

Анализ эффективности схем энергетических комплексов малой распределенной энергетики*

Директор Л. Б., Зайченко В. М., доктора техн. наук,
Майков И. Л., доктор физ.-мат. наук, Иванин О. А., инж.

Объединенный институт высоких температур РАН, Москва

Дан анализ эффективности схем малых энергетических комплексов на базе когенерационных установок, использующих традиционное углеводородное топливо. Рассмотрена работа комплексов в автономном режиме, а также совместно с централизованной электрической сетью. Для сравнительного анализа когенерационных схем применен эффективный алгоритм многопараметрической оптимизации, использующий критерий минимальной стоимости энергии. В коэффициентах целевой функции учтены капитальные, эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления. Проанализирована целесообразность применения в таких схемах аккумуляторов тепловой энергии и электрических котлов.

Ключевые слова: малая распределенная энергетика, энергетический комплекс, когенерация, математическое моделирование, алгоритм оптимизации.

Одна из задач малой распределенной энергетики — эффективное энергоснабжение относительно небольших потребителей, в том числе объектов жилищно-коммунального сектора, характеризующихся сильной неравномерностью часовых, суточных, сезонных графиков потребления электрической и тепловой энергии. Вследствие географического положения России и сурового климата наряду с гарантированным электроснабжением необходимо обеспечить надежное теплоснабжение обособленных объектов. Учитывая непосредственную близость генерирующих источников распределенной энергетики к потребителю, производство энергии в когенерационных циклах позволяет с максимальной степенью использования энергии топлива и при минимальных потерях в сетях обеспечить потребителя электрической и тепловой энергией [1].

В структуре производства тепловой энергии в России 1/4 всего количества теплоты вырабатывается малыми котельными [2]. При этом около 30 % серьезных аварий в теплосетях происходит из-за отключений электросети и останова котельных. Из всего многообразия схем энергокомплексов, включающих как источники энергии, потребляющие традиционное углеводородное топливо, так и перспективные гибридные схемы с установками на возобновляемых источниках энергии и накопителями электроэнергии, можно выделить практически важную сегодня для России схему, обеспечивающую повышение эф-

фективности и безопасности работы отопительных котельных за счет их надстройки установками с комбинированной выработкой электроэнергии и теплоты [3].

Ключевая задача при проектировании подобных энергетических комплексов или при реконструкции котельных — выбор оптимального состава оборудования и режимов его эксплуатации. Помимо источников энергии (отопительного котла и когенерационной установки) для выравнивания энергетических нагрузок используются тепловые аккумуляторы [4]. Несмотря на устойчивое мнение о нецелесообразности конвертирования “дорогой” электроэнергии в “дешевую” тепловую энергию, часто включение в схему энергокомплекса электрокотла оказывается экономически оправданным [5]. Если энергокомплекс проектируется как полностью автономный, необходимо предусмотреть включение в схему резервных источников энергии. При возможности технологического подключения к централизованной (локальной) сети она может рассматриваться как дополнительный или резервный источник энергии.

При выборе оптимального состава комплекса, определении номинальных параметров входящих в него генерирующих и накопительных установок и режимов их эксплуатации необходимо учитывать суточные, недельные, сезонные графики потребления электрической и тепловой энергии, капитальные и эксплуатационные затраты, действующие тарифы, жизненный цикл оборудования и амортизационные отчисления, а также ограничения, накладываемые внешней сетью.

* Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ (Государственный контракт № 14.516.11.0079) и гранта РФФИ № 12-08-011-07-А.

В большинстве работ, посвященных анализу эффективности схемных решений энергетических комплексов, рассматриваются только электрогенерирующие установки. Кроме того, анализ основан на вариантных расчетах энергокомплексов заданного состава. Работа [6] — одна из немногих, где анализируется оптимизация выработки, передачи и распределения и электрической, и тепловой энергии, причем в состав локальной энергосистемы входят как когенерационные, так и теплогенерирующие установки. Критерий оптимизации — минимальный расход условного топлива, при этом прочие затраты (капитальные, амортизационные, эксплуатационные) не учитывались, поскольку задачи решались для наперед заданных состава и номинальных параметров источников энергии.

В [7] предложена методика многопараметрической оптимизации структуры и режимов работы обобщенных энергетических комплексов на основе эффективных алгоритмов и специальных численных методов решения оптимизационных задач. При этом состав и номинальные параметры составляющих комплекса заранее не заданы. Энергокомплекс может рассматриваться как автономный или в составе сети с соответствующими ограничениями на экспорт/импорт электроэнергии.

В настоящей статье на основе результатов математического моделирования представлены анализ и сравнительные характеристики эффективности схем энергокомплексов, состоящих из отопительного котла, когенерационной установки на базе двигателя внутреннего сгорания, теплового аккумулятора и электрокотла. Рассмотрены режимы автономной работы энергокомплекса и параллельной работы с централизованной сетью.

Постановка задачи, основные допущения

Рассмотрим энергетическую систему, состоящую из энергогенерирующего комплекса и потребителя энергии (электрической и тепловой). В состав комплекса в общем случае входят: двигатель внутреннего сгорания с электрогенератором, теплоутилизационный блок, водогрейный котел, электрический котел, аккумулятор тепловой энергии, вспомогательные системы и агрегаты. Энергокомплекс может эксплуатироваться как в “островном” (автономном) режиме, так и в комбинации с промышленной электрической сетью.

Предполагается, что температурный уровень теплоносителя для использования в различных системах теплоснабжения (отопления,

вентиляции, горячего водоснабжения) обеспечивается на тепловых пунктах потребителей. При работе в параллель с централизованной сетью допускается только импорт электроэнергии из сети, при этом устанавливаются ограничения на предельную импортируемую мощность. Потребитель энергии характеризуется часовыми последовательностями изменения электрической и тепловой нагрузок.

В качестве основного критерия эффективности схем энергокомплекса принята себестоимость электрической и тепловой энергии, отданной потребителю за расчетный промежуток времени. При расчете себестоимости учитывали капитальные затраты, амортизационные отчисления, эксплуатационные расходы и топливную составляющую. При оценке капитальных затрат использованы данные о средних удельных затратах на единицу установленной мощности (для тепловых аккумуляторов — на единицу объема) энергетического оборудования. Капитальные затраты рассчитывали как удвоенную стоимость оборудования, жизненный цикл работы основного оборудования принят равным 20 годам, соответственно годовые амортизационные отчисления составляли 5 % капитальных затрат. При работе в параллель с сетью предусмотрена возможность расчетов с использованием дифференцированного по времени суток тарифа.

Структура математической модели, алгоритмы оптимизации, основные уравнения, численные методы

Для решения оптимизационной задачи была адаптирована обобщенная модель энергетического комплекса, предложенная в [7]. В ее основе лежат математические модели элементов комплекса с поперечными связями потоков электрической и тепловой энергии и уравнения энергетических балансов. Расчетные схемы представлены на рис. 1. Для выбранных схем уравнения энергетических балансов можно записать следующим образом:

баланс электрической мощности:

для параллельной работы (см. рис. 1, а)

$$z_1 + z_3 = N_{\text{п}}; \quad (1)$$

$$z_3 + z_4 = N_{\text{э.с}}; \quad (2)$$

$$z_1 + z_2 = N_{\text{КГУ}}; \quad (3)$$

для автономной работы (см. рис. 1, б)

$$z_1 = N_{\text{п}}; \quad (4)$$

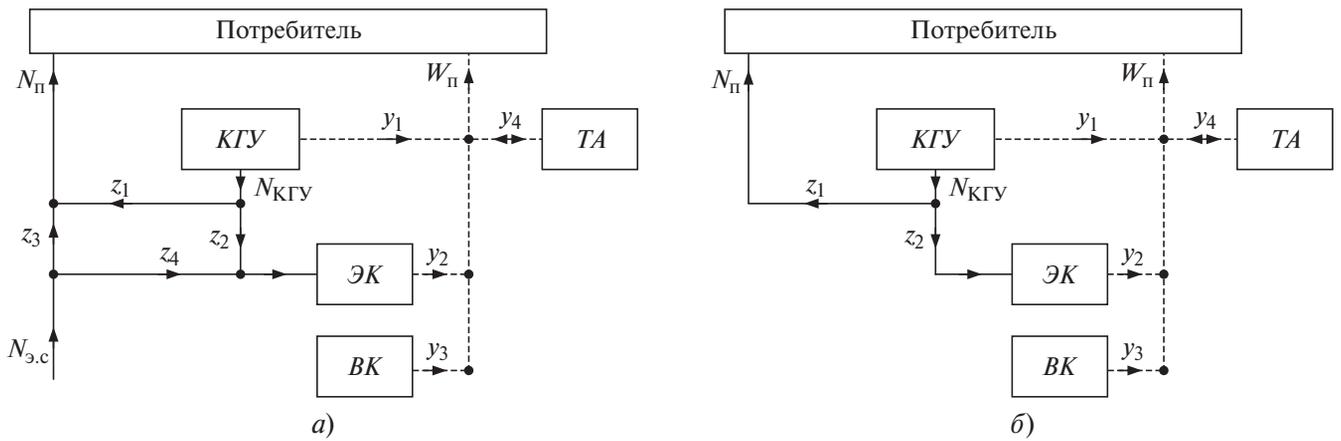


Рис. 1. Расчетные схемы при работе в параллель с сетью (а) и в “островном” режиме (б):

КГУ — когенерационная установка; ЭК — электродкотел; ВК — водогрейный котел; ТА — тепловой аккумулятор; z_j — потоки электроэнергии (мощность); y_i — потоки теплоты (мощность); $N_{\text{КГУ}}$ — электрическая мощность КГУ; $N_{\text{э.с}}$ — электрическая мощность, импортируемая из сети; $N_{\text{п}}$ — электрическая нагрузка потребителя; $W_{\text{п}}$ — тепловая нагрузка потребителя

$$z_1 + z_2 = N_{\text{КГУ}}; \quad (5)$$

баланс тепловой мощности:

$$y_1 + y_2 + y_3 + y_4 = W_{\text{п}}. \quad (6)$$

Система уравнений (1) – (6) представляет собой баланс электрической и тепловой мощности за промежуток времени Δt_i , в течение которого можно считать $N_{\text{п}}(t) = \text{const}$ и $W_{\text{п}}(t) = \text{const}$. Предполагается, что $N_{\text{э.с}} \geq 0$ (рассматривается только импорт электроэнергии из сети); при $y_4 < 0$ — зарядка теплового аккумулятора, при $y_4 > 0$ — разрядка. Система уравнений дополняется ограничениями на импорт электроэнергии из сети и дополнительными соотношениями (математическими моделями), определяющими характеристики элементов энергокомплекса.

Процедура оптимизации заключается в минимизации функционала F (целевой функции), коэффициенты которого определяются принятым критерием оптимизации. В выбранной постановке задачи

$$F = \sum_i^N \Delta t_i (\alpha_{\text{э.с}} N_{\text{э.с}} + \alpha_{\text{КГУ}} N_{\text{КГУ}}) + \sum_i^N \sum_j^3 \Delta t_i \beta_j y_j^i + \sum_i^N \Delta t_i (\beta_4 |y_4^i|), \quad (7)$$

где $\alpha_{\text{э.с}}$, $\alpha_{\text{КГУ}}$, β_j — коэффициенты целевой функции (при оптимизации по критерию минимальной стоимости энергоресурсов — тарифы и удельная себестоимость энергии соответствующего элемента энергокомплекса).

Решение системы уравнений (1) – (7), при котором целевая функция принимает минимальное значение, определяет номинальные

параметры элементов энергокомплекса и оптимальные режимы работы (режимные карты) в каждый промежуток времени Δt_i .

В общем случае система уравнений (1) – (7) является нелинейной, и получение решения оптимизационной задачи становится проблематичным в связи с большой размерностью задачи. В [7] показано, что оптимизационную задачу можно свести к задаче линейного программирования с учетом нелинейных эффектов. Для эффективного обеспечения итерационного процесса используется численная процедура — симплекс-метод с искусственным базисом. Алгоритмы оптимизации и соответствующие численные методы решения задачи представлены в [7].

Условия расчетов

Для проведения оптимизационных расчетов в соответствии с постановкой задачи была адаптирована оптимизационная программа EnergyOptim [8]. В качестве примера рассмотрены схемы энергоснабжения жилого здания в климатических условиях Москвы.

Одна из проблем при решении оптимизационной задачи — задание адекватных графиков изменения энергетических нагрузок потребителя. Если для промышленных предприятий, частных компаний, государственных учреждений, больниц, школ и других объектов при наличии современной системы мониторинга расходования топливно-энергетических ресурсов такая информация в принципе доступна, то для объектов ЖКХ, прежде всего жилых зданий, получить ее чаще всего невозможно.

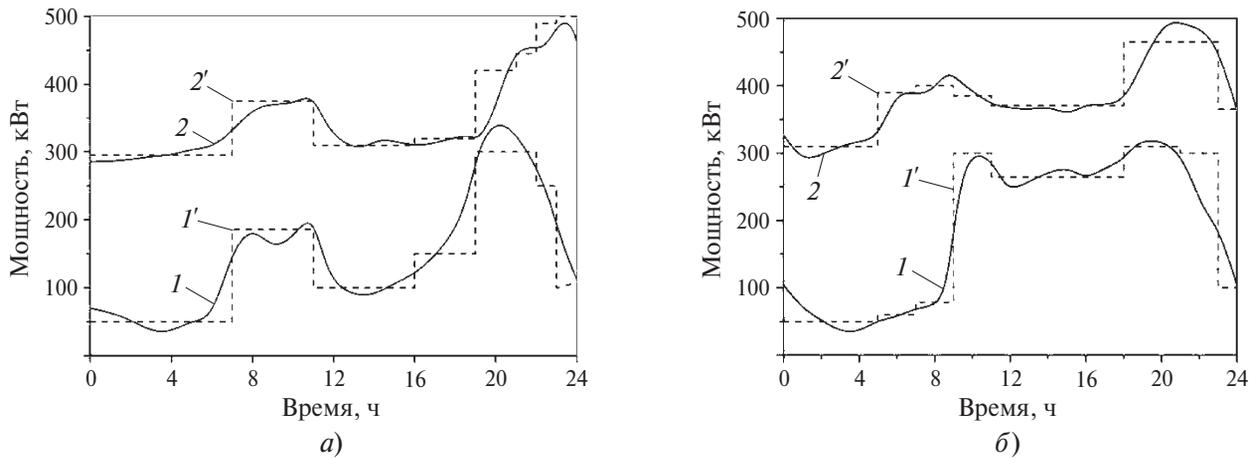


Рис. 2. Графики нагрузок жилого здания в рабочие (а) и выходные (б) сутки:

1, 2 и 1', 2' — расчетные и модельные электрические и тепловые нагрузки

В настоящей статье для расчетов использованы типичные суточные графики изменения относительной тепловой нагрузки — отопительной и горячего водоснабжения (ГВС) [9]. Отопительную нагрузку рассчитывали по упрощенной методике с учетом геометрических размеров здания и оконных проемов, этажности, теплофизических свойств ограждающих конструкций и ориентации здания по сторонам света. Климатические данные взяты из архива метеостанции ВВЦ [10]. Суточную нагрузку системы ГВС определяли по СНиП 2.04.01–85.

Для моделирования графика электрической нагрузки здания использовали типовые графики изменения относительных нагрузок жилого здания в рабочие и выходные дни [11]. Его расчетную нагрузку определяли согласно действующим нормативам [12].

Для сравнительных оценок выбран недельный интервал времени в январе с учетом специфики рабочих и выходных дней. Предполагалось, что суточные графики нагрузок

постоянны для пяти рабочих и для двух выходных дней. Сутки разбивали на восемь характерных интервалов времени, в пределах которых энергетические нагрузки принимали постоянными (рис. 2). Пиковая электрическая нагрузка составила 300 кВт, тепловая — 500 кВт.

Анализировали схемы энергокомплексов, допускающих импорт электроэнергии из централизованной сети, и полностью автономных энергокомплексов. В качестве электрогенерирующих источников рассматривали газопоршневые энергоустановки (ГПУ) на базе дизельных двигателей Ярославского моторного завода, адаптированных к работе на природном газе. Помимо когенерационной установки в обобщенную схему энергокомплекса (см. рис. 1) входят: водогрейный котел, электродкотел и тепловой аккумулятор. В результате использования оптимизационной программы строят оптимальную схему энергокомплекса, определяют номинальные параметры и режимные карты работы оборудования ком-

Вариант схемы	Номинальная мощность, кВт					Объем ТА, м ³	k_T^{**} , %	S^{***} , %
	Сеть	ГПУ*	КГУ	ВК	ЭК			
1	300	—	—	500	—	—	—	100
2	—	315	—	500	—	—	60	64,3
3	—	—	315	350	—	20,45	81	52,2
4	—	—	315	—	130	11,39	83	51,5

* Газопоршневая установка без когенерации.

** Коэффициент использования топлива (отношение произведенной энергокомплексом электрической и тепловой энергии к располагаемой энергии топлива).

*** Относительная стоимость энергии.

плекса. При этом исключают те элементы схемы, которые в оптимальных режимах при заданных условиях расчета (графиках нагрузок потребителя, удельной стоимости оборудования, тарифах) не включаются в работу.

При возможности работы в параллель с сетью последняя рассматривалась как резервный источник электроэнергии. В расчетах учитывали расходы за технологическое присоединение и резервирование электрической мощности. Резервирование тепловой мощности обеспечивалось введением в схему дополнительного водогрейного котла. При работе энергокомплекса в автономном режиме резервирование всей мощности учитывали увеличением капитальных затрат и амортизационных отчислений на сооружение резервной когенерационной установки и введением в схему дополнительного водогрейного котла. Анализ показал, что в условиях московского региона при существующей тарифной политике стоимости резервирования для схемы параллельной работы и для автономной схемы

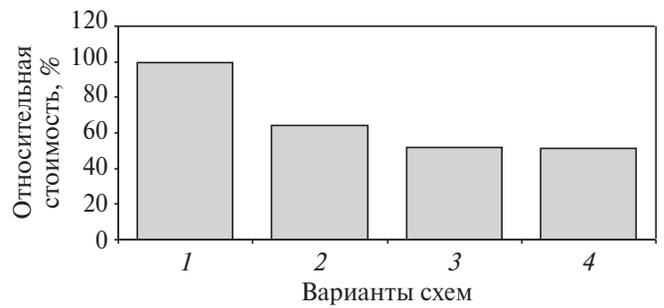


Рис. 3. Относительная стоимость энергии для различных схем энергокомплекса:

1 — сеть + ВК; 2 — ГПУ + ВК; 3 — КГУ + ВК + ТА; 4 — КГУ + ЭК + ТА

примерно одинаковы. Базой для сравнения эффективности схем выбрана традиционная схема энергоснабжения — централизованная электрическая сеть и водогрейный котел.

Результаты расчетов

При заданных графиках нагрузок потребителя (см. рис. 2) оптимальными по критерию

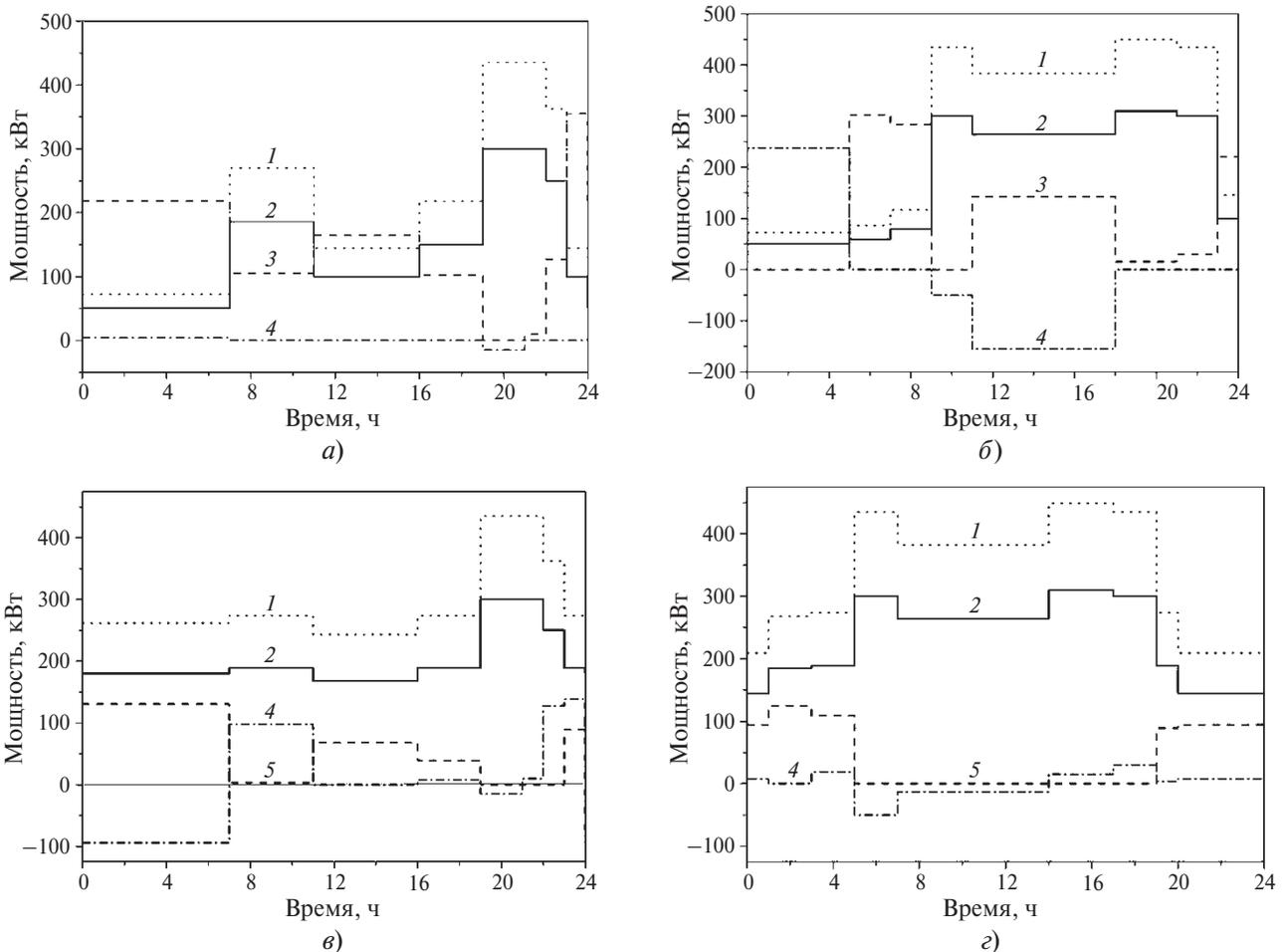


Рис. 4. Графики нагрузок оборудования энергокомплекса:

а — схема 1, рабочий день; б — схема 1, выходной день; в — схема 2, рабочий день; г — схема 2, выходной день; 1 — КГУ (тепловая мощность); 2 — КГУ (электрическая мощность); 3 — ВК; 4 — ТА; 5 — ЭК

минимальной стоимости произведенной энергии (минимум функционала F) и для параллельной, и для автономной работы оказались две схемы. Внешняя сеть даже при сниженном ночном тарифе не подключается и обеспечивает только резерв мощности. Состав энергокомплекса и номинальные параметры оборудования приведены в таблице. Диаграмма относительной стоимости энергии для различных схем энергокомплекса показана на рис. 3.

Эффективность когенерационных схем почти в 2 раза выше, чем базовой, и на 20 % больше, чем автономной схемы без когенерации. При этом экономия топлива по сравнению со схемой автономной работы без когенерации составила более 30 %. При заданных средних значениях удельной стоимости оборудования эффективность схемы с электростанцией (схема 4) практически такая же, как в схеме с водогрейным котлом (схема 3). Это объясняется более экономичной работой КГУ, когда при снижении электрической нагрузки потребителя выгодней эксплуатировать установку при высоких КПД и часть произведенной электроэнергии конвертировать в тепловую, излишки которой запасать в тепловом аккумуляторе. Комбинация водогрейного котла и электростанции в схемах автономных энергокомплексов обеспечивает эффективное резервирование теплогенерирующих источников и позволяет гибко адаптировать энергокомплекс к изменяющимся условиям потребителя энергии.

Режимы работы оборудования энергокомплекса для оптимальных схем в рабочие и выходные дни показаны на рис. 4. Характер режимных карт объясняется спецификой изменения нагрузок потребителя во времени, когда максимумы электрической и тепловой нагрузок практически совпадают и эффективность использования теплового аккумулятора не столь высока. Вместе с тем наличие аккумулятора теплоты приводит к снижению номинальной мощности водогрейного котла и электростанции и уменьшению капитальных затрат на сооружение энергокомплекса.

Выводы

1. Результаты исследований показывают, что для выбора оптимальных схем энергетических комплексов малой распределенной

энергетики могут эффективно использоваться алгоритмы многопараметрической оптимизации.

2. Когенерационные схемы энергокомплексов, включающих энергоустановки на базе ДВС, водогрейных котлов, тепловых аккумуляторов и электростанций, позволяют получить максимальный экономический эффект как по стоимости произведенной энергии, так и по потреблению углеводородного топлива, особенно при существенно неравномерных графиках потребления электрической и тепловой энергии.

Список литературы

1. Бессмертных А. В., Зайченко В. М. Развитие распределенной энергетики. — Вестник РАН, 2012, т. 82, № 9.
2. Степанов А. Ю. Малая энергетика в России и за рубежом. — Энергорынок, 2005, № 11.
3. Дубинин В. С., Лаврухин К. М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных. — Новости теплоснабжения, 2002, № 4.
4. Баласанян Г. А., Дубковский В. А. Эффективность аккумулирования тепла для интегрированных систем энергоснабжения на базе установок когенерации малой мощности. — Тр. Одесского политех. ун-та, 2008, № 1.
5. Валиулин С. Н., Фролов М. В. Эффективность применения электрического котла в составе когенерационной дизель-электрической установки. — Вестник Астраханского гос. техн. ун-та. Сер.: Морская техника и технология, 2010, № 1.
6. Оптимальная выработка и передача энергии в тепловых и электрических сетях / В. П. Жуков, Е. В. Барочкин, Д. А. Уланов и др. — Теплоэнергетика, 2011, № 8.
7. Директор Л. Б., Майков И. Л. Решение задач оптимизации сложных энергетических систем. — В кн.: Управление большими системами. М.: ИПУ РАН, 2010, вып. 28.
8. Директор Л. Б., Майков И. Л. Программа оптимизации автономных энергетических комплексов (свидетельство о регистрации в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации № 20100616660 от 28 октября 2010 г.).
9. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: Учеб. для вузов. 7-е изд., стереотипное. — М.: Изд-во МЭИ, 2001.
10. RP5.RU.
11. <http://promlease.ru/faq/28/343-grafiki-nagruzok.html>.
12. РД 34.20.185–94. Инструкции по проектированию городских электрических сетей.

director@oivtran.ru