефте- и газоотдачи на скважине принимается на 50% меньше, чем в базовом сценарии.	3
18	High oil and gas resource	Сценарий больших запасов нефти и газа. Коэффициент нефте- и газоотдачи на скважине принимается на 50% больше, чем в базовом сценарии. Также предусматривается освоение источников нетрадиционной нефти (керогены и др.)	4

№	Название сценария	Описание	Вес
19	High vehicle miles traveled	Сценарий интенсивного использования личного автотранспорта для определенных сегментов рынка. Предполагает более высокую стоимость лицензирования и потребность в транспорте. Превышает значение соответствующего показателя базового сценария на 3-7% в разные годы.	3
20	Low vehicle miles traveled	Сценарий менее интенсивного использования личного автотранспорта. Значения соответствующих показателей на 5% ниже, чем в базовом сценарии.	2
21	High rail liquefied natural gas	Сценарий большой доли грузовых поездов, которые могут использовать в качестве топлива СПГ. Предполагается, что к 2037 г. доля составит 100%.	1
22	Low rail liquefied natural gas	Сценарий относительно низкой доли грузовых поездов, которые могут использовать в качестве топлива СПГ.	1
23	2013 demand technology	Сценарий использования потребителями только технологий доступных только до 2013 года включительно. Энергоэффективность производства зафиксирована на уровне 2014 г.	1
24	High demand technology	Сценарий заблаговременной экономической и технической доступности потребителям продвинутых технологий. Сценарий подразумевает существенный рост энергоэффективности во всех секторах.	4
25	Best available demand technology	Сценарий использования потребителями только наиболее эффективных технологий в каждый год рассматриваемого временного периода вне зависимости от их стоимости. Подразумевается рост энергосбережения в новых постройках, обслуживающих деятельность коммерческого сектора, до 50%.	5
26	No greenhouse gas concern	Сценарий игнорирования проблемы парниковых газов. Сценарий подразумевает полное отсутствие влияния проблемы парниковых газов на принятие инвестиционных и прочих решений.	2
27	Greenhouse gas $10	Сценарий «GHG10», подразумевающий плату от $10 за каждую метрическую тонну выбросов CO2, начиная с 2015 года, с последующим ежегодным ростом платы на 5% до 2040 года.	2
28	Greenhouse gas $25	Сценарий «GHG25», подразумевающий плату от $25 за каждую метрическую тонну выбросов CO2, начиная с 2015 года, с последующим ежегодным ростом платы на 5% до 2040 года.	2
29	Greenhouse gas $10 and low gas prices	Комбинация сценария «GHG10» и сценария низких цен на газ.	1
30	Low electricity demand	Сценарий низкого спроса на электроэнергию. Экспериментальный сценарий, разработанный с целью изучения последствий снижения спроса на всем исследуемом промежутке времени. За основу берет сценарий использования потребителями только наиболее эффективных технологий.	2

Рассматривая указанные выше сценарии на предмет прогнозируемой динамики ввода новых мощностей ПГУ в США, можно получить исходное развертывание во времени интервалов неопределенности, соответствующее представленному на рис. 1 (штриховой линией выделен базовый сценарий).Следует отметить, что уже к 2025 году разница между минимальным и максимальным значениями достигает 8 раз, но затем стабилизируется на этом уровне до самого конца прогнозного горизонта.

В Таблице 2 в соответствии с предложенной нами мерой рискованности приводятся полученные значения этой меры для избранных сценариев ввода новых мощностей ПГУ.Рискованность рассматривается в динамике на протяжении всего горизонта прогнозирования. Равенство 0 должно истолковываться как гарантированность этого значения при реализации любого сценария. В этом смысле эталонными (собственно инвариантами) следует считать, начиная с 2025-30 гг.,экспериментальный сценарий низкого спроса на электроэнергию (№ 30); в 2020 г. безрисковым соответствуют значения, зафиксированные в сценарии малых запасов нефти и газа (№ 17), в 2025 г. – сценарий использования потребителями наиболее

эффективных технологий (№ 25). Относительно этих значений все остальные становятся в той или иной степени (количественно оцененной) нестабильными, или рискованными.

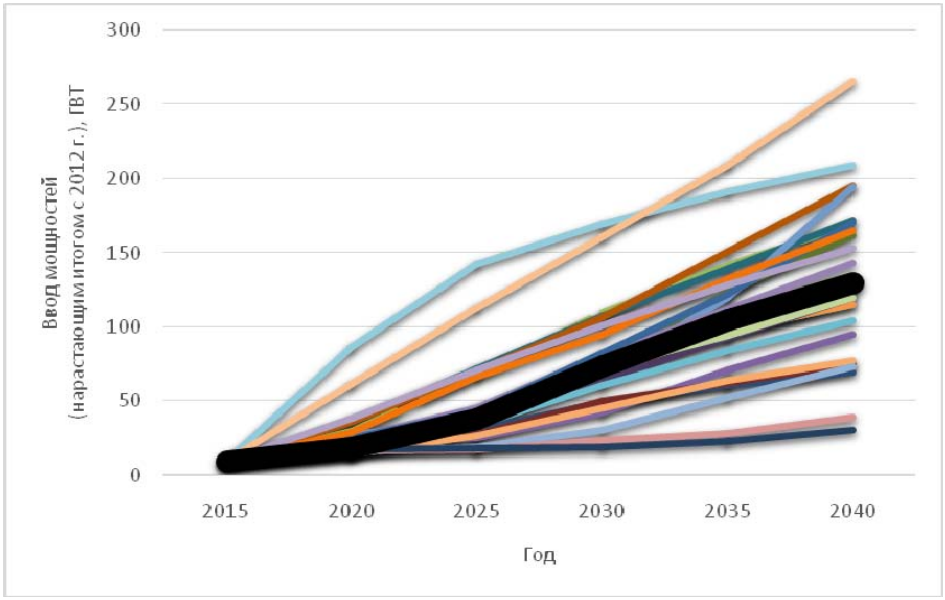


Рис. 1. Прогнозируемая динамика ввода мощностей ПГУ в США при разных сценариях развития энергетики. Источник: [3] и расчеты автора

Таблица 2

Рискованность прогнозных значений ввода мощностей ПГУ в США (2015–40), избранные сценарии[5]

Сценарий	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1	0,00	0,50	0,33	0,57	0,58	0,53
2	0,00	0,81	0,81	0,89	0,86	0,76
3	0,00	0,61	0,10	0,10	0,16	0,16
4	0,00	0,14	0,59	0,30	0,32	0,26
5	0,00	0,14	0,59	0,30	0,32	0,26
9	0,00	0,31	0,26	0,26	0,26	0,41
10	0,00	0,89	0,94	0,86	0,83	0,87
12	0,00	0,77	0,30	0,46	0,70	0,91
13	0,00	0,34	0,47	0,44	0,51	0,63
14	0,00	0,03	0,52	0,50	0,46	0,46
15	0,00	0,69	0,77	0,73	0,67	0,67
17	0,00	0,00	0,18	0,18	0,14	0,14
18	0,00	0,73	0,73	0,77	0,74	0,84
24	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,08
25	0,00	0,10	0,00	0,02	0,02	0,02
30	0,00	0,29	0,05	0,00	0,00	0,00

[5] Сценарии, которым присвоен вес 4 и более баллов, а также сценарии, которые являются носителями инвариантных значений в тот или иной год.

На рис. 2 для каждого временного среза (в целях большей ясности иллюстрации показаны только три: 2020, 2030 и 2040 гг.) построено соответствующее распределение рискованности как функции от объема вводимых мощностей ПГУ в определенный год. Зависимость хорошо описывается логарифмической аппроксимацией (коэффициент детерминации принимает значения близким 0,8).

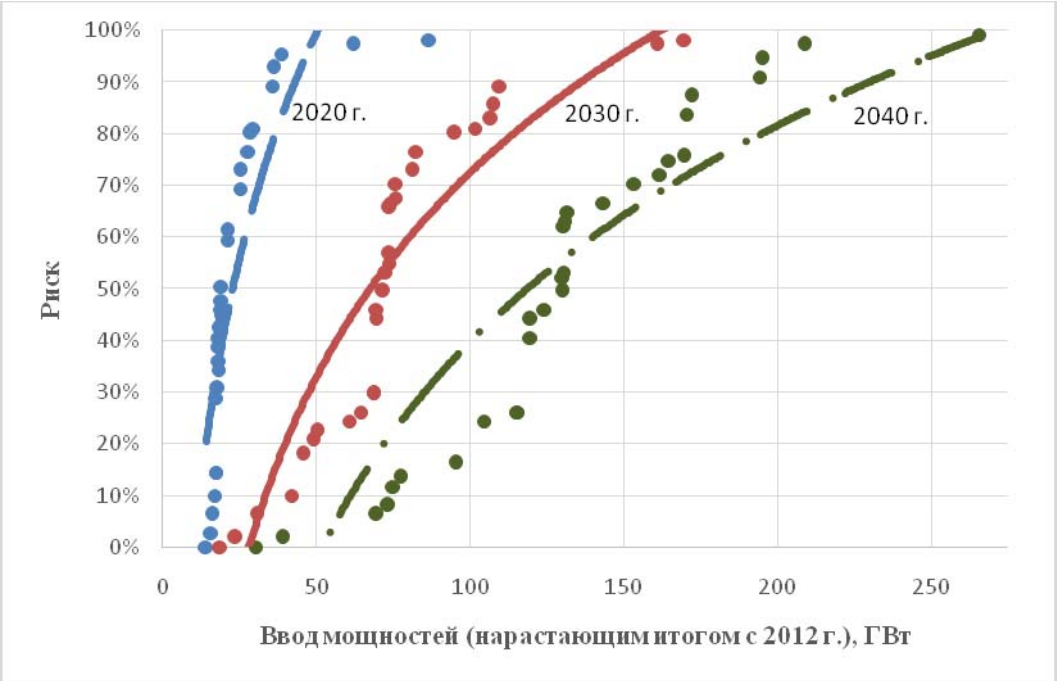


Рис. 2. Риски ввода ПГУ разной мощности

Заключение

Экспериментальные расчеты с использованием прогнозов развития электроэнергетики США показали работоспособность и гибкость предлагаемого метода выделения в прогнозной области инвариантов ввода мощностей и количественной оценки их рискованности. Проведенное исследование свойств предложенного инструментария указывает на то, что дальнейшее формальное развитие подхода может быть продуктивно реализовано за счет всестороннего анализа «вторичной структуры» на множестве рассматриваемых сценариев.

Литература

1. Кононов Ю.Д. Поэтапный подход к повышению обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК и к оценке стратегических угроз// Известия РАН. Энергетика. 2014. № 2. – С. 61-70.
2. Amer M., Daim T.,Jetter A. Are view of scenario planning // Futures. 2013. № 46. –С. 23-40.
3. U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2014. Режим доступа: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/

Прикладная математика и информатика

УДК 004.89

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОАГЕНТНОГО ПОДХОДА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММНЫХ СИСТЕМ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЙ ЭЭС

В.И. Гальперов

Введение

В современных условиях функционирования и управления ЭЭС требуется создание расчетной модели для схем большой размерности (порядка нескольких тысяч узлов) на базе методов оценивания состояния ЭЭС. Задача оценивания состояний состоит в расчете установившегося режима ЭЭС по данным телеизмерений и телесигналов [1]. Одним из способов ускорения расчета установившегося режима и оценивания состояний ЭЭС является распределенная обработка данных. Данные разбиваются на небольшие группы, которые рассчитываются параллельно друг другу и затем вновь объединяются.

В [2] был предложен алгоритм решения задачи оценивания состояния с учетом структурной и функциональной декомпозиции. Данный алгоритм состоит из следующих этапов:

1. Выполняется деление полной расчетной схемы ЭЭС на достаточно крупные подсистемы. В базисном узле полной схемы устанавливается устройство PMU.
2. На втором этапе декомпозиции расчетная схема каждой подсистемы, в свою очередь делится на области, соответствующие уровням узловых напряжений.
3. Расчет начинается с области самого высокого уровня напряжения (750-500 кВ) для каждой подсистемы первого уровня декомпозиции.
4. Последовательно рассчитываются остальные фрагменты схемы, ранжированные по уровням напряжений (220 кВ, 110 кВ и т.д.), всякий раз в качестве базисного узла выбирается узел, граничный с областью более высокого уровня напряжений.
5. Рассчитываются инъекции в граничных узлах между областями разного класса напряжения.
6. После окончания расчета всех подсистем первого уровня декомпозиции аналогичная задача решается для граничных узлов с PMU, если узлы транзитные, то вычисляются перетоки в граничных связях.
7. Для формирования общего решения для всей схемы выполняется агрегирование результатов, полученных для отдельных подсистем, и результатов решения координационной задачи.

Одним из возможных способов реализации данного алгоритма на практике является использование многоагентного подхода [3]. Многоагентный подход является относительно новым в программировании. Под агентом принято понимать автономный процесс, способный реагировать на среду исполнения и вызывать в ней изменения, возможно, в кооперации с пользователями или другими агентами. Нередко агенты понимаются как вычислительные единицы, поддерживающие локальные состояния и параллельные вычисления, а также способные в процессах коммуникации достигать состояния других агентов и автоматически выполнять действия в некоторых условий среды [4]. Так же под агентом понимается «любая сущность, которая находится в некоторой среде, воспринимает ее посредством сенсоров, получая данные,

которые отражают события, происходящие в среде, интерпретирует эти данные и действует на среду посредством эффекторов». Таким образом, здесь вычленяются четыре исходных фактора, образующих агента – среда, восприятие, интерпретация, действие [5]. В отношении агентных технологий пока нет четких методов их разработки и алгоритмов функционирования. Основные достижения в этой части пока ориентируются на аспекты практической реализации и пока далеки от практики.

Основные преимущества использования многоагентных систем, это: распределенные вычисления, масштабирование и автономность. Агенты должны быть распределены по локальной сети для обеспечения децентрализованной обработки данных. Они должны уметь общаться между собой, обмениваться информацией и кооперироваться для выполнения задач.

В данной статье предлагается подход для реализации многоагентных систем оценивания состояний ЭЭС, однако так же его можно применять для разработки многоагентных систем предназначенных для решения иных вычислительных задач.

Взаимодействие между агентами

Алгоритм решения задачи может включать в себя несколько этапов. В таком случае возможна ситуация, когда для выполнения различных этапов алгоритма существуют специальные библиотеки, написанные на разных программных платформах. Таким образом, существует необходимость разработки метода взаимодействия агентов, работающих на разных программных платформах.

Конкретный агент не изолирован от других агентов. Предлагается осуществлять обмен информацией между отдельными агентами системы посредством передачи XML-файлов по сети. Для передачи данных по локальной сети широко используется стек протоколов TCP/IP. Большинство программных платформ могут использовать TCP/IP для передачи данных по сети. Таким образом, при помощи TCP/IP мы можем обмениваться информацией между программами, написанными на разных программных платформах. То же самое касается и агентов. В том случае, если какую-то задачу проще реализовать и рассчитывать на конкретной платформе, можно использовать агента работающего именно под ней. Он точно так же сможет взаимодействовать с другими агентами.

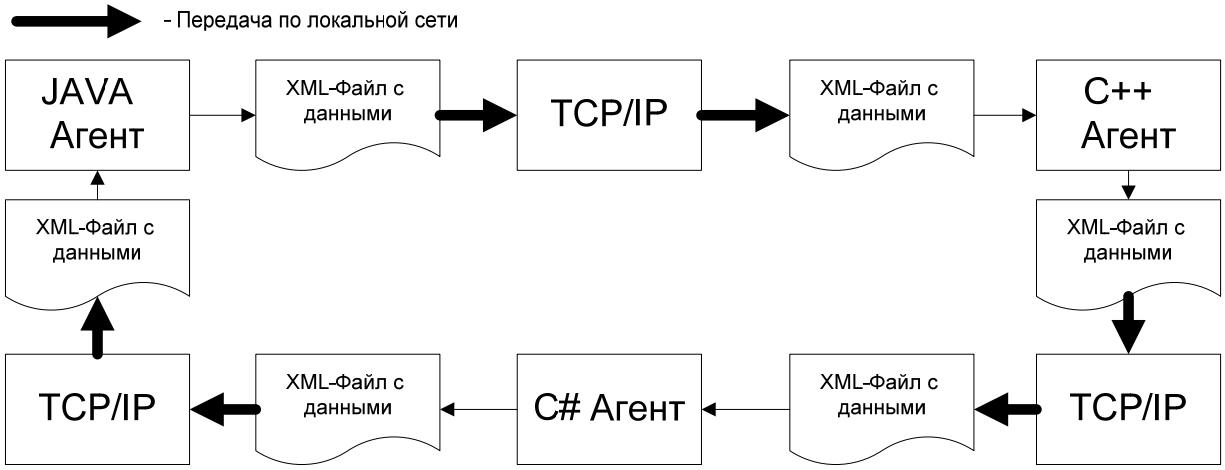


Рис. 1. Схема межплатформенного взаимодействия агентов по локальной сети

XML-файлы, которые используются в многоагентной системе, состоят из двух частей. В первой части находится информация о местонахождении агента в локальной сети, чтобы агент-получатель знал, по какому адресу ему необходимо отправлять ответ. В этой части указаны сетевые координаты агента (IP-адрес и порт), тип сообщения

(запрос, результат и подтверждение), тип агента (зависит от тех задач, которые он может выполнять) и его состояние (свободен или занят). Также этот список может быть расширен при необходимости.

Во второй части файла хранятся данные. Это могут быть как данные для расчетов, так и данные для кооперации. XML-файлы делятся на два типа: расчетные и системные. В расчетных расположена информация, необходимая для проведения вычислений. Системные XML-файлы нужны для координации и кооперации, чтобы агенты могли договариваться, распределять задачи между собой и принимать коллективные решения.

Алгоритм поведения агентов

Для организации процесса распределения задачи в многоагентных системах создается либо система распределенного решения проблемы, либо децентрализованный искусственный интеллект. В случае использования децентрализованного искусственного интеллекта распределение заданий происходит в процессе взаимодействия агентов и носит больше спонтанный характер. Во втором варианте процесс декомпозиции глобальной задачи и обратный процесс агрегирования найденных решений происходит под управлением некоторого единого «центра». При этом многоагентная система проектируется строго сверху вниз, исходя из ролей, определенных для агентов, и результатов разбиения глобальной задачи на подзадачи. В случае использования децентрализованного искусственного интеллекта распределение заданий происходит в процессе взаимодействия [6].

Децентрализованный искусственный интеллект используется в основном для проведения агентного моделирования в том случае, когда больше важен не финальный результат, а протекание процесса. Например, моделирование поведения толпы при эвакуации или же торги между продавцом и покупателем на рынке. Тогда каждый агент будет преследовать свои собственные цели, которые могут быть полностью противоположны интересам других агентов. Однако 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. Также во время работы системы в нее могут входить новые агенты, а другие переставать работать. Агенту необходимо получать информацию о других агентах, находящихся в системе, чтобы знать, с кем можно взаимодействовать. Таким образом, необходим агент, который бы контролировал работу всей системы.

Для этого вся информация касательно существующих в системе агентов хранится централизованно в главном модуле. Он составляет и редактирует список активных агентов, следит за ходом выполнения работы. А также хранит исходные данные для расчетов, промежуточные и итоговые результаты работы агентов.

О всех изменениях в своем состоянии агент должен известить главный модуль, чтобы тот обладал актуальной информацией о состоянии системы. В том случае, если агент выполняет работу, дольше чем требуется, то главный модуль отправляет ему запрос, чтобы агент передал ему отчет о ходе выполнения работы. В случае, если ответ от агента не приходит (агент «завис», отключился и т.д.), то главный модуль удаляет его из списка агентов и перепоручает его работу другому свободному в данный момент агенту, или ждет, пока таковой освободится.

На рис.2 представлен общий алгоритм работы агентов. После того, как агент включился и готов к работе, он направляет информацию о себе главному модуля, чтобы тот внес его в список активных агентов и в дальнейшем к нему могли обращаться другие агенты. После этого агент ждет поступления новой задачи и после этого начинает выполнять вычисления. После окончания вычислений агент информирует об

этом главный модуль. Когда агент выполняет свою часть алгоритма, он должен передать данные другому агенту, который продолжит вычисления. Сначала этого агента необходимо найти. Его поисками будет заниматься тот агент, который только что закончил свою часть алгоритма. Он запрашивает у главного модуля список свободных на данный момент агентов и отправляет каждому запрос. Как только агентом получен ответ, то эта информация передается главному модулю, а данные для расчета отсылаются найденному агенту.

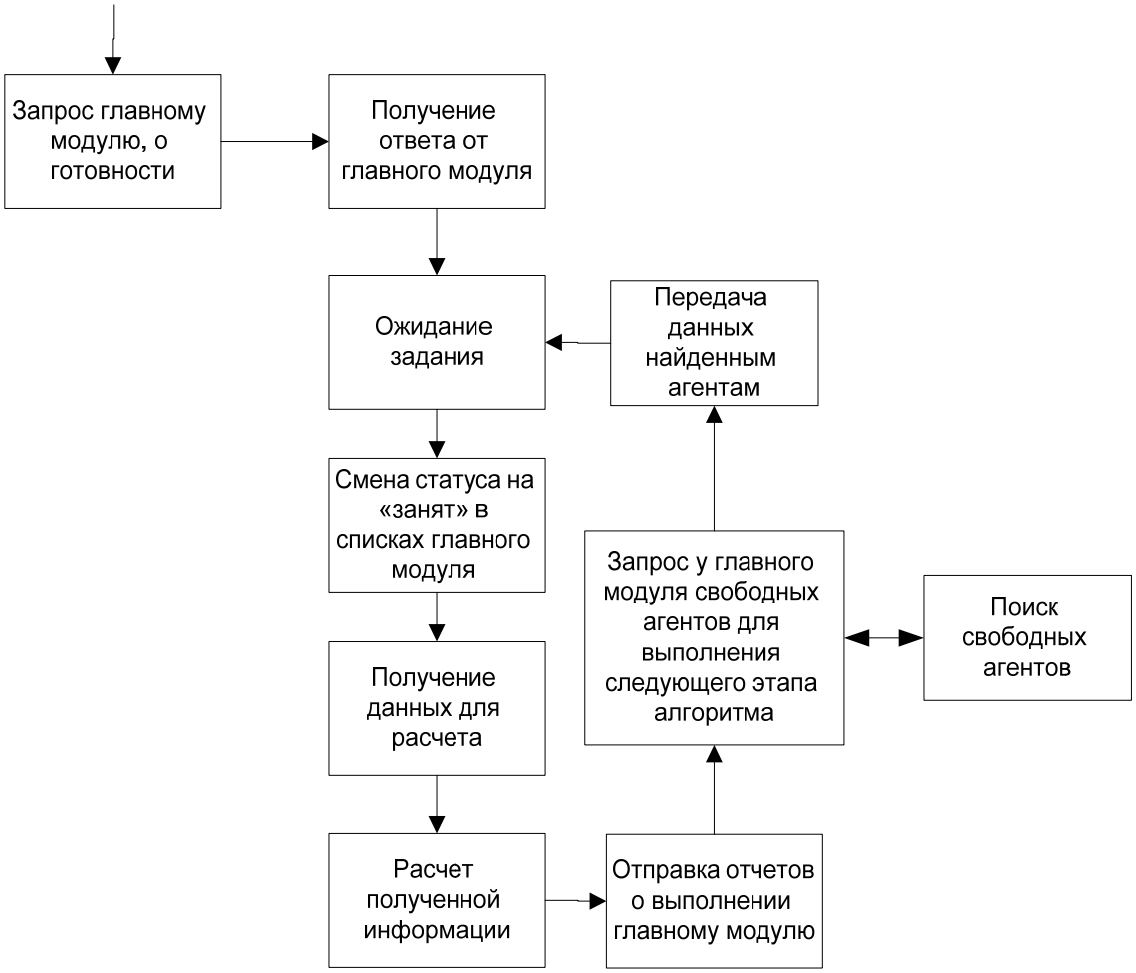


Рис. 2. Схема общего алгоритма работы агентов

Одно из основных преимуществ многоагентных систем - распределенная обработка данных. Нецелесообразным является использование многоагентных систем для реализации линейных алгоритмов решения задач, поскольку затраты времени на пересылку данных по сети будут лишь тормозить процесс расчета. Однако в случае, когда алгоритм позволяет проводить какие-либо вычисления параллельно друг другу, распределенная обработка может значительно сократить время расчетов. Поэтому при поиске агентов могут возникнуть сложные ситуации, требующие кооперации между агентами.

Основные возможные ситуации, которые могут возникнуть при поиске агентов, указаны на рис. 3. В первом случае агенту необходимо найти другого агента. В данной ситуации никаких сложностей нет. Первый же ответивший на запрос агент становится искомым и приступает к выполнению задания.

Вторая ситуация не сильно отличается от первой. Здесь один агент должен найти двух или более агентов, чтобы те продолжили решать задачу, выполняя параллельные

вычисления. Важно обработать ситуацию, когда из требуемого количества агентов свободно только несколько. В таком случае следует дать задание свободным агентам, после этого запросить у главного модуля обновленный список и продолжить поиски до тех пор, пока не найдется свободный.

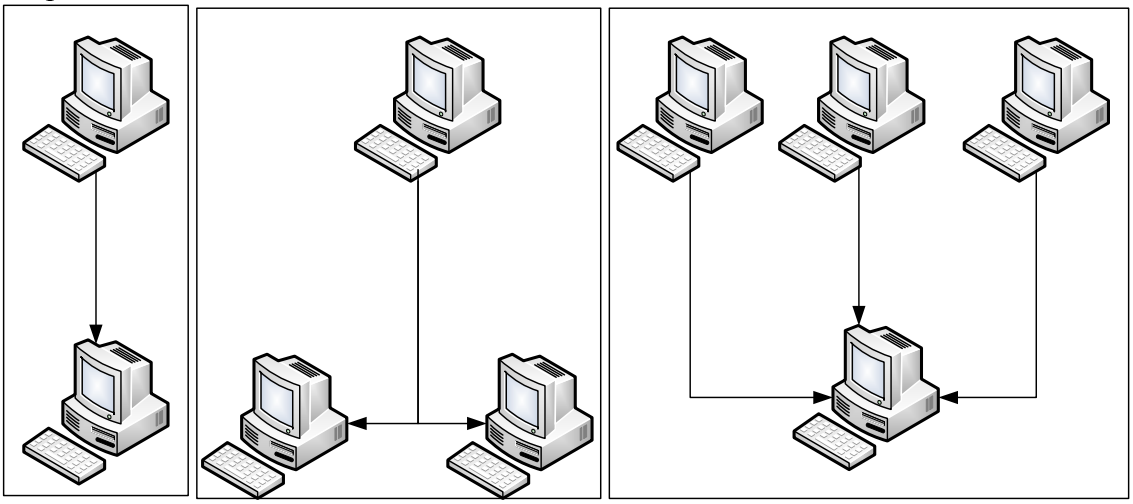


Рис. 3. Ситуации, которые могут возникнуть при поиске агентов

Самая проблематичная ситуация, когда нескольким агентам необходимо найти одного. Это может произойти, если распределенный этап алгоритма сменяется линейным этапом. В этом случае агентам необходимо взаимодействовать друг с другом, чтобы определить следующего агента. Каждый должен знать координаты остальных агентов, чтобы информировать друг друга о результатах поиска. Все агенты начинают поиск в тот момент, когда закончат выполнять свои задачи. Тот агент, который первый нашел свободного агента, извещает остальных об этом и пересылает им адрес найденного агента, чтобы они знали, куда передавать данные. Может произойти так, что два агента одновременно обнаружили свободного. Поэтому перед тем, как передавать данные найденному агенту, агенты-поисковики должны достигнуть единого мнения в том, какого из найденных агентов они будут использовать. Определяется, какой из агентов был найден раньше, тому и отдается предпочтение. Когда агенты-поисковики окончательно утвердили кандидатуру следующего агента, они передают ему данные для расчетов.

Заключение

В рамках данной статьи был предложен подход к реализации мультиагентной системы. Предложен метод межплатформенного взаимодействия между агентами при помощи сетевого протокола TCP/IP и XML-файлов. Описана структура XML-файлов и тех данных, которые в них хранятся. Так же был разработан алгоритм поведения агентов, при выполнении многоэтапных расчетов. Определены, возможны ситуации, которые могут произойти при поиске агентов.

В дальнейшем планируется разработать агентные сценарии, чтобы пользователь сам мог настраивать алгоритмы вычислений, чтобы можно было вводить новые типы агентов и использовать их без внесения изменений в исходный код системы. Полученные результаты планируется использовать при создании многоагентной системы для оценивания состояний электроэнергетической системы с учетом структурной и функциональной декомпозиции.

Литература

1. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Оценивание состояния в электроэнергетике. – М.: Наука. – 1983. – 302 с.
2. 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.
3. Гальперов В.И., 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. – 231 с.
4. Городецкий В.И. Многоагентные системы: современное состояние исследований и перспективы применения. Новости искусственного интеллекта. 1996. №1. – С. 44-59.
5. Рассел С., Норвиг П. Искусственный интеллект: современный подход, 2-е изд.: Пер. с англ. – М.: Издательский дом "Вильямс", 2006. – 1408 с.
6. http://www.aiportal.ru/articles/multiagent-systems/multiagent-systems.html

УДК 330.42

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Н.В. Дресвянская

Аннотация

В работе рассматривается модель функционирования источников и потребителей электроэнергии в рыночных условиях. Анализируется ситуация, в которой источники электроэнергии начинают манипулировать своими расходными характеристиками с целью максимизации своей прибыли. В результате чего получается некооперативная игра k лиц, для которой доказано существование равновесия по Нэшу. Приводится аналитический вид равновесного решения для случая двух источников. Также рассматривается численный пример, описывающий основные результаты работы.

Введение

В работе рассматривается электроэнергетическая система (ЭЭС), состоящая из m узлов и n линий [1, 2]. Не уменьшая общности, будем считать, что в первых k ($k < m$) узлах находятся источники электроэнергии (ГЭС, ТЭС, АЭС и т.д.), а в остальных $(m-k)$ - потребители. Перетоки электроэнергии в сети должны удовлетворять первому закону Кирхгофа

$$Ax = b,$$

где x_j - переток по линии j,

b_i - генерация в $i-ом$ узле при $i = \overline{1,k}$ или нагрузка в $i-ом$ узле при $i = \overline{k+1,m}$,

A - матрица инцидентности размера $m \times n$, элементы которой определяются следующим образом:

$$a_{i,j} = \begin{cases} -1, если\ \ j-ая\ \ дуга\ \ входит\ \ в\ \ i-ый\ \ узел, \\ 0, если\ \ j-ая\ \ дуга\ \ не\ \ связана\ \ с\ \ i-ым\ \ узлом, \\ 1, если\ \ j-ая\ \ дуга\ \ выходит\ \ из\ \ i-ого\ \ узла. \end{cases}$$

Необходимо отметить, что матрица инцидентности A обладает следующим свойством: если $y^T A = 0$, то $y_1 = y_2 = \ldots = y_m$.

Нагрузка потребителей считается постоянной, т.е. $b_i = const,\ i = \overline{k+1,m}$. Генерация электроэнергии источниками определяется функцией издержек

$$c_i(b_i) = \alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i + \gamma_i,\ \alpha_i > 0,\ i = \overline{1,k}, \quad (1)$$

где $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ - заданные константы.

В соответствии с существующими нормативами механизм ценообразования выглядит следующим образом. Решается задача выпуклого квадратичного программирования

$$\sum_{i=1}^{k} c_i(b_i) = \sum_{i=1}^{k} \alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i + \gamma_i \to \min, \quad (2)$$

$$Ax = b. \quad (3)$$

Каждому узлу соответствует своя двойственная переменная, оптимальное значение которой и берется в качестве узловой цены. В соответствии с этими узловыми ценами происходят финансовые расчеты между потребителями и источниками.

В условиях рынка такая схема ценообразования не выгодна с точки зрения источников, поскольку в своей работе они ориентируются на максимум прибыли, а не на минимум суммарных издержек, что и представляет собой задача (2)-(3).

В данной ситуации источники начинают манипулировать своими расходными характеристиками, т.е. параметрами $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ в (1) с целью максимизации своей прибыли при ценах, определяемых после решения задачи (2)-(3).

Среди целей работы выделим следующие: выяснить влияние параметра β_i (α_i, γ_i считаются константами) на прибыль $i-ого$ источника, сформулировать соответствующую некооперативную игру k лиц, исследовать существование равновесия по Нэшу в этой игре.

Математический анализ механизма ценообразования

Для решения задачи (2)-(3) воспользуемся методом Лагранжа. Составим функцию Лагранжа и минимизируем ее:

$$L = \sum_{i=1}^{k} (\alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i + \gamma_i) + \lambda^T (Ax - b) \to \min.$$

Вычислим частные производные и приравняем их к нулю:

$$\frac{\partial L}{\partial b_i} = 2\alpha_i b_i + \beta_i - \lambda_i = 0, \; i = \overline{1,k} \tag{4}$$

$$L_x = \lambda^T A = 0, \;\; L_x = \left(\frac{\partial L}{\partial x_1}, \ldots, \frac{\partial L}{\partial x_n} \right)^T. \tag{5}$$

Используя свойство матрицы инцидентности A, из (5) получаем, что все цены λ_i равны одной и той же цене, которую обозначим p,

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \ldots = \lambda_m = p. \tag{6}$$

Таким образом, в силу (4) и (6) устанавливается единая цена

$$2\alpha_i b_i + \beta_i = p. \tag{7}$$

Заметим, что величина $2\alpha_i b_i + \beta_i$ есть величина предельных издержек $i-ого$ источника, поскольку $c_i'(b_i) = 2\alpha_i b_i + \beta_i$. Поэтому в оптимальном решении все производители выходят на одинаковый уровень предельных издержек, который и равен установившейся цене.

Таким образом, в рассматриваемой модели все расчеты происходят по единой цене, определяемой текущими издержками источников.

Поведение источников

Перейдем к описанию прибыли $i-ого$ источника как функции нулевых предельных издержек $\beta_i = c_i'(0)$. С практической точки зрения влияние параметра β_i на прибыль наиболее существенно.

Основной целью источника является получение максимальной прибыли

$$pb_i - \alpha_i b_i^2 - \beta_i b_i - \gamma_i \to \max,$$

где p - цена на продаваемую электроэнергию.

Запишем функцию прибыли $i-ого$ источника

$$П_i = pb_i - (\alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i + \gamma_i).$$

С учетом равенства (7) преобразуем полученное выражение

$$П_i = (2\alpha_i b_i + \beta_i)b_i - \alpha_i b_i^2 - \beta_i^0 b_i - \gamma_i = \alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i - \beta_i^0 b_i - \gamma_i,$$

где β_i^0 - реальные нулевые издержки $i-ого$ источника.

Зная нагрузку в каждом узле, мы можем посчитать общую нагрузку

$$b_1 + b_2 + \ldots + b_k = b_{k+1} + \ldots + b_m = b_T. \quad (8)$$

Выразим из равенства (7) b_i как функцию p

$$b_i(p) = \frac{p - \beta_i}{2\alpha_i}. \quad (9)$$

Подставим это выражение в (8)

$$\frac{p-\beta_1}{2\alpha_1} + \frac{p-\beta_2}{2\alpha_2} + \cdots + \frac{p-\beta_k}{2\alpha_k} = b_T$$

или

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{p-\beta_i}{2\alpha_i} = b_T.$$

Выразим из последнего равенства p

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{p}{2\alpha_i} - \sum_{i=1}^{k} \frac{\beta_i}{2\alpha_i} = b_T,$$

$$\frac{p}{2}\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i} - \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{k}\frac{\beta_i}{\alpha_i} = b_T \Rightarrow p^*(\beta) = 2\left[\frac{b_T + \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{k}\frac{\beta_i}{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}}\right].$$

Заметим, что увеличение параметра β_i влечет за собой увеличение $p^*(\beta)$.

Подставим найденную цену $p^*(\beta)$ в (9) при $i = q$ и найдем оптимальный объем генерации каждого источника

$$b_q^*(\beta) = \frac{\frac{2b_T + \sum_{i=1}^{k}\frac{\beta_i}{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}} - \beta_q}{2\alpha_q} = \frac{2b_T + \sum_{i=1}^{k}\frac{\beta_i}{\alpha_i} - \beta_q\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}} \cdot \frac{1}{2\alpha_q},$$

$$b_q^*(\beta) = \frac{2b_T + \sum_{i=1}^{k}\frac{\beta_i - \beta_q}{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}} \cdot \frac{1}{2\alpha_q}.$$

Аналитическое выражение функций прибыли как функций параметров β имеет вид

$$\Pi_q(\beta) = K_q \cdot (\beta_q)^2 + l(\beta),\ q = \overline{1,k}, \qquad (10)$$

где $l(\beta)$ - линейная функция относительно β_q, K_q - некоторая константа.

Стоит отметить, что прибыль q - *го* производителя зависит не только от собственных нулевых предельных издержек, но и от нулевых предельных издержек других производителей.

Увеличение своих собственных издержек (параметра β_q) приведет к уменьшению своего собственного выпуска, и тем самым, к увеличению выпуска других участников. В итоге получается некооперативная игра k лиц с функциями выигрыша (10).

Лемма: Величина $K_q < 0$.

Выделим коэффициент, стоящий перед β_q^2. Далее путем несложных математических преобразований получаем, что коэффициент K_q строго меньше нуля.

$$K_q = -\frac{1}{4}\frac{\left(\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}\right)^2 \cdot \alpha_q^2 - 1}{\alpha_q^3\left(\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}\right)^2} = -\frac{1}{4}\left[\frac{\left(\sum_{i=1}^{k}\frac{\alpha_q}{\alpha_i}\right)^2 - 1}{\alpha_q^3\left(\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}\right)^2}\right] = -\frac{1}{4}\left[\frac{\left(1+\sum_{i\neq q}^{k}\frac{\alpha_q}{\alpha_i}\right)^2 - 1}{\alpha_q^3\left(\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{\alpha_i}\right)^2}\right] < 0\ .$$

Из леммы следует, что каждая функция $\Pi_q(\beta)$ вогнута по β_q. Из известной теоремы о существовании равновесия следует, что в данной игре существует равновесие по Нэшу.

Для случая двух источников равновесное решение удается получить в аналитическом виде. Запишем функции прибыли для каждого источника

$$\Pi_1(\beta_1,\beta_2) = \frac{1}{4}\cdot\frac{\left(2b_T + \frac{\beta_2-\beta_1}{\alpha_2}\right)^2}{\alpha_1\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)^2} + \frac{1}{2}\cdot\frac{\beta_1\left(2b_T + \frac{\beta_2-\beta_1}{\alpha_2}\right)}{\alpha_1\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)} - \frac{1}{2}\cdot\frac{\beta_1^0\left(2b_T + \frac{\beta_2-\beta_1}{\alpha_2}\right)}{\alpha_1\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)} - \gamma_1,$$

$$\Pi_2(\beta_1,\beta_2) = \frac{1}{4}\cdot\frac{\left(2b_T + \frac{\beta_1-\beta_2}{\alpha_1}\right)^2}{\alpha_2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)^2} + \frac{1}{2}\cdot\frac{\beta_2\left(2b_T + \frac{\beta_1-\beta_2}{\alpha_1}\right)}{\alpha_2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)} - \frac{1}{2}\cdot\frac{\beta_2^0\left(2b_T + \frac{\beta_1-\beta_2}{\alpha_1}\right)}{\alpha_2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)} - \gamma_2.$$

Рассмотрим коэффициенты, стоящие перед β_1^2 и β_2^2:

$$K_1 = \frac{1}{4\alpha_1\alpha_2^2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)^2} - \frac{1}{2\alpha_1\alpha_2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)} = \ldots = -\frac{1}{4}\cdot\frac{\alpha_1+2\alpha_2}{(\alpha_1+\alpha_2)^2},$$

$$K_2 = \frac{1}{4\alpha_2\alpha_1^2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)^2} - \frac{1}{2\alpha_1\alpha_2\left(\frac{1}{\alpha_1}+\frac{1}{\alpha_2}\right)} = \ldots = -\frac{1}{4}\cdot\frac{\alpha_2+2\alpha_1}{(\alpha_1+\alpha_2)^2}.$$

Для нахождения равновесия продифференцируем Π_1 по β_1, Π_2 по β_2 и приравняем полученные производные к нулю

$$\frac{\partial \Pi_1(\beta_1,\beta_2)}{\partial \beta_1} = -\frac{1}{2}\cdot\frac{\beta_1(\alpha_1+2\alpha_2)-\beta_2\alpha_2-2b_T\alpha_2^2-\beta_1^0(\alpha_1+\alpha_2)}{(\alpha_1+\alpha_2)^2}=0,$$

$$\frac{\partial \Pi_2(\beta_1,\beta_2)}{\partial \beta_2} = \frac{1}{2}\cdot\frac{\beta_1\alpha_1-\beta_2(2\alpha_1+\alpha_2)+2b_T\alpha_1^2+\beta_2^0(\alpha_1+\alpha_2)}{(\alpha_1+\alpha_2)^2}=0.$$

Решив данную систему, мы получим аналитический вид равновесного решения

$$\beta_1 = \frac{1}{2}\cdot\frac{2b_T\alpha_2(\alpha_1+\alpha_2)+\beta_1^0(2\alpha_1+\alpha_2)+\beta_2^0\alpha_2}{\alpha_1+\alpha_2},$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2}\cdot\frac{2b_T\alpha_1(\alpha_1+\alpha_2)+\beta_2^0(\alpha_1+2\alpha_2)+\beta_1^0\alpha_1}{\alpha_1+\alpha_2}.$$

Поскольку функции выигрыша квадратичны по своим стратегиям, то нахождение равновесия в общем случае сводится к решению системы линейных уравнений.

Для разъяснения основных положений предложенного подхода и демонстрации его основных особенностей рассмотрим следующий численный пример.

Пример 1 [1]. Пусть имеется энергосистема, состоящая из двух поставщиков и двух потребителей. Исходные данные приведены в таблице 1. Оба поставщика стремятся увеличить свою прибыль за счет манипуляции коэффициентом β_i в предоставляемой характеристике затрат.

Таблица 1

Исходные данные

Узел	Точные характеристики издержек	d_i, МВт	Пределы мощности генерации, МВт	Ветвь	Потери, % от y_{ij}	Пределы на потоки мощности, МВт
1	$C_1(x_1)=0{,}1x_1^2+70x_1$	72,2	300-500	1-2	8	0-260
2	$C_2(x_2)=0{,}08x_2^2+90x_2$	-	50-300	1-3	5	0-320
3	-	416,9	-	2-3	10	-

Если бы мы решали задачу с точными характеристиками издержек, приведенными в таблице 1, то результат соответствовал бы данным таблицы 2. Прибыли поставщиков в данном случае составили бы $S_1 = 9420{,}9$ и $S_2 = 3713{,}5$. Однако точные характеристики издержек нам не известны.

Таблица 2

Результат расчета с точными характеристиками издержек

Узел	x_i, МВт	Цены, руб./МВтч	Ветвь	y_{ij}, МВт	y_{ji}, МВт	Прибыль поставщиков, руб.
1	306,9	131,4	1-2	0	0	9420,9
2	215,4	124,5	1-3	234,8	0	3713,5
3	-	138,3	2-3	215,4	0	-

Каждый из поставщиков формирует информацию о своей характеристике затрат. Пусть первый поставщик может варьировать коэффициент $\overline{\beta}_i$ в пределах $\overline{\beta}_{1\min} = 60$, $\overline{\beta}_{1\max} = 80$. Пределы для второго поставщика заданы равными $\overline{\beta}_{2\min} = 80$, $\overline{\beta}_{2\max} = 100$.

Данные таблицы 3 демонстрируют эффект, полученный поставщиками за счет предоставления искаженной информации о характеристиках эксплуатационных затрат.

Таблица 3

Результат расчета с определением искаженных характеристик издержек

Узел	x_i, МВт	$\overline{\beta}_i$	Цены, руб./МВтч	Ветвь	y_{ij}, МВт	y_{ji}, МВт	Прибыль поставщиков, руб.
1	300	80	132,3	1-2	0	0	12000
2	158,1	100	125,3	1-3	289,1	0	3842,8
3	-	-	139,2	2-3	158,1	0	-

Поставщики повышают уровень рыночных цен и снижают объем выработки электроэнергии. Снижение выработки и повышение цен обеспечивает возможность получения дополнительной прибыли. По данным таблицы 3 прибыль поставщиков в узлах 1 и 2 возросла до 12000 и 4842,8 руб. соответственно.

Заключение

В работе получено аналитическое выражение функций прибыли как функций параметров β_q, $q = \overline{1,k}$. Доказано существование равновесия по Нэшу в получившейся некооперативной игре k лиц. Указан способ нахождения равновесия (решение системы линейных уравнений).

Литература

1. Нечаев И.А., Паламарчук С.И. Планирование загрузки электростанций в условиях оптового рынка электроэнергии// Изв. РАН. Энергетика. – 2011. – № 6. – С. 71–84.
2. Паламарчук С.И. Планирование двусторонних договоров на поставку электроэнергии в условиях конкурентного оптового рынка // Изв. РАН. Энергетика. – 2011. – №2. – С.77–91.

УДК 519.856

ПОИСК СЕТЕВОГО РАВНОВЕСИЯ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ СПРОСА НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ

А.В. Колосницын

В работе рассматривается сетевая модель, которая объединяет поставщиков и потребителей газа с учетом сетевых ограничений с заданными пропускными способностями каждой транспортной линии. Математически такую модель можно представить в виде задачи линейного или выпуклого программирования, и при минимизиции сетевых затрат она будет иметь следующий вид:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{n} c_j(x_j) \to min, \\ Ax = b, \\ -d \le x \le d, \end{cases} \tag{1}$$

где A – матрица инциденций размеров $m \times n$, которая задает связи между m узлами и n транспортными линиями (дугами), d_j – максимальная пропускная способность j-й дуги, x_j – объем газа, передаваемого по j-ой дуге, b_i – объем добычи или потребления газа в i-ом узле [2].

Решение задачи (1) – вектор x^*, который является оптимальным планом транспортировок газа.

1. Двухэтапный подход к поиску сетевого равновесия

Будем считать, что данная модель функционирует в рыночных условиях. Это означает, что в каждом узле, где осуществляется добыча газа, задана функция предложения, а каждый узел потребления имеет свою функцию спроса. Располагая такими данными, мы можем построить суммарную функцию спроса и суммарную функцию предложения, после чего найти равновесную цену и объем добычи и потребления газа в соответствующих узлах.

Учет данной специфики модели потребует от нас задания необходимого алгоритма формирования функций спроса и предложения. Начнем с того, что разделим все узлы модели на узлы, в которых находятся производители, потребители, а также укажем узлы ветвления. Для этого введем следующие множества: $I_p = \{i_1, i_2, ..., i_k\}$, $k < m$ – множество номеров, соответствующих узлам, в которых находятся производители, $I_c = \{i_{k+1}, i_{k+2}, ..., i_{k+l}\}$, $l \le m - k$ – множество номеров, соответствующих узлам, в которых находятся потребители, $I_0 = \{i_{k+l+1}, i_{k+l+2}, ..., i_m\}$ – множество номеров, соответствующих узлам ветвления.

Будем считать, что известны издержки на добычу газа, которые можно представить в следующем виде:

$$z_i(b_i) = \alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i + \gamma_i, \ i \in I_p. \tag{2}$$

где $\alpha_i > 0$, $\beta_i > 0$, $\gamma_i > 0$ – заданные константы.

Потребление задано линейной функцией спроса:

$$b_i(p) = k_i - r_i p,\ i \in I_c, \tag{3}$$

где $k_i > 0$ и $r_i > 0$ – заданные константы.

В узлах ветвления $b_i = 0,\ i \in I_0$.

Естественно предположить, что производители будут действовать исходя из условия максимизации своей прибыли, что можно записать в виде следующей задачи:

$$\begin{cases} pb_i - \alpha_i b_i^2 - \beta_i b_i - \gamma_i \to \max, \\ \underline{b_i} \le b_i \le \overline{b_i},\ i \in I_p, \end{cases} \tag{4}$$

где p – рыночная цена на газ. Тогда, учитывая (4), можно построить функцию предложения каждого производителя:

$$b_i^*(p) = \begin{cases} \underline{b_i},\ p < 2\alpha_i \underline{b_i} + \beta_i, \\ \dfrac{p - \beta_i}{2\alpha_i},\ 2\alpha_i \underline{b_i} + \beta_i < p < 2\alpha_i \overline{b_i} + \beta_i, \\ \overline{b_i},\ p > 2\alpha_i \overline{b_i} + \beta_i,\ i \in I_p. \end{cases} \tag{5}$$

Суммарное предложение при этом будет равно:

$$S(p) = \sum_{i \in I_p} b_i^*(p). \tag{6}$$

Суммарная функция спроса будет иметь вид:

$$D(p) = \sum_{i \in I_c} b_i = \sum_{i \in I_c} (k_i - r_i p) = \sum_{i \in I_c} k_i - p \sum_{i \in I_c} r_i. \tag{7}$$

Точка пересечения графиков функций суммарного спроса и предложения определяет равновесную цену p^*, которая установится на рынке добычи и потребления газа:

$$p^* : S(p^*) = D(p^*). \tag{8}$$

Условие (8) является ключевым для определения состояния сетевого равновесия в рассматриваемой модели. Под сетевым равновесием будем понимать такую ситуацию на рынке добычи и потребления газа, при которой суммарный выпуск равен суммарному объему потребления с учетом сетевых ограничений.

Стоит отметить, что с учетом рыночной специфики представляется разумным разделить поиск сетевого равновесия в задаче (1) на два этапа. Первый этап заключается в поиске равновесных объемов добычи газа, его потребления и установившейся равновесной цены. Для этого нам необходимо выполнить следующую последовательность действий:

1. Учитывая издержки на добычу газа, построить функцию предложения каждого поставщика в виде (5).
2. Построить суммарную функцию предложения *S(p)*.
3. Построить суммарную функцию спроса *D(p)*.
4. Используя соотношение (8), найти равновесную цену p^*.
5. Определить равновесные объемы поставок газа для каждого производителя:

$$b_i^* = b_i^*(p^*),\quad i \in I_p.$$

6. Определить равновесные объемы спроса на газ для каждого потребителя:

$$b_i^* = k_i - r_i p^*,\quad i \in I_c.$$

На втором этапе происходит оптимизация объемов транспортировки газа с учетом пропускных способностей каждой транспортной магистрали при обязательном условии удовлетворения спроса во всех узлах потребления. Математическую модель такой задачи можно записать в следующем виде:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{n} c_j(x_j) \to \min, \\ \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} a_{ij}x_j = b_i^*, i \in I_p \\ \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} a_{ij}x_j = -b_i^*, i \in I_c \\ \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} a_{ij}x_j = 0, i \in I_0, \\ -d_j \le x_j \le d_j, j = 1,...,n, \end{cases} \tag{9}$$

где b_i^*, $i = 1,...,m$ – найденные на первом этапе равновесные значения потребления и добычи газа. Решение задачи (9) – оптимальный план транспортировок газа в рыночных условиях с учетом сетевых ограничений.

2. Учет неопределенности спроса при поиске сетевого равновесия

Не всегда бывает возможно точно определить функции спроса потребителей, поэтому можно учесть их неопределенность.

В рассматриваемой модели функции спроса имеют вид $b_i = k_i - r_i p$, $i \in I_c$. Будем считать теперь, что параметры k_i и r_i – это нормально распределенные независимые случайные величины с известными числовыми характеристиками. Тогда при фиксированной цене уже случайная величина $b_i(p)$, $i \in I_c$ будет также распределена по нормальному закону. Аналогичный вывод можно сделать и для суммарной функции спроса, случайная величина $D(p)$ также будет распределена по нормальному закону.

Такое представление функции спроса каждого потребителя учитывает и частный случай, когда параметры $r_i = 0$, $i \in I_c$. Тогда величина спроса каждого потребителя будет определяться реализацией нормально распределенной случайной величины k_i, $i \in I_c$.

В условиях неопределенности спроса можно поставить задачу поиска такой цены и соответствующих объемов добычи газа, при которых суммарный спрос на газ будет полностью удовлетворен с заданной вероятностью δ, то есть определить уже стохастическое равновесие в рассматриваемой модели. Формально данное условие можно записать следующим образом:

$$P\{S(p) - D(p) \ge 0\} \ge \delta. \tag{10}$$

Соотношение (10) можно переписать как $F(S(p)) \ge \delta$, где $F(S(p))$ – это функция распределения случайной величины $D(p)$ при фиксированной цене.

Как известно, вероятность попадания нормированной нормальной случайной величины X в интервал $(0, x)$ можно найти, пользуясь функцией Лапласа [1]

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-z^2/2} dz.$$

Учтем это при поиске вероятности, записанной в соотношении (10). Для этого нам необходимо нормировать случайную величину $D(p)$, то есть вычислить выражение $\left(S(p) - M[D(p)]\right)/\sqrt{\Delta[D(p)]}$, где $M[D(p)]$ и $\Delta[D(p)]$ – это математическое ожидание и дисперсия случайной величины $D(p)$.

Применяя для вычислений функцию Лапласа, получим

$$\Phi(S(p)) = \Phi\left(\frac{S(p) - M[D(p)]}{\sqrt{\Delta[D(p)]}}\right) \geq \delta, \tag{11}$$

преобразуем выражение (11):

$$S(p) - M[D(p)] \geq S_\delta \sqrt{\Delta[D(p)]}, \text{ или } S(p) \geq M[D(p)] + S_\delta \sqrt{\Delta[D(p)]}, \tag{12}$$

где $S_\delta : F(S_\delta) = \delta.$

При цене $\tilde{p} : S(\tilde{p}) = M[D(\tilde{p})] + S_\delta \sqrt{\Delta[D(\tilde{p})]}$ суммарный спрос будет полностью удовлетворен с вероятностью не менее, чем δ.

3. Постановка задачи выпуклого программирования с построчными ограничениями по вероятности

Для поиска оптимального плана транспортировок газа в рыночных условиях с учетом неопределенности спроса можно воспользоваться постановкой задачи выпуклого программирования с построчными ограничениями по вероятности [3]:

$$\begin{cases} \sum\limits_{i \in I_c} \left(S_\delta - \delta_i\right)^2 \to min, \\ a^i x = b_i^*(\tilde{p}), \quad i \in I_p, \\ P\left\{-a^i x \geq b_i(\tilde{p})\right\} \geq \delta_i, \; i \in I_c, \; \delta_i \in (0,1), \\ a^i x = 0, \quad i \in I_0, \\ -y - d \leq x \leq y + d, \\ y \geq 0. \end{cases} \tag{13}$$

Отметим, что вероятностные ограничения в задаче (13) записаны при фиксированной цене $\tilde{p}$, которая определяется из условия (12). Кроме того, для каждого узла потребления вероятность удовлетворения спроса будет отличаться от вероятности, задаваемой в задаче первого этапа. Для того, чтобы найти вероятности покрытия спроса в каждом узле потребления, мы вводим переменные δ_i, $i \in I_c$, и стараемся максимально приблизить их к вероятности покрытия спроса, задаваемого на первом этапе. Важно учесть, что в силу ограничений на пропускные способности мы можем не получить решение задачи (13), поэтому дополнительно вводятся переменные y_j, $j = 1,...,n$, которые дают возможность расширить пропускные способности транспортных линий, если это необходимо.

После определения значений δ_i, $i \in I_c$, мы можем использовать функцию Лапласа для перехода к детерминированному эквиваленту и минимизировать сетевые затраты и затраты на расширение транспортных линий:

$$\begin{cases} \sum\limits_{j=1}^{n} c_j(x_j) + \sum\limits_{j=1}^{n} h_j y_j \to min, \\ a^i x = b_i^*(\tilde{p}), \quad i \in I_p, \\ -a^i x \geq \overline{b_i}, \; i \in I_c, \\ a^i x = 0, \quad i \in I_0, \\ -y - d \leq x \leq y + d, \\ y \geq 0. \end{cases} \tag{14}$$

где $\overline{b_i} = M\left(b_i(\tilde{p})\right) + S_{\delta_i} \sqrt{\Delta\left(b_i(\tilde{p})\right)}$, $i \in I_c$, h_j, $j = 1,...,n$ – это капитальные затраты на расширение транспортных линий. Решение задачи (14) – это оптимальный план транспортировок газа в рыночных условиях с учетом неопределенности спроса.

4. Расчет оптимального плана транспортировок газа с учетом неопределенности спроса в системе газоснабжения России

4.1 Поиск равновесия в рыночных условиях

Описанная методика поиска сетевого равновесия с учетом неопределенности спроса была применена к газотранспортной системе России, в которой 70 транспортных линий и 51 узел, в 9-ти из которых расположены поставщики газа, в 41 – потребители, 4 узла являются узлами ветвления. Для поставщиков задавались издержки добычи газа в виде (2), что позволило построить функцию предложения для каждого из них, а затем и суммарную функцию предложения в виде (6). Стоит отметить, что в настоящее время в России действует всего один поставщик газа, но в рассматриваемой модели это легко учитывается в силу сепарабельности функции предложения, мы легко можем найти суммарное предложение, зная предложение в соответствующих узлах. Кроме того, достаточно удобно задавать издержки добычи газа для отдельных месторождений.

Процесс построения функций спроса требует некоторых пояснений. Функции спроса в узлах потребления в системе газоснабжения России строились автоматически на основе соотношения (3) при решении следующей задачи выпуклого программирования:

$$\begin{cases} \sum\limits_{i\in I_p} \alpha_i b_i^2 + \beta_i b_i + \gamma_i \to \min, \\ a_i x = b_i, \quad i \in I_p, \\ a_i x = -b_i, \quad i \in I_c, \\ a_i x = 0, \quad i \in I_0, \\ -d \le x \le d. \end{cases} \tag{15}$$

Для условий $a_i x = b_i,\ i \in I_p$, $a_i x = -b_i, i \in I_c$ и $a_i x = 0,\ i \in I_0$ в ходе решения данной задачи определялись двойственные переменные, которые отражают ценность ресурса для его производителей и потребителей. В силу особенностей задачи (15) эти переменные, или теневые цены, одинаковы для всех условий, обозначим их через $\hat{p}$. Это утверждение справедливо, поскольку матрица A – это матрица инциденций.

Будем считать, что нам известна эластичность спроса по цене на газ для потребителей $e = -0{,}07$ (спрос на газ неэластичен по цене). Кроме того, при цене, найденной в ходе решения задачи (15), объем спроса уже задан в исходных данных модели, обозначим его через $\hat{b}_i,\ i \in I_c$. Поскольку мы считаем, что спрос на газ задается линейной функцией $b_i = k_i - r_i p$, $i \in I_c$, то для того, чтобы построить функции спроса каждого потребителя, нам необходимо определить параметры k_i и r_i. Сделать это можно, решив следующую систему из двух уравнений:

$$b_i(p) = k_i - r_i(\hat{p}) = \hat{b}_i, \quad i \in I_c, \qquad e = \frac{db_i(p)}{dp}\frac{p}{b_i(p)}. \tag{16}$$

После того, как задача (16) была решена для каждого потребителя, не составило труда построить соответствующие функции спроса на газ и определить суммарную функцию спроса в виде (7), ее аналитический вид приведен ниже:

$$D(p) = \sum_{i\in I_c} b_i(p) = 453{,}25 - 0{,}669\,p.$$

Приравняв суммарный спрос и суммарное предложение, мы можем получить

равновесную цену, которая получилась равной $p^* = 50{,}25$ у.е., а равновесные объемы суммарного спроса и предложения $S(p^*) = D(p^*) = 419{,}6$. Зная равновесную цену и равновесные объемы добычи и потребления газа, мы можем добавить сетевые ограничения и найти оптимальный план транспортировок газа по каждой дуге. Будем считать, что транспортные затраты равномерно распределены между величинами

$$\min_{i \in I_p} 5\alpha_i \text{ и } \max_{i \in I_p} 5\alpha_i.$$

Для поиска оптимального плана транспортировок газа была составлена и решена в системе GAMS следующая задача выпуклого программирования:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{70} c_j(x_j) \to min, \\ a^i x = b_i^*, \quad i \in I_p, \\ a^i x = -b_i^*, \quad i \in I_c, \\ a^i x = 0, \quad i \in I_0, \\ -d \le x \le d, \end{cases}$$

где b_i^*, $i \in I_p$ и $-b_i^*$, $i \in I_c$ – это равновесные объемы выпуска и потребления соответственно.

4.2 Учет неопределенности спроса

Предположим, что параметры функций спроса в узлах потребления k_i и r_i, $i \in I_c$ – это нормально распределенные случайные величины с известными числовыми характеристиками. Например, пусть для Тюмени случайная величина k_1 имеет числовые характеристики N (28,89; 4,81), а случайная величина r_1 – N (0,043; 0,009). Это означает, что данные случайные величины распределены по нормальному закону с математическими ожиданиями 28,89 и 0,043 и среднеквадратическими отклонениями 4,81 и 0,009 соответственно. Для других узлов потребления случайные величины k_i и r_i, $i \in I_c$ задавались аналогичным образом.

Была поставлена задача найти такую цену и объемы выпуска, при которой спрос был бы полностью удовлетворен с вероятностью не менее, чем 0,9, или формально

$$P\{D(p) \le S(p)\} \ge 0{,}9,$$

При известных числовых характеристиках было найдено математическое ожидание и дисперсия случайной величины $D(p)$:

$$M[D(p)] = 453{,}27 - 0{,}669\,p, \qquad \Delta[D(p)] = 367{,}48 + 0{,}0013p^2.$$

Для подсчета вероятности $P\{D(p) \le S(p)\} \ge 0{,}9$ была применена функция Лапласа вида (11), тогда с учетом (12) получаем

$$S(p) \ge 453{,}27 - 0{,}669\,p + 1{,}28\sqrt{367{,}48 + 0{,}0013p^2}. \qquad (17)$$

При цене $\tilde{p} = 54{,}05$ соотношение (17) выполнится как точное равенство, а значит спрос будет полностью удовлетворен с вероятностью не менее, чем 0,9. Кроме того, несложно подсчитать соответствующие объемы добычи газа при данной цене.

Для поиска оптимального плана транспортировок газа была использована постановка задачи выпуклого программирования с построчными ограничениями по вероятности (13), для которой нам известны объемы поставок газа $b_i^*, i \in I_p$ при найденной цене $\tilde{p}$, а для узлов, в которых находятся потребители, были записаны вероятностные ограничения вида:

$$P\left\{-a^i x \geq b_i(\tilde{p})\right\} = \Phi\left(\frac{-a^i x - M[b_i(\tilde{p})]}{\sqrt{\Delta[b_i(\tilde{p})]}}\right) \geq \delta_i, \quad i \in I_c.$$

После решения вспомогательной задачи вида (13), мы находим вероятности удовлетворения спроса в каждом узле потребления и можем составить детерминированный эквивалент, фиксируя спрос и минимизируя сетевые затраты и затраты на увеличение пропускных способностей:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{70} c_j(x_j) + \sum_{j=1}^{70} h_j y_j \to min, \\ a^i x = b_i^*(\tilde{p}), \quad i \in I_p, \\ -a^i x \geq \overline{b_i}, i \in I_c, \\ a^i x = 0, \quad i \in I_0, \\ -y - d \leq x \leq y + d, \\ y \geq 0. \end{cases} \tag{18}$$

Решение задачи (18) было найдено с помощью системы GAMS, искомый вектор x^* – это оптимальный план транспортировок газа в условиях неопределенности спроса.

Таким образом, к рассматриваемой системе газоснабжения России удалось применить двухэтапный подход к поиску сетевого равновесия, а также учесть случай неопределенности спроса и определить стохастическое сетевое равновесие.

Литература

1. Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике: Учеб. пособие / Гмурман В.Е. – 4-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 1998. – 400 с.

2. Сеннова Е.В., Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем / Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1985. – 222 с.

3. Юдин Д. Б. Математические методы управления в условиях неполной информации / Юдин Д. Б. – М.: Советское радио, 1974. – 400 с.

УДК 519.833.2

ПОИСК РАВНОВЕСИЯ В РЫНОЧНОЙ МОДЕЛИ ОРИРЭС

И.М. Минарченко

Работа посвящена поиску равновесия Нэша в рыночной версии модели ОРИРЭС (модели оптимизации развития и режимов электроэнергетических систем) [1]. Мы рассматриваем модель в постановке, изложенной в [2]. Моделируется несовершенный электроэнергетический рынок в долгосрочной перспективе. Участники рынка – генерирующие компании – конкурируют по Курно, максимизируя собственные функции прибыли. Торгуется единственный однородный продукт – электроэнергия. Ограничения, связанные с сетью, не учитываются (модель считается одноузловой). Функция спроса принимается линейной. В собственности генерирующих компаний находятся различные типы генерирующих мощностей (ГЭС, АЭС, КЭС и др.). Учитывается ввод новых мощностей, и вход на рынок новых компаний. Также учитывается сезонная и почасовая генерация.

Работа является развитием исследования в [3], где данная модель анализируется в упрощённой постановке и предлагается эффективный способ поиска равновесия в ней, основанный на теории потенциальных игр. Основополагающие результаты по потенциальным играм изложены в [4]. Одно из важнейших достоинств потенциальной игры заключается в том, что её множество равновесий по Нэшу не изменится, если функцию прибыли каждого участника заменить некоторой функцией, одинаковой для всех участников, называемой *потенциальной функцией* (или потенциалом) в данной игре. Если потенциал дифференцируемый, то каждое равновесие в модели является стационарной точкой потенциала. Иными словами, в потенциальной игре поведение всех участников может быть смоделировано единственной функцией, что существенно облегчает анализ и поиск равновесия в ней.

В [1] равновесие в модели предлагается искать путём поочерёдной максимизации функций прибыли компаний при фиксированных значениях переменных остальных участников. Хотя данный процесс в силу потенциальности модели сходится к равновесию Нэша [4], заранее неизвестно количество задач оптимизации, которые необходимо решить для достижения требуемой точности. Мы предлагаем, следуя [3], искать равновесия среди стационарных точек потенциальной функции, таким образом, решая ровно одну задачу оптимизации.

В настоящей статье мы представим формулу потенциала для рыночной модели ОРИРЭС, а также результаты расчётов, основанные на реальных данных центральной части России. Данные для расчётов предоставлены лабораторией №45 ИСЭМ СО РАН.

Перейдём к формальному описанию модели.

Параметры:

L – множество генерирующих компаний;

I – множество типов генерирующих мощностей, I = {«ГЭС», «АЭС», «ТЭС», …};

S – множество сезонов, S = {«ЗИМА», «ВЕСНА», «ЛЕТО», «ОСЕНЬ»};

T – множество часов, T = {1, 2, …, 24};

c_{li} – удельные переменные издержки на генерацию электроэнергии станциями типа i, принадлежащими компании l $(l \in L, i \in I)$;

b_{li} – удельные постоянные издержки станций типа i компании l $(l \in L, i \in I)$;

τ_s^w – эквивалентное число рабочих суток в сезоне s $(s \in S)$;

τ_s^h – эквивалентное число выходных суток в сезоне s $(s \in S)$;

r – коэффициент возврата капитала;

k_{li} – удельная стоимость введения дополнительных мощностей для станций типа i компании l $(l \in L, i \in I)$;

α_{lis}^w – коэффициент минимально допустимой мощности в рабочие дни в сезон s станций типа i компании l $(l \in L, i \in I, s \in S)$;

β_{lis}^w – коэффициент максимально допустимой мощности в рабочие дни в сезон s станций типа i компании l $(l \in L, i \in I, s \in S)$;

α_{lis}^h – коэффициент минимально допустимой мощности в выходные дни в сезон s станций типа i компании l $(l \in L, i \in I, s \in S)$;

β_{lis}^h – коэффициент максимально допустимой мощности в выходные дни в сезон s станций типа i компании l $(l \in L, i \in I, s \in S)$;

z_{li}^0 – текущая (имеющаяся) мощность станций типа i компании l $(l \in L, i \in I)$;

$\bar{z}_{li}$ – максимально возможная мощность станций типа i компании l $(l \in L, i \in I)$;

d – свободное слагаемое в линейной обратной функции спроса $(d > 0)$;

a – коэффициент перед аргументом в линейной обратной функции спроса $(a > 0)$;

H_i – максимальное число часов использования установленной мощности станций типа i в год $(i \in I)$;

$H_s^{ГЭС}$ – максимальное число часов использования установленной мощности ГЭС в сезоне s $(s \in S)$;

$H^{ГАЭС}$ – максимальное число часов использования установленной мощности ГАЭС в сутки.

Переменные:

x_{list} – объём генерации электроэнергии в сезон s в час t в рабочие дни станциями типа i компании l $(l \in L, i \in I, s \in S, t \in T)$;

y_{list} – объём генерации электроэнергии в сезон s в час t в выходные дни станциями типа i компании l $(l \in L, i \in I, s \in S, t \in T)$;

z_{li} – установленная мощность станций типа i компании l $(l \in L, i \in I)$.

Годовая прибыль компании складывается из выручки от продажи электроэнергии за вычетом издержек на генерацию, расходов на развитие мощностей, а также постоянных издержек, прямо пропорциональных установленной мощности. Таким образом, компания l максимизирует собственную функцию прибыли F_l, оперируя переменными $x^l = (x_{list})_{i \in I, s \in S, t \in T}$, $y^l = (y_{list})_{i \in I, s \in S, t \in T}$ и $z^l = (z_{li})_{i \in I}$:

$$\begin{aligned} F_l(x, y, z^l) = &\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} [\tau_s^w (p(x, y) - c_{li}) x_{list} + \tau_s^h (p(x, y) - c_{li}) y_{list}] - \\ &- r \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) - \sum_{i \in I} b_{li} z_{li} \to \max_{x^l, y^l, z^l}, \qquad l \in L, \end{aligned} \tag{1}$$

где $x = (x^l)_{l \in L}$, $y = (y^l)_{l \in L}$ и p – цена, зависимость которой от суммарной годовой выработки электроэнергии выражается линейной функцией:

$$p = d - a \sum_{l \in L} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{list} + \tau_s^h y_{list}). \tag{2}$$

Соотношение (2) называют обратной функцией спроса. Коэффициенты a, d предлагается вычислять следующим образом. Подобрать цену p^{PM}, при которой суммарное годовое предложение компаний, максимизирующих собственные функции прибыли, совпадает с суммарным годовым спросом потребителей Q^{PM} (такую ситуацию здесь и далее будем называть совершенным рынком, поскольку компании не влияют на значение цены, являясь ценополучателями). Затем в точке (p^{PM}, Q^{PM}) задать значение эластичности спроса по цене e^{PM}, скажем, -0,07. На основании этого вычислить значения коэффициентов a, d, используя формулу эластичности спроса по цене:

$$e(p) = Q'(p)\frac{p}{Q(p)},$$

где $Q(p)$ – прямая функция спроса, отражающая зависимость суммарного спроса потребителей от цены. Обратной к этой функции как раз и является функция (2). При олигополистическом рынке цена становится переменной величиной, зависящей от суммарной генерации.

В модели имеют место ограничения на объёмы генерации:

$$\alpha^w_{lis} z_{li} \le x_{list} \le \beta^w_{lis} z_{li}, \quad l \in L, i \in I, s \in S, t \in T, \tag{3}$$

$$\alpha^h_{lis} z_{li} \le y_{list} \le \beta^h_{lis} z_{li}, \quad l \in L, i \in I, s \in S, t \in T, \tag{4}$$

на установленные мощности:

$$z^0_{li} \le z_{li} \le \bar{z}_{li}, \quad l \in L, i \in I, \tag{5}$$

на суммарную годовую выработку разных типов станций (кроме ГЭС и ГАЭС):

$$\sum_{s \in S}\sum_{t \in T}(\tau^w_s x_{list} + \tau^h_s y_{list}) \le H_i z_{li}, \qquad l \in L, i \in I \setminus \{"ГЭС", "ГАЭС"\}, \tag{6}$$

на сезонную выработку ГЭС:

$$\sum_{t \in T}(\tau^w_s x_{list} + \tau^h_s y_{list}) \le H^{ГЭС}_s z_{li}, \qquad l \in L, i \in \{"ГЭС"\}, s \in S, \tag{7}$$

а также на суточную выработку ГАЭС:

$$\sum_{t \in T} x_{list} \le H^{ГАЭС} z_{li}, \qquad l \in L, i \in \{"ГАЭС"\}, s \in S, \tag{8}$$

$$\sum_{t \in T} y_{list} \le H^{ГАЭС} z_{li}, \qquad l \in L, i \in \{"ГАЭС"\}, s \in S. \tag{9}$$

Потенциал существует только в потенциальной игре. Для того чтобы модель (1)-(9) являлась потенциальной, необходимо и достаточно выполнения равенства смешанных производных [3, 4]:

$$\frac{\partial^2 F_l}{\partial v^l_q \partial v^m_f} = \frac{\partial^2 F_m}{\partial v^l_q \partial v^m_f} \qquad \forall l, m \in L, \quad \forall q, f \in \{1, 2, \ldots, D\}, \tag{10}$$

где v^l – объединённый вектор всех переменных компании l, т.е. $v^l = (x^l, y^l, z^l)$, и D – его размерность. Нетрудно убедиться, что условия (10) выполнены. Для модели Курно со скалярными стратегиями участников линейная функция спроса выступает необходимым и достаточным условием потенциальности [5]. Это оказывается верным и для случая многомерных стратегий.

Потенциальная функция U строится по формуле [4]

$$U(v) = \int_0^1 \sum_{l \in L}\sum_{q \in D}\left(\frac{\partial F_l(\rho v)}{\partial v^l_q} \cdot v^l_q\right) d\rho, \tag{11}$$

где $v = (v^l)_{l \in L}$. Более развёрнутый вид формулы:

$$U(x,y,z)=\int_0^1\sum_{l\in L}\sum_{i\in I}\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\left(\frac{\partial F_l(\rho x,\rho y,\rho z^l)}{\partial x_{list}}x_{list}+\frac{\partial F_l(\rho x,\rho y,\rho z^l)}{\partial y_{list}}y_{list}\right)d\rho+$$
$$+\int_0^1\sum_{l\in L}\sum_{i\in I}\frac{\partial F_l(\rho x,\rho y,\rho z^l)}{\partial z_{li}}z_{li}\,d\rho. \qquad (12)$$

где $z=(z^l)_{l\in L}$.

Частные производные имеют вид:

$$\frac{\partial F_l(x,y,z^l)}{\partial x_{list}}=-a\tau_s^w\sum_{j\in I}\sum_{n\in S}\sum_{m\in T}(\tau_n^w x_{ljnm}+\tau_n^h y_{ljnm})-\tau_s^w c_{li}+$$
$$+\tau_s^w[d-a\sum_{k\in L}\sum_{j\in I}\sum_{n\in S}\sum_{m\in T}(\tau_n^w x_{kjnm}+\tau_n^h y_{kjnm})],\qquad l\in L,i\in I,s\in S,t\in T; \qquad (13)$$

$$\frac{\partial F_l(x,y,z^l)}{\partial y_{list}}=-a\tau_s^h\sum_{j\in I}\sum_{n\in S}\sum_{m\in T}(\tau_n^w x_{ljnm}+\tau_n^h y_{ljnm})-\tau_s^h c_{li}+$$
$$+\tau_s^h[d-a\sum_{k\in L}\sum_{j\in I}\sum_{n\in S}\sum_{m\in T}(\tau_n^w x_{kjnm}+\tau_n^h y_{kjnm})],\qquad l\in L,i\in I,s\in S,t\in T; \qquad (14)$$

$$\frac{\partial F_l(x,y,z^l)}{\partial z_{li}}=-rk_{li}-b_{li},\qquad l\in L,i\in I. \qquad (15)$$

Из (12) с учётом (13)-(15) получим следующую потенциальную функцию:

$$U(x,y,z)=$$
$$=\sum_{l\in L}\sum_{i\in I}\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\left[-\frac{a}{2}\sum_{j\in I}\sum_{n\in S}\sum_{m\in T}(\tau_n^w x_{ljnm}+\tau_n^h y_{ljnm})-\frac{a}{2}\sum_{k\in L}\sum_{j\in I}\sum_{n\in S}\sum_{m\in T}(\tau_n^w x_{kjnm}+\tau_n^h y_{kjnm})+d-c_{li}\right]\times$$
$$\times(\tau_s^w x_{list}+\tau_s^h y_{list})+\sum_{l\in L}\sum_{i\in I}(-rk_{li}-b_{li})z_{li}\,. \qquad (16)$$

Нетрудно видеть, U является квадратичной функцией.

Поскольку глобальный максимум потенциальной функции гарантированно является равновесием в модели, а точки минимума заведомо не являются равновесными [4], то задачу поиска стационарных точек мы записываем в виде задачи максимизации. Иными словами, мы переходим от модели (1)-(9) к задаче максимизации

$$U(x,y,z)\to\max \qquad (17)$$

при ограничениях (3)-(9).

Данные для расчётов включают в себя:

5 узлов: «Северо-Запад», «Центр», «Юг», «Волга», «Урал»;

50 генерирующих компаний: «Росатом», «Мосэнерго», «Русгидро», «ОГК1» и другие;

91 станцию (каждая может иметь более одного типа генерации);

7 типов генерации: «ГЭС», «ГАЭС», «КЭС_УГОЛЬ», «КЭС_ГАЗ», «ТЭС_УГОЛЬ», «ТЭС_ГАЗ», «АЭС»;

4 сезона и 24 часа.

Как упоминалось ранее, ограничения, связанные с обменом электроэнергией между узлами, не учитываются.

В итоге мы имеем разреженную задачу оптимизации квадратичной функции с линейными ограничениями со 120 тыс. переменными. Вычисления производились как для всей модели целиком, так и для отдельно взятых узлов. Основные результаты вычислений представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные результаты вычислений

Узел	Цена, цент/кВт*ч		Покрытие спроса, %	Новые мощности, %	
	сов. рынок	олигополия		сов. рынок	олигополия
Все узлы	6,85	10,19	96,6	22,6	24,0
С.-запад	5,58	10,20	94,2	0,0	4,0
Центр	6,04	10,80	94,5	4,1	13,6
Юг	6,96	14,33	92,6	24,7	25,1
Волга	6,46	15,87	92,0	15,3	13,8
Урал	7,41	15,13	92,7	54,3	41,1

Под покрытием спроса в таблице 1 понимается доля суммарного годового спроса, которую составляет суммарное годовое предложение при олигополии. Новые мощности обозначают долю введённых в эксплуатацию мощностей по сравнению с уже имеющимися у компаний.

Компании-лидеры по объёму выработки электроэнергии на рынке представлены в таблице 2.

Таблица 2

Компании-лидеры

Все узлы			
сов. рынок	«Росатом» (21,1%)	«Мосэнерго» (9,4%)	«ОГК5» (5,0%)
олигополия	«Росатом» (17,0%)	«Мосэнерго» (6,0%)	«ОГК5» (5,2%)
Северо-запад			
сов. рынок	«Росатом» (43,0%)	«ТГК1» (23,6%)	«Интер-РАО» (9,3%)
олигополия	«Росатом» (35,5%)	«ТГК1» (18,9%)	«Интер-РАО» (9,0%)
Центр			
сов. рынок	«Росатом» (36,7%)	«Мосэнерго» (19,7%)	«ОГК6» (7,7%)
олигополия	«Росатом» (30,2%)	«Мосэнерго» (17,0%)	«ОГК6» (6,4%)
Юг			
сов. рынок	«Росатом» (24,2%)	«ТГК8» (17,0%)	«ОГК2» (14,8%)
олигополия	«ТГК8» (15,1%)	«Росатом» (15,0%)	«ОГК6» (12,2%)
Волга			
сов. рынок	«ТГК7» (22,2%)	«Росатом» (21,5%)	«ТатЭн» (14,7%)
олигополия	«Росатом» (18,3%)	«ТатЭн» (14,5%)	«ТГК7» (14,1%)
Урал			
сов. рынок	«ОГК3» (12,6%)	«ТГК10» (11,6%)	«ОГК2» (11,3%)
олигополия	«ОГК5» (10,3%)	«БашкирЭн» (9,4%)	«ТГК10» (9,0%)

В таблице 3 отражено число компаний, которые был заложены в исходных данных с нулевыми мощностями (потенциальные участники рынка), а также количество таких компаний при совершенном рынке и олигополии.

Таблица 3

Количество компаний с нулевыми мощностями

Исходные данные	Сов. рынок	Олигополия
11	8	1

На основании результатов вычислений, основная часть которых приведена в таблицах 1-3, можно сделать следующие выводы. При переходе от совершенного рынка к олигополии:

- суммарная годовая выработка электроэнергии уменьшается, цена – увеличивается, что соответствует общеизвестным теоретическим результатам олигополии Курно;
- крупные компании снижают объёмы выработки и ввод новых мощностей, тем самым увеличивая цену на рынке (иными словам, ведут себя как компании-олигополисты);
- мелкие компании, пользуясь высокой ценой, входят на рынок, увеличивая собственные объёмы выработки и вводя новые мощности;
- прибыль всех компаний, как мелких, так и крупных, при этом увеличивается.

В заключение отметим главные результаты данной работы. Построена потенциальная функция для рыночной модели ОРИРЭС и, таким образом, предложен эффективный способ поиска равновесия в ней. Проведены предварительные расчёты на реальных данных центральной части России. Время вычисления равновесной точки по сравнению с подходом поочерёдной максимизации функций прибыли уменьшилось в 2-11 раз для всей модели и до 25 раз по отдельным узлам.

Литература

1. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.

2. Подковальников С.В., Хамисов О.В. Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей // Известия Академии наук. Энергетика. 2011. № 2. – С. 57-76.

3. Минарченко И.М. Поиск равновесия в рыночной модели ЭЭС с учётом развития генерирующих мощностей // Системные исследование в энергетике / Труды молодых учёных ИСЭМ СО РАН, Вып. 43. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 193-197.

4. Monderer D., Shapley L.S. Potential Games // Games and Economic Behavior. 1996. № 14. P. 124–143.

5. Slade M.E. What Does an Oligopoly Maximize? // The Journal of Industrial Economics. 1994. Vol. 42. № 1. P. 45–61.

УДК 621.311.001.57

ОБЪЕКТНО-РЕЛЯЦИОННОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ ДАННЫХ

Д.П. Нирконен

Введение

Мониторинг и исследование развития теплового хозяйства России являются сложными процессами и нуждаются в развитой информационно-вычислительной поддержке. Большой объем разнородной, слабоструктурированной информации сложно представить в пользовательском интерфейсе для быстрой обработки, отображения и дальнейшего анализа [1]. Для решения данной задачи в ИСЭМ СО РАН разрабатывается специализированная информационно-вычислительная система (ИВС).

ИВС состоит из четырех независимых подсистем, разрабатываемых по принципу черного ящика, рис. 1:

- Подсистема массовой загрузки данных считывает различные источники статистической информации и преобразует их в единую структуру базы данных. При этом проверяется целостность информации.
- Подсистема представления данных позволяет просматривать и агрегировать необходимые объекты теплоэнергетики и их параметры, с помощью графического интерфейса.
- Подсистема геокодирования, отображает на интерактивной карте РФ объекты теплоэнергетики или субъекты РФ, в случае агрегирования, и их параметры полученные из подсистемы представления данных или подсистемы обработки и анализа.
- Подсистема обработки и анализа позволяет манипулировать параметрами объектов теплоэнергетики и агрегированными данными.

Подсистема массовой загрузки реализована и готова к работе. В данной статье основной целью является реализация подсистемы представления данных.

Рис. 1. Схема функциональных блоков ИВС

Постановка задачи

Подсистема представления данных позволяет осуществлять множество параметризованных запросов к базе данных, рис. 2. Запросы формируются при помощи специализированного графического интерфейса. Пользователь выбирает необходимые объекты теплоэнергетики и их параметры для дальнейшего анализа, затем программный модуль автоматически генерирует запрос к базе данных. Достаточно проблематично и трудоемко реализовывать данный модуль без использования дополнительных средств. Необходимо написать и обработать большое количество SQL кода, при этом программный модуль становиться громоздким и сложным для выполнения, иерархия классов нарушается, что пагубно сказывается на времени разработки проекта. SQL код необходимо постоянно оптимизировать, создавать большое количество тестов для выявления и решения различного рода ошибок, что также затрудняет разработку. SQL, несомненно, очень гибкий язык, но его реализации в программном коде очень шатки и неустойчивы, малейшие изменения приводят к реорганизации большей части проекта.

Исходя из вышесказанного, необходимо реализовать подсистему с помощь средств заменяемых SQL код, где оптимизация и тестирование выполняются в автоматическом режиме, а структура проекта будет логически выстроенной и способной к быстрому обновлению или дополнению. Так же подсистема должна легко адаптироваться к новым задачам и любым изменениям структуры базы данных.

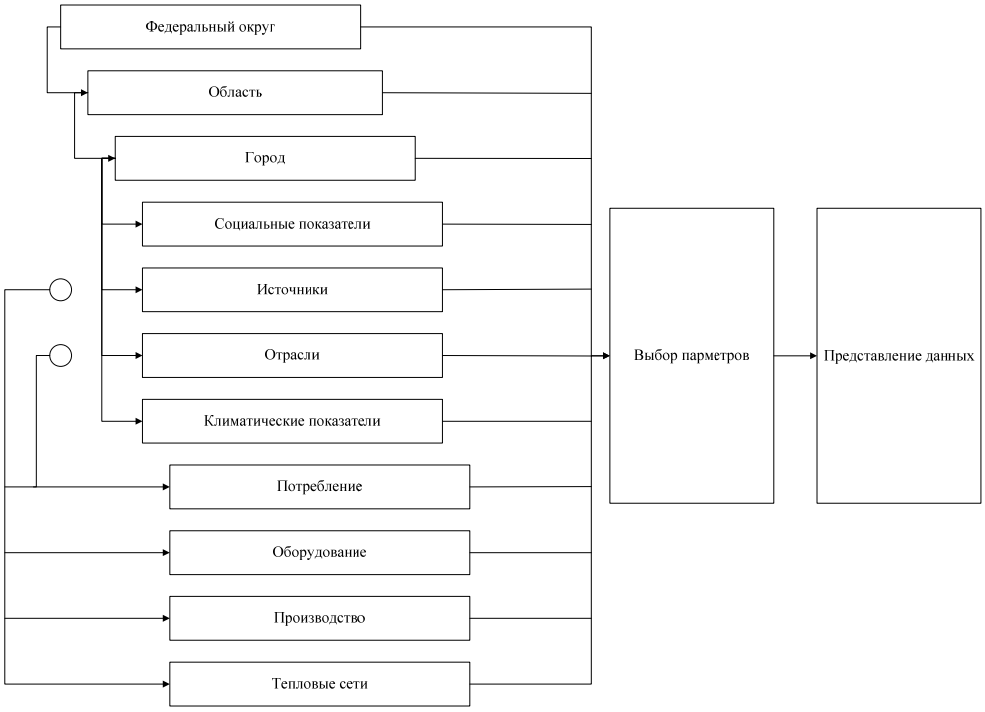


Рис. 2. Уровни запросов к БД ИВС

Объектно-реляционное представление

Большинство современных языков программирования используют объектно-ориентированный подход. В программах, использующих доступ к базам данных (БД), у программистов чаще всего возникает необходимость создавать классы, объекты которых соответствуют записям в соответствующей классу таблице БД. При этом все изменения данных, введенных конечным пользователем в прикладной программе, записываются сначала в эти объекты, а затем эти изменения синхронизируются с БД.

То же самое удобно делать при чтении информации из БД: сначала инициализировать объекты, наполняя их содержимым из таблиц БД, а затем манипулировать свойствами этих объектов. Набор действий, необходимый для синхронизации объектов в памяти и записей инвариантен относительно самих классов, поэтому целесообразно создать набор стандартных процедур, позволяющих записывать данные из таблиц БД в объекты программы и синхронизировать изменения объектов с БД.

В мире хранения данных доминируют реляционные СУБД, а объектный подход к проектированию и программированию доминирует в мире обработки данных. Объектная и реляционная модели ортогональны. Это значит, что они моделируют одну и ту же сущность, но с разных сторон, под разными углами зрения. Реляционная модель акцентирует свое внимание на структуре и связях сущностей, объектная – на их свойствах и поведении. Цель использования реляционной модели – информационное моделирование, выделение существенных атрибутов, сохранение их значений для последующего поиска, обработки и анализа данных. Цель использования объектной модели – моделирование поведения, выделение существенных функций для последующего их использования. Между моделями есть пересечение – структурные сущности, которые по-разному в этих моделях отражаются [2, 3]. Для того чтобы отобразить артефакты реляционной модели в артефакты объектной модели в программах и требуется средство объектно-реляционной проекции (ORM). Это технология программирования, позволяющая приложениям взаимодействовать с реляционными базами данных, используя для этого высокоуровневые объектно-ориентированные абстракции вместо традиционных представлений о реляционной БД, как о совокупности связанных таблиц, рис. 3. ORM используется для упрощения процесса сохранения объектов в реляционную базу данных и их извлечения, при этом ORM сама заботится о преобразовании данных между двумя несовместимыми состояниями [4]. Большинство ORM – инструментов в значительной мере полагаются на метаданные базы данных и объектов, так что объектам ничего не нужно знать о структуре, а базе данных – ничего о том, как данные организованы в приложении. ORM обеспечивает полное разделение задач в хорошо спроектированных приложениях, при котором и база данных, и приложение могут работать с данными каждый в своей исходной форме.

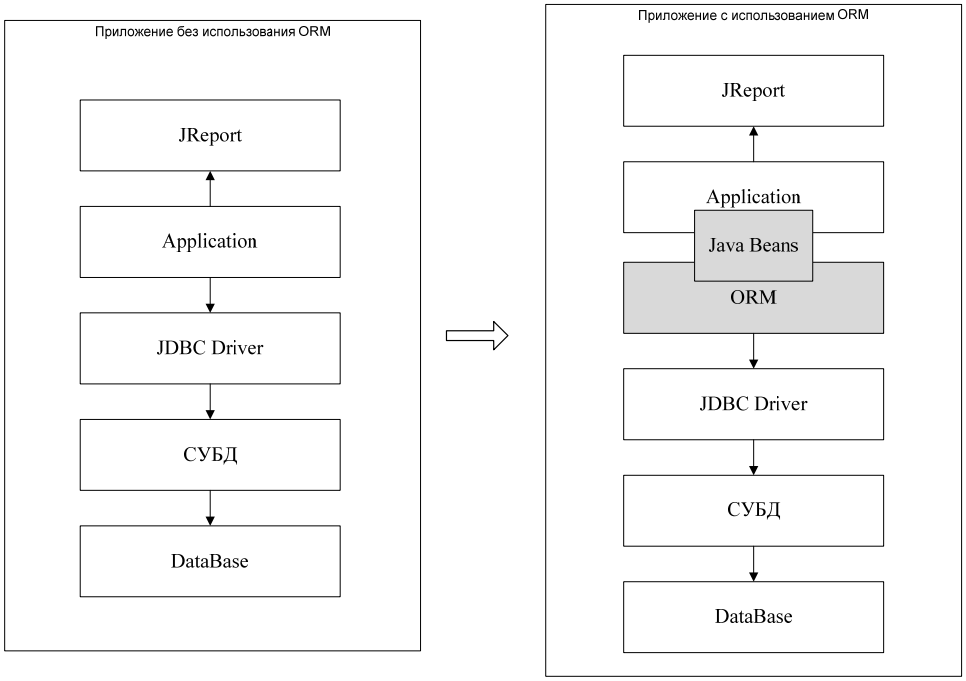


Рис. 3. Схема приложения с использованием технологии ORM

Использование ORM решает проблему так называемой парадигмы «несоответствия», которая гласит о том, что объектные и реляционные модели не очень хорошо работают вместе. Реляционные базы представляют данные в табличном формате, в то время как объектно-ориентированные модели представляют их как связанный граф объектов. Основные проблемы и несоответствия возникают во время сохранения этого графа объектов в реляционную базу или его загрузки:

- реляционная модель может быть намного детальнее, чем объектная, т.е. для хранения одного объекта в реляционной базе данных используется несколько таблиц;
- реляционные СУБД не имеют ничего похожего на наследование – естественную парадигму объектно-ориентированных языков программирования;
- в СУБД определен только один параметр для сравнения записей – первичный ключ, в то время как объектно-ориентированная модель данных предоставляет как проверку идентичности объектов, так и их равенства;
- для связи объектов реляционная СУБД использует понятие внешних ключей, в объектно-ориентированных моделях связь между объектами может быть только однонаправленной. Если же нужно организовать двунаправленные отношения, то придется определить две однонаправленные ассоциации. Кроме того, нет возможности определить кратность отношения, глядя на модель предметной области;
- принцип доступа к данным в объектно-ориентированной модели кардинально отличается от доступа к данным в БД. Для доступа к данным в объектно-ориентированной модели используются последовательные переходы от родительского объекта к свойствам дочерних элементов и инициализации объектов по необходимости. Такой подход считается не эффективным способом извлечения данных из реляционных баз данных. Как правило, количество запросов к БД должно быть сведено к минимуму, необходимые сущности должны по возможности загружаться сразу.

Преимущества и недостатки объектно-реляционного представления

Ключевой особенностью ORM является отображение, которое используется для привязки объекта к его данным в БД. ORM создает «виртуальную» схему базы данных в памяти и позволяет манипулировать данными уже на уровне объектов.

Отображение показывает, как объект и его свойства связаны с одной или несколькими таблицами и их полями в базе данных. ORM использует информацию этого отображения для управления процессом преобразования данных между БД и формами объектов, а также для создания SQL – запросов для вставки, обновления и удаления данных в ответ на изменения, которые приложение вносит в эти объекты [4].

ORM теоретически позволяет программисту работать с таблицами, полями и связями реляционной БД, как с объектами, свойствами и коллекциями (массивами), не отвлекаясь на подробности более низкого уровня, такими, как, например порядок выборки и сохранения модифицированных данных, вопросы переносимости и особенностей диалекта SQL конкретной СУБД, генерации уникальных первичных ключей, заполнения полей ссылок для моделирования связей.

Преимущества подобного подхода:

- рутинный код манипуляции данными в программах уменьшается в среднем на треть, т.к. для представления данных на любом уровне необходимо реализовать только один запрос, тогда как при обычном подходе нужно явно пройти все нижележащие уровни, рис. 4.
- в архитектуре приложения можно разделить слой хранения данных, обеспечиваемый СУБД, и слой прикладных объектов.

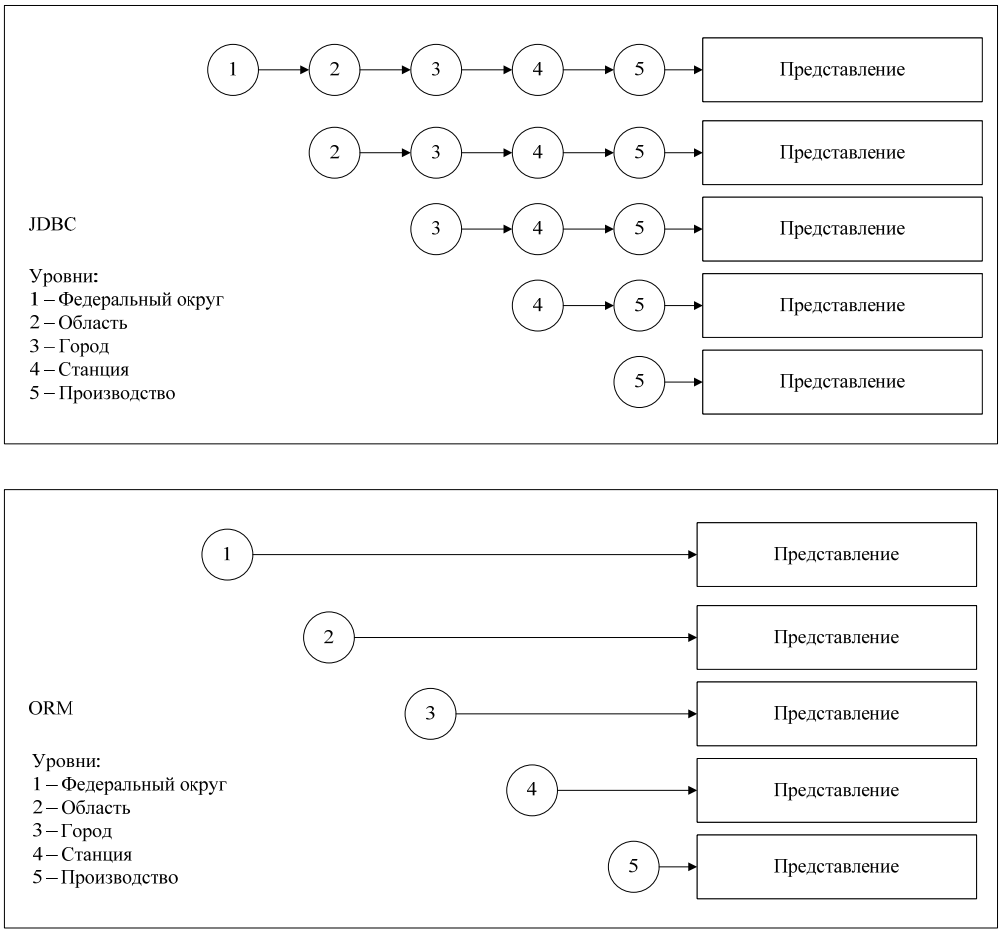


Рис. 4. Сложность запросов JDBC/ORM

Использование ORM в проекте избавляет от необходимости работы с SQL и написания большого количества кода, часто однообразного и подверженного ошибкам. Весь генерируемый ORM код предположительно хорошо проверен и оптимизирован, поэтому не нужно в целом задумывается о его тестировании.

ORM является дополнительным слоем абстракций и создает накладные расходы по использованию процессора и памяти, а работа с реляционной СУБД становится в некоторых случаях не оптимальной или даже неудобной по сравнению с SQL – командами. SQL – это промышленный стандарт, тогда как внутренние языки запросов, используемые в ORM, таковым не являются. Кроме объектно-ориентированной работы с данными большинство ORM поддерживают возможность прямого использования SQL и вызовов хранимых процедур, а некоторые могут даже отображать объекты на хранимые процедуры. В связи с данными проблемами автором был проведен ряд тестов, сопоставляющих производительность предыдущего и текущего подходов. На рис. 5 представлен тест производительности оператора добавления информации, на рис. 6 – оператора поиска, на рис. 7 – оператора обновления.

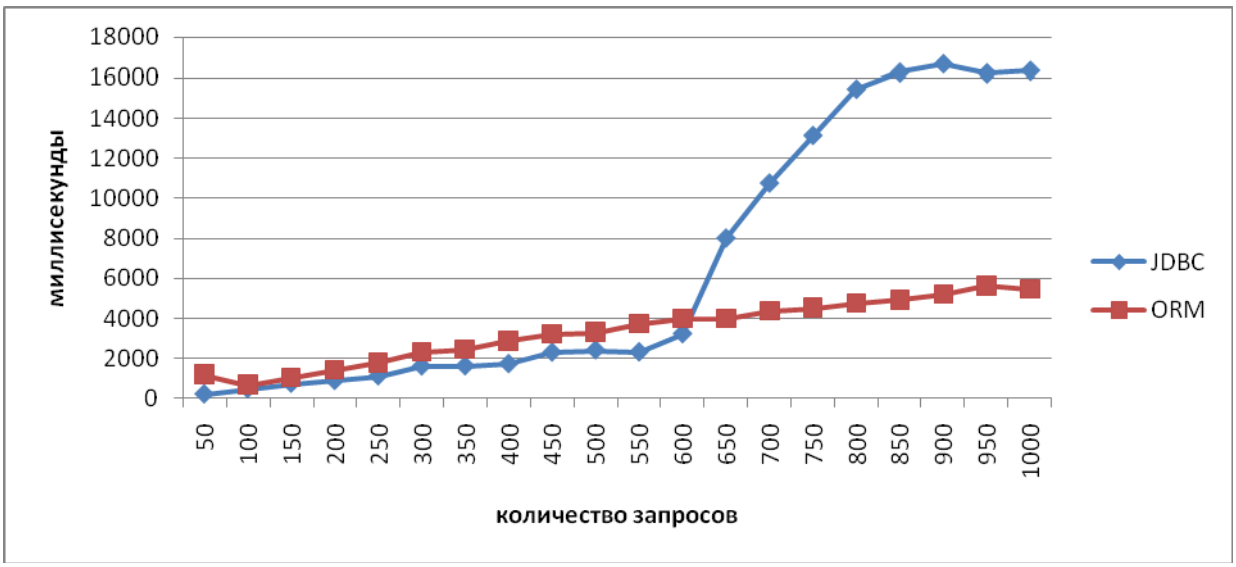


Рис. 5. Производительность JDBC/ORM Insert

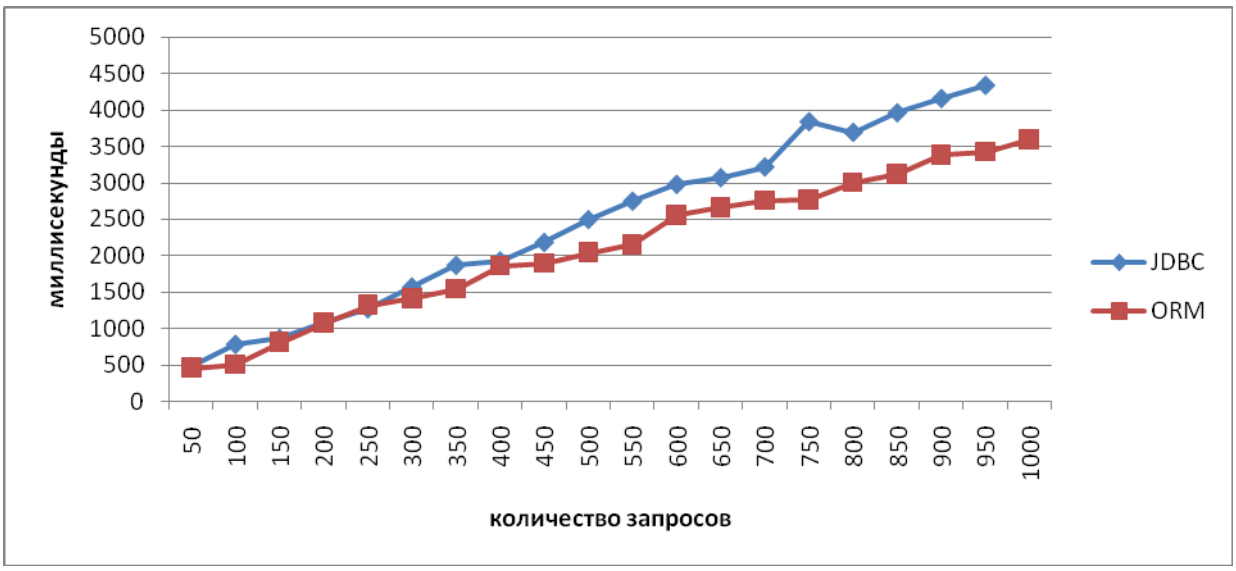


Рис. 6. Производительность JDBC/ORM Select

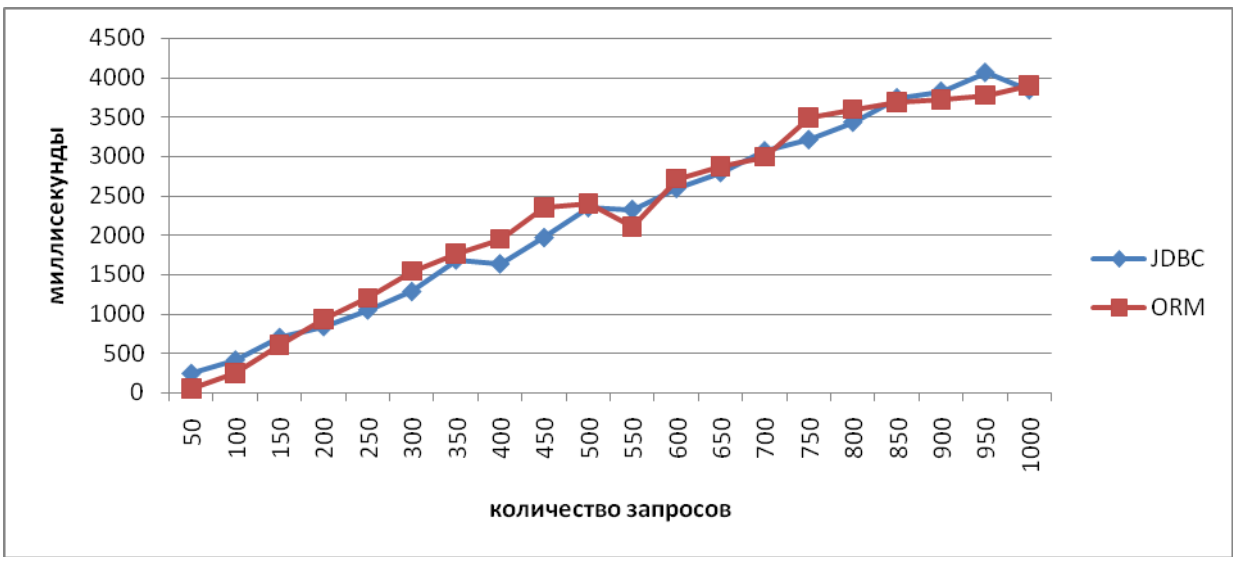


Рис. 7. Производительность JDBC/ORM Update

Из тестов можно сделать вывод, что, несмотря на дополнительный слой абстракции ORM не уступает JDBC в производительности. Следовательно, использование вышеописанной технологии программирования более целесообразно для решения поставленных задач, т.к. предлагается большой выбор возможностей, реализация которых не повлияет на производительность ИВС.

Заключение

Предложен новый, современный взгляд на проблему гибкого доступа к информации в базе данных. Разработана основная подсистема для информационно-вычислительной системы. Предложенная автором технология использования объектно-реляционного представления(ORM) для реализации гибких запросов к базе данных по тепловому хозяйству страны значительно упрощает расчеты, сокращает фактическое время на агрегирование данных и доступ к данным.

Литература

1. Трофимов И.Л. Методические принципы построения информационно-вычислительной системы с использованием метаданных для формирования запросов к базе данных по тепловому хозяйству страны // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 43 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 215-224.
2. Кодд Е.Ф. Реляционная модель данных для больших совместно используемых банков данных. URL: http://citforum.ru/database/classics/codd/, дата обращения: 22.01.2014г.
3. Зеленков Ю.А. Объектно-реляционные СУБД. URL: http://www.mstu.edu.ru/study/materials/zelenkov/ch_6_3.html, дата обращения: 22.01.2014г.
4. Скотт В. Амблер. Mapping Objects to Relational Databases: O/R Mapping In Detail. URL: http://www.agiledata.org/essays/mappingObjects.html, дата обращения: 12.01.2014г.

УДК 004.822, 004.942; 620.9:001.891.57

РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА ПЕРЕХОДА ОТ КОГНИТИВНЫХ КАРТ К СОБЫТИЙНЫМ МОДЕЛЯМ НА ОСНОВЕ ОНТОЛОГИЙ ДЛЯ СОВМЕСТНОГО ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ИССЛЕДОВАНИЯХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В.О. Тюрюмин

Введение

В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ведутся комплексные исследования, важную роль в которых играют исследования проблем энергетической безопасности. Энергетическая безопасность (ЭБ) рассматривается как часть национальной безопасности, а именно как защищенность граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их обоснованных потребностей топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) приемлемого качества [1]. Важными для исследований проблем ЭБ являются понятия чрезвычайной ситуации (ЧС) и угроз ЭБ, под которыми понимаются события, неблагоприятные для энергетики. Анализ развития и последствий ЧС направлен на установление причин возникновения ЧС, характера ее развития и масштаба последствий. Сложность проведения таких исследований заключается в их многовариантном характере. Для преодоления этой сложности в отделе Живучести и безопасности систем энергетики ИСЭМ СО РАН была предложена двухуровневая технология исследований проблем ЭБ, на верхнем уровне которой выполняется этап качественного анализа (экспресс-анализ) с применением методов и средств онтологического, когнитивного и событийного моделирования, что позволяет существенно сократить количество рассматриваемых вариантов проведения вычислительного эксперимента, проводимого на втором уровне, и снизить нагрузку на эксперта [2].

Онтологическое, когнитивное и событийное моделирование

Под *онтологическим моделированием* понимается построение онтологий, как в графическом, так и формализованном виде. Онтологии определяют как базу знаний специального вида, или как «спецификацию концептуализации» предметной области [3]. Последнее означает процесс классификации базовых терминов предметной области с определением основных понятий (концептов) и установлением связей между ними. В свою очередь процесс спецификации заключается в описании онтологии в графическом виде или на одном из формальных языков.

Под *когнитивным моделированием* понимается построение когнитивных моделей, или, иначе, когнитивных карт (ориентированных графов), в которых вершины соответствуют факторам (концептам), а дуги – связям между факторами, отражающие направление и силу причинно-следственных связей. В простейшем случае веса связей могут иметь значения +1 или –1, либо принимать нечеткие значения из отрезка {–1, 1} или некоторой лингвистической шкалы, что в наибольшей степени соответствует качественному анализу.

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. В результате событийная модель позволяет получить множество альтернативных сценариев развития заданной ситуации в системе, что и является основной целью событийного моделирования [4].

Методика совместного использования онтологического, когнитивного и событийного моделирования в исследованиях ЭБ с использованием инструментальных средств их поддержки включает в себя этап перехода от когнитивных карт к событийным моделям в виде событийных карт [5-7]. На текущий момент этот переход осуществляется вручную с помощью эксперта, что занимает довольно много времени и не позволяет оперативно перейти к количественному анализу полученных результатов и проведению вычислительных экспериментов. Для решения этой проблемы и обеспечения интеграции программных средств когнитивного и событийного моделирования в рамках вышеупомянутой методики предлагается автоматизировать этап перехода от когнитивных карт к событийным моделям с использованием онтологий.

Использование онтологий как классификаторов концептов предметной области

Ввиду того, что когнитивные карты отображают причинно-следственные связи факторов и силу их взаимовлияния, а событийные модели показывают динамику развития ситуации, становится очевидной невозможность непосредственного сопоставления факторов на когнитивной карте и событий в событийной модели.

Данная проблема может быть решена путем использования онтологий в качестве классификаторов концептов предметной области. На практике это означает, что каждому фактору когнитивной карты ставится в соответствие концепт из онтологического пространства знаний, который фиксирует принадлежность рассматриваемого фактора к некоторой группе объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) или процессов в нем. На основании анализа предметной области были выделены следующие группы факторов, используемые при построении когнитивных карт:

1. Негативные факторы (угрозы ЭБ).
2. Объекты ТЭК (объекты добычи/производства, переработки, транспортировки и хранения ТЭР, потребители ТЭР).
3. Мероприятия по устранению причин и следствий угроз ЭБ.
4. Показатели, отображающие некоторую числовую характеристику объекта или процесса. Показатели всегда связаны с некоторым объектом ТЭК и были выделены в отдельную группу, как часто встречающийся фактор в когнитивных картах (иллюстративным примером является модель влияния потребления электроэнергии в регионе, предложенная Р. Аксельродом [8]).

Как уже было отмечено ранее, факторам, соответствующим объектам ТЭК, невозможно прямо сопоставить некоторое событие на событийной карте, поскольку оно появляется на этапе перехода при рассмотрении причинно-следственных отношений факторов. Для преодоления этой сложности автором предлагается ввести *онтологии событий*, описывающие фрагменты знаний о возможных событиях в объектах ТЭК при воздействии на них негативных факторов или, наоборот, факторов, улучшающих их состояние. Таким образом, онтологии событий расширяют пространство знаний о некотором объекте ТЭК. На рисунке 1 представлен фрагмент такой онтологии для объектов добычи углеснабжающей системы.

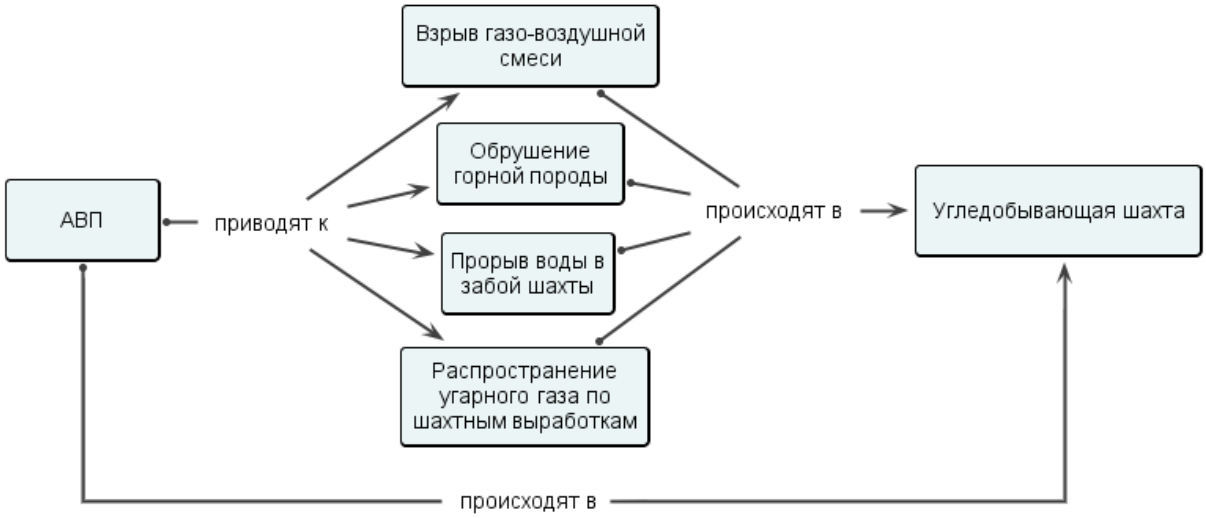


Рис. 1. Фрагмент онтологии событий для объекта добычи углеснабжающей системы

Для осуществления автоматизации перехода от когнитивных карт к событийным моделям автором предлагается набор *правил* генерирования событий на основе принадлежности фактора к той или иной группе (см. выше) и характера причинно-следственного отношения, связывающего его с другими факторами с учетом весового коэффициента связи:

1. Фактору угрозы ЭБ или иного негативного явления в системах энергетики можно сопоставить соответствующее событие.
2. Для фактора, соответствующего объекту ТЭК, событие, связанное с этим фактором, выбирается из онтологии событий.
3. Факторам управляющих воздействий можно сопоставить соответствующее событие.
4. Фактору, соответствующему некоторому показателю, можно сопоставить событие, связанное с изменением его значения (например, для фактора «Уровень потребления ТЭР» таким событием может являться «Увеличение/уменьшение уровня потребления ТЭР»).

Кроме вышеперечисленных, существует еще одно общее правило логического следствия: при анализе угроз ЭБ и построении событийных моделей в начале цепочки событий ставятся превентивные мероприятия (если присутствуют) и/или ЧС, затем негативные последствия ЧС (могут быть извлечены из онтологии событий) в системах энергетики. Далее выполняются ликвидационные мероприятия, направленные на устранение последствий ЧС. После их реализации при необходимости может быть выполнен повторный обход когнитивной карты с генерированием соответствующих событий на основании направлений связей и их весов. Представляется, что последний вариант построения событийной модели будет особенно полезен при работе с динамическими когнитивными картами.

Алгоритм автоматизированного перехода от когнитивных карт к событийным моделям с использованием онтологий

На основании вышеперечисленных правил автором предлагается алгоритм автоматизированного перехода от когнитивных карт к событийным моделям с использованием онтологий в качестве классификаторов концептов.

1. Осуществляется выбор одного или нескольких инициирующих событий. В соответствии с правилом логического следствия и правилами генерирования событий

(см. предыдущий раздел) таким событием становится угроза ЭБ или превентивные мероприятия.

2. Из множества факторов выбирается один элемент (текущий фактор), связанный отношением следствия с исходным фактором.

3. Осуществляется сбор информации для последующего генерирования события: анализируется вес связи между факторами и принадлежность текущего фактора к той иной их группе согласно системе онтологий.

4. На основании информации, полученной на предыдущем шаге алгоритма, фактору сопоставляется некоторое событие, которое занимает свое место в их причинно-следственной цепочке.

5. Пункты 2, 3, 4 выполняются для каждого элемента множества факторов когнитивной карты до тех пор, пока не останутся нерассмотренными факторы, обозначающие ликвидационные мероприятия.

6. Если на когнитивной карте присутствуют факторы, соответствующие ликвидационным мероприятиям, то они рассматриваются как исходные факторы, а соответствующие им события продолжают построенную ранее их причинно-следственную цепочку. Пункты 2, 3, 4 выполняются для каждого элемента множества факторов когнитивной карты. Когда рассмотрены все факторы, наступает останов.

Алгоритм в виде блок-схемы представлен на рисунке 2. Нумерация блоков соответствует вышеприведенным пунктам алгоритма.

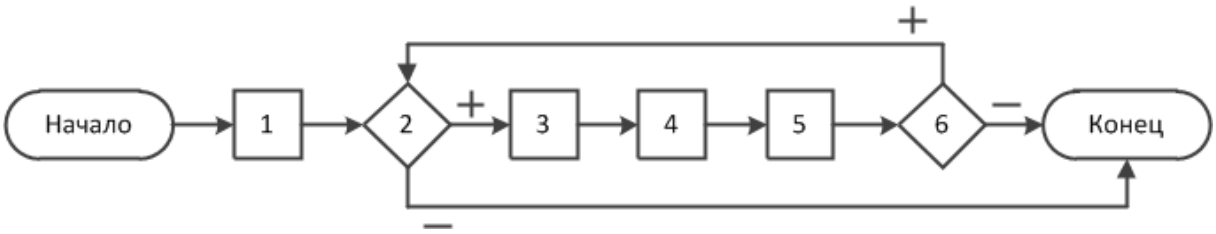


Рис. 2. Блок-схема алгоритма перехода от когнитивных карт к событийным моделям на основе онтологий

В качестве примера, демонстрирующего работу вышеописанного алгоритма, выбрана группа угроз ЭБ техногенного происхождения «Аварии, взрывы, пожары» («АВП»). Реализация угроз такого типа проявляется в разрушении объектов ТЭК и, прежде всего, объектов добычи/производства энергоресурсов, транспортных магистралей и потребителей энергоресурсов. Эти события, в свою очередь, могут повлечь за собой истощение запасов энергоресурсов с угрозой их дефицита. Мероприятия, призванные ликвидировать последствия реализации ЧС, направлены на скорейшее восстановление объектов ТЭК и связей между ними для поддержания нормативного уровня запасов энергоресурсов.

Согласно методике совместного использования онтологического, когнитивного и событийного моделирования, на первом этапе разрабатывается онтология или метаонтология, описывающая взаимосвязи основных концептов предметной области (см. рисунок 3).

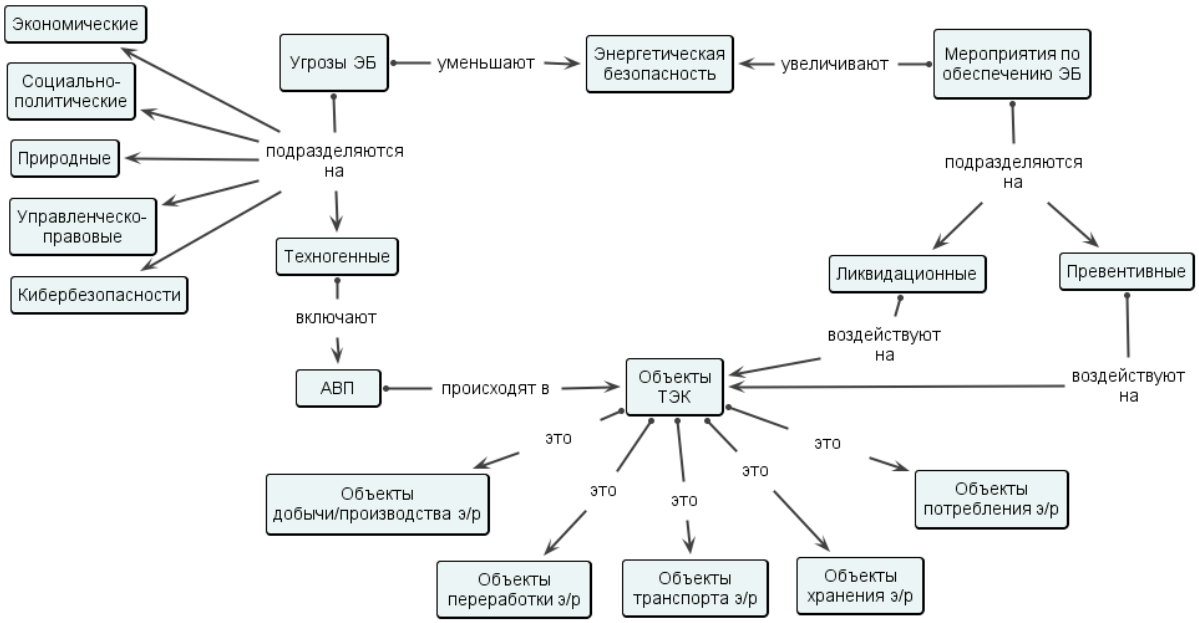


Рис. 3. Фрагмент метаонтологии, используемой для описания угрозы «АВП»

На втором этапе выполняется когнитивное моделирование угрозы с описанием основных зависимостей между негативными факторами, показателями ТЭК и мероприятиями по обеспечению энергетической безопасности (рисунок 4).

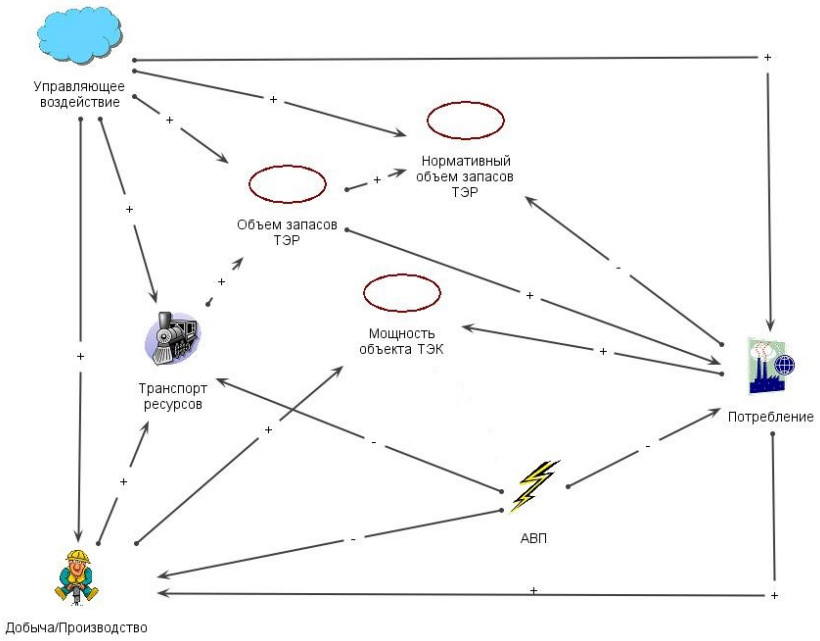
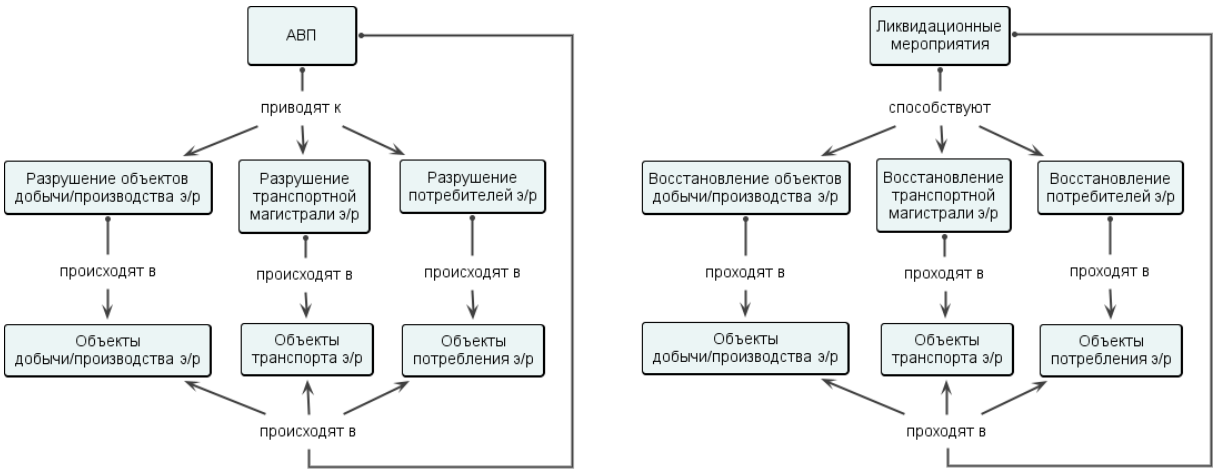


Рис. 4. Когнитивная карта угрозы «АВП»

На основе имеющейся метаонтологии описания угрозы «АВП» и когнитивной карты строится набор онтологий событий (в данном случае метаонтологий), позволяющих перейти от описания фактора к соответствующему событию в событийной модели. Примеры метаонтологий событий в объектах ТЭК при реализации в них угрозы «АВП» и ликвидационных мероприятий представлены на рисунке 5:



а) б)

Рис. 5. Примеры метаонтологий событий объектов ТЭК: а) реализация угрозы «АВП»; б) реализация ликвидационных мероприятий

Далее для формирования сценариев реализации мероприятий с помощью предложенного автором алгоритма разрабатывается событийная модель, инициирующим событием в которой является «АВП». События генерируются при переходе от одного фактора к другому с учетом веса и направления связи, а также построенных ранее метаонтологий событий (см. рисунок 5). Результат представлен на рисунке 6.

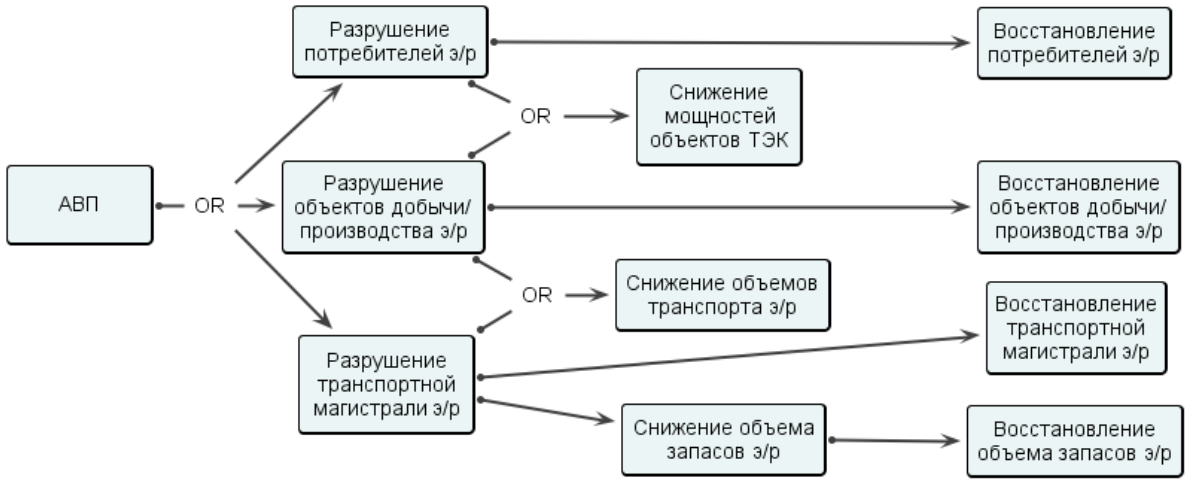


Рис. 6. Фрагмент событийной карты угрозы «АВП»

Полученная таким образом событийная модель может быть отредактирована исследователем и использована для формирования многовариантных сценариев проведения вычислительного эксперимента.

Заключение

В статье рассмотрен предложенный автором алгоритм автоматизированного перехода от когнитивных карт к событийным моделям с использованием онтологий, являющийся частью методики совместного использования онтологического, когнитивного и событийного моделирования для ситуационного анализа в исследованиях ЭБ.

Алгоритм, описанный в данной работе, использует систему онтологий в качестве классификатора концептов исследуемой предметной области. В дополнение к традиционным онтологиям, автором предлагается использовать онтологии событий, описывающие фрагменты знаний о возможных событиях в объектах ТЭК при воздействии на них негативных факторов или наоборот, факторов, улучшающих их состояние. Таким образом, используя онтологическое пространство знаний, становится возможным обеспечить интеграцию методов и программных средств когнитивного и событийного моделирования.

Работа выполняется при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №12-07-00359, №13-07-140, №14-07-116, а также грантов Программы Президиума РАН №229 и интеграционного проекта СО РАН №18Б.

Литература

1. Бушуев В.В. Энергетическая безопасность России / Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. // Новосибирск: Сибир. издат. фирма РАН «Наука», 1998. – 302 с.

2. Массель А.Г. Двухуровневая технология вычислительных экспериментов в исследованиях проблем энергетической безопасности // Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды XVI Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении», Часть III. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – С. 70-76.

3. Гаврилова Т.А., Хорошевский В.Ф. Базы знаний интеллектуальных систем. – СПб: Питер, 2001. – 384 с.

4. Столяров Л.Н. Философия событийного моделирования на примере сценария энергетической катастрофы // Труды Международной конференции «Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации и бизнесе», Гурзуф, 2010. – С. 197-200.

5. Массель А.Г Методологический подход к организации интеллектуальной поддержки исследований проблемы энергетической безопасности // Информационные технологии. №9. 2010. – С. 32-36.

6. 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.

7. Аршинский В.Л. Событийное моделирование в исследованиях энергетической безопасности / Дисс. на соискание степени канд. тех. наук: 05.13.18. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. – 123 с.

8. Axelrod Robert, Structure of decision. – Princeton, New Jersey: Princeton University Press. 1976. 404 p.

Сборник научных трудов

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ
(Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 44)

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.э.н. Ю.Д. Кононов, 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 24.06.2014

Бумага офсетная. Формат 70x108 1/16
Офсетная печать. Печ. л. 14.5

Тираж 35 экз. Заказ № 87

Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130

ISBN 978-5-93908-141-2

На главную Оглавление