

6. Кузнецов В.А., Рутберг Ф.Г., Братцев А.Н. и др. Газификация отработанных автомобильных шин воздушно и паровой плазмой // Энерготехнологии и ресурсосбережение. — 2011. — № 2. — С. 46–50.
7. Ishikawa M., Terauchi M., Komori T., Yasuraoka J. Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant. Mitsubishi Heavy Industries // Ltd. Technical Review. — 2008. — Vol. 45, № 1. — P. 15

Поступила в редакцию 20.07.12

***Bratsev A.N., Kuznetsov V.A., Lerner A.S.,
Popov V.E., Subbotin D.I., Ufimtsev A.A., Shtengel S.V.***

The Institute for Electrophysics and Electric Power RAS, St.-Petersburg, Russia

Plasma Gasification of Waste as Energy Saving Method

The results of numerical simulation of plasma gasification process with application of air, steam and carbon dioxide as plasma forming gas as well as experimental parameters of wood waste air-plasma gasification are presented. The experimental data are compared with the calculated data. The main schemes of waste gasification process are displayed.

Key words: plasma, gasification of wood, syngas.

Received July 20, 2012

УДК 536.7:519.85

Директор Л.Б., Майков И.Л., Иванов О.А.
Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, РФ

Задача оптимизации автономных энергетических комплексов в составе локальных распределительных сетей

Рассмотрены проблемы энергетической оптимизации и управления автономными энергетическими комплексами малой энергетики, в состав которых входят разнотипные генерирующие установки и накопители энергии. Разработана математическая модель обобщенного энергокомплекса. Предложен подход к построению интеллектуальной системы управления. Представлены результаты стендовых испытаний макета адаптивной системы управления энергокомплексом.

Ключевые слова: малая энергетика, автономные энергетические комплексы, распределенная генерация, интеллектуальные системы управления.

Розглянуто проблеми енергетичної оптимізації та управління автономними енергетичними комплексами малої енергетики, до складу яких належать різнотипні генеруючі установки та накопичувачі енергії. Розроблено математичну модель узагальненого енергокомплексу. Запропоновано підхід до побудови інтелектуальної системи управління. Представлено результати стендових випробувань макету адаптивної системи управління енергокомплексом.

Ключові слова: мала енергетика, автономні енергетичні комплекси, розподілена генерація, інтелектуальні системи управління.

Многие десятилетия в СССР генеральным направлением развития энергетики являлась ее централизация, основанная на крупных районных электростанциях и мощных ТЭЦ, объединенных в энергосистемы. В эпоху индустриализации, когда на первый план выдвигалось надежное энергоснабжение больших производственных комплексов и мегаполисов, такой подход позволил в кратчайшие сроки решить задачи энергообеспечения развивающейся промышленности и оборонного комплекса [1].

С изменением структуры экономики, смещением приоритетов в социальную сферу, остро стоящими экологическими проблемами параллельно с модернизацией централизованной энергетики все большее внимание уделяется развитию малой, распределенной энергетики, ориентированной на максимально эффективное использование местных энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых. Сложившаяся ситуация обуславливает существенные изменения структуры мощности и типов электростанций. По прогнозам экспертов, в ближайшие 10–15 лет доля малых высокоэффективных энергогенерирующих установок составит 35–55 % общей мощности всех сооружаемых на территории России электростанций [2]. Очевидно, и опыт западных стран это подтверждает, что в недалеком будущем малые энергетические комплексы и распределенная генерация будут играть значительную роль в энергетическом балансе страны и должны так или иначе быть интегрированы в общую энергосистему [3, 4].

Современная концепция развития энергетики основывается на создании активно-адаптивных сетей, интеллектуальных счетчиков, многоуровневой системы управления генерацией, распределением и потреблением энергии, использовании цифровых технологий [5]. Концептуальные разработки интеллектуальных (или «умных») сетей для энергетики начались в США и в европейских странах в начале 1970-х гг. За рубежом они получили название «SMART Grid» (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology) [6, 7].

В «большой» энергетике России реализуются масштабные проекты, направленные на создание отдельных элементов активно-адаптивных сетей, иницируемых прежде всего ОАО «ФСК ЕЭС» [8]. Аналогичных отечественных разработок, ориентированных на автономные энергетические комплексы и распределенные сети малой энергетики, явно недостаточно.

Энергетические комплексы малой энергетики могут включать в себя традиционные установки (котельные, энергоустановки на ДВС), а

также установки на ВИЭ (ВЭУ, ФЭП, солнечные водонагреватели, установки, использующие биотопливо) и различные накопители электрической и тепловой энергии. Состав подобных комплексов определяется требованиями потребителя энергии, местными климатическими и метеоусловиями, топливной базой, техническими возможностями взаимодействия с внешними сетями. Кроме того, при использовании местных видов топлива (низкокалорийных углей, торфа, растительных сельскохозяйственных отходов, древесных отходов) в состав энерготехнологического комплекса войдут термохимические реакторы (газификация, пиролиз) и вспомогательные устройства, которые должны быть согласованы с энергоустановками.

Задача определения оптимального состава энергокомплекса с учетом переменных энергетических нагрузок потребителя, изменяющихся метеоусловий, возможностей внешних сетей является нетривиальной. Необходимо также учитывать характерное время изменения нагрузок и внешних условий (суточные, недельные, сезонные), в связи с чем расчетный интервал задачи оптимизации должен составлять один год с часовыми последовательностями изменения всех энергетических величин и метеоусловий.

В результате решения первой части оптимизационной задачи, помимо оптимальной конфигурации комплекса, определяются режимные карты работы всего оборудования энергокомплекса при условии неизменности заложенных графиков изменения нагрузок и метеоусловий (проектных, типовых, прогнозных, полученных статистической обработкой данных многолетних наблюдений). По сути, это решение является алгоритмом работы системы управления энергокомплексом в стандартных условиях.

Вторая часть оптимизационной задачи — определение реакции системы управления на случайные отклонения энергетических нагрузок и метеоусловий от заложенных «стандартных» графиков. Для решения первой задачи время машинного счета ограничено только разумными пределами. Вторая задача должна решаться в режиме реального времени. Учитывая огромный объем обрабатываемой информации, это требует разработки специальных алгоритмов и эффективных численных методов.

В настоящей работе рассмотрены подходы к определению оптимальной конфигурации энергетического комплекса, предложены алгоритмы управления подобными комплексами, в том числе в составе распределенных сетей, представлена реализация макета интеллектуальной системы управления применительно к стеновой модели автономного энергетического комплекса.

Постановка задачи

Первый этап работы — разработка гибкой математической модели энергокомплекса, позволяющей в зависимости от конкретных задач вводить в модель те или иные устройства и агрегаты. Модель строится на базе математических моделей входящих в энергокомплекс элементов и связей между отдельными модулями, определяемыми балансом потоков электрической и тепловой энергий. Элементы энергокомплекса, как правило, представляют собой нелинейные динамические объекты, характеризующиеся большим диапазоном изменения постоянных времени. Поведение подобного энергокомплекса описывается жесткой нелинейной системой дифференциальных уравнений [9], решение которой на больших характерных интервалах времени без значительного упрощения моделей его элементов затруднительно. В связи с этим необходим компромисс между степенью детализации моделей элементов комплекса и реальной возможностью расчетов оптимальных режимов эксплуатации энергоустановок на современных персональных компьютерах.

В составе энергокомплекса можно выделить 6 групп взаимодействующих между собой компонентов (рис.1).

1. Традиционные энергоустановки, использующие ископаемые топлива или соответствующим образом подготовленное биотопливо (пеллеты, газообразные продукты термохимической обработки биоотходов). Установки такого типа полностью управляемые, и для моделирования режимов их работы, как правило, имеется исчерпывающая априорная информация.

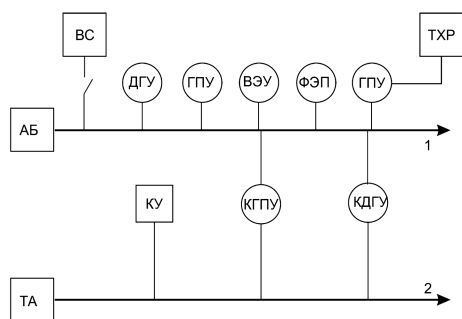


Рис.1. Структурная схема автономного энергокомплекса (АЭК): ВС — внешняя электрическая сеть; АБ — аккумуляторная батарея; ДГУ — дизель-генераторная установка; ГПУ — газопоршневая электростанция; ВЭУ — ветроэнергетическая установка; ФЭП — фотоэлектрическая установка; ТХР — термохимический реактор; ТА — тепловой аккумулятор; КУ — котельная установка; КГПУ — газопоршневая мини-ТЭЦ; КДГУ — дизель-генераторная мини-ТЭЦ; 1 — электроэнергия к потребителю; 2 — тепло к потребителю.

2. Энергетические установки на возобновляемых источниках энергии (солнечной и ветровой) относятся к классу плохо управляемых (non-controllable). В связи со стохастическим характером изменения внешних условий (солнечной радиации, скорости и направления ветра) только часть информации является априорной (например, технические характеристики ФЭП и ВЭУ).

3. Электрохимические и тепловые аккумуляторы. Если создание той или иной сложности динамической модели теплового аккумулятора не представляет проблемы, то при моделировании электрохимических аккумуляторов необходимо учитывать такие их особенности, как зависимость характеристик от скорости и глубины заряда-разряда, допустимое количество циклов заряда-разряда в зависимости от глубины разряда, эффект «памяти» (гистерезис).

4. Внешняя электрическая сеть. Возможны два случая: сеть является бесконечным по сравнению с мощностью энергокомплекса источником или стоком энергии; мощность сети соизмерима с мощностью энергокомплекса (например, локальная сеть из нескольких энергокомплексов), что накладывает ограничения на возможность обмена энергией.

5. Потребитель энергии, который характеризуется частично априорной информацией (типичные графики изменения энергетических нагрузок), частично информацией стохастического характера (случайные отклонения от прогнозных нагрузок).

6. Блок термохимической конверсии биоотходов в топливный газ.

В рамках поставленной задачи детальные модели компонентов комплекса — модели внутренних процессов (процессы горения и сжигания в цилиндрах ДВС, кинетика реакций в электрохимических аккумуляторах, элементарные фотоэлектрические процессы в ФЭП, модели элементов ВЭУ и т.п.), определяющих основные характеристики оборудования, не рассматриваются. Для построения модели всего комплекса и решения задач оптимизации необходимо определить набор входных параметров и с учетом известных технических характеристик конкретного оборудования и дополнительных ограничений определить набор функциональных зависимостей выходных параметров, характеризующих динамическую реакцию устройства на изменение входных значений.

На втором этапе работы необходимо сформулировать оптимизационную задачу, решение которой определит состав энергокомплекса и номинальные характеристики входящих в него

элементов. При этом на первом шаге в обобщенной схеме комплекса, исходя из условий конкретной задачи, учитываются все возможные генерирующие и накопительные устройства и в зависимости от полученных результатов расчетов на следующем шаге из схемы исключаются установки, коэффициент использования мощности которых составляет малую величину, после чего расчет повторяется для новой схемы.

В результате решения первой оптимизационной задачи, помимо определения конфигурации энергокомплекса, определяются режимные карты работы всего оборудования, и это решение является алгоритмом работы системы управления энергокомплексом в «стандартных» условиях. На заключительном этапе необходимо построить алгоритм, который должен определять реакцию системы управления на случайные отклонения внешних параметров от заложенных «стандартных» значений, по сути, разработать алгоритм адаптивной системы управления. Алгоритм такой системы управления основан на корректировке режимов работы компонентов энергокомплекса таким образом, чтобы вся система на новом промежутке времени перешла в новое оптимальное состояние.

Математическая модель энергокомплекса

Математическую формулировку модели энергокомплекса можно записать в виде системы уравнений баланса потоков тепловой и электрической энергии в каждый момент времени:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{NN} k_i W_i(t, \eta_i) &= N_W(t); \\ \sum_{i=1}^{NN} k_i W_i(t, \xi_i) &= N_N(t), \end{aligned} \quad (1)$$

где NN — общее количество элементов энергокомплекса; k — количество элементов i -го типа; W_i , N_i — положительные или отрицательные потоки тепловой и электрической энергии (мощности) от элемента i -го типа в момент времени t ; N_W , N_N — тепловая и электрическая мощности потребителя в момент времени t ; η_i, ξ_i — векторы переменных, от которых зависят тепловая и электрическая мощности элемента i -го типа в момент времени t (например, это могут быть зависимости КПД от мощности, различные функции тепло- и электропотерь, метеорологические и климатические внешние условия и т.п.).

Система уравнений (1) дополняется ограничениями на величины тепловых и электрических потоков, соответствующими постановке задачи (предельные величины мощности, отби-

раемой от внешней сети, предельные величины мощности элементов энергокомплекса), и дополнительными соотношениями, определяющими динамические характеристики элементов энергокомплекса (математические модели элементов).

Целевая функция может быть представлена в таком виде:

$$f_0 = \int_0^T \sum_{i=1}^N [c_i(t, N_i) k_i N_i(t, \xi_i) + d_i(t, N_i) k_i W_i(t, \eta_i)] dt, \quad (2)$$

где c_i , d_i — себестоимость вырабатываемого ресурса (электрическая и тепловая энергия) элементом i -го вида; T — рассматриваемый период времени.

Полную систему уравнений (1) в векторно-матричном виде можно записать так:

$$\begin{pmatrix} A_1 & 0 & 0 \\ 0 & A_i & 0 \\ 0 & 0 & A_N \\ B_i & B_i & B_N \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_1 \\ X_i \\ X_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} D_1 \\ D_i \\ D_N \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (3)$$

где A_i , B_i — матрицы коэффициентов; D_i — вектор правых частей; X_i — вектор неизвестных [10–12].

Задача оптимизации состоит в минимизации целевой функции f_0 , то есть в решении системы уравнений (1) (определение состава элементов энергокомплекса и режимов работы всех элементов в каждый момент времени) с соответствующими ограничениями и дополнительными соотношениями, при котором $f_0 \rightarrow \min$.

Поставленная таким образом задача оптимизации является нелинейной задачей условной оптимизации с частично дискретным множеством решений, для которой не существует методов решения в общем виде. Так как в практических задачах оптимизации тепловая и электрическая мощности потребителя полагаются постоянными в течение некоторого малого промежутка времени Δt (например, $\Delta t = 1$ ч), то общая задача оптимизации может быть сведена к решению системы алгебраических уравнений. При этом оптимизационная задача становится полностью определенной и может быть решена методами линейного или выпуклого программирования. При наличии нескольких источников электрической и тепловой энергии задача, хотя и становится линейной, остается частично целочисленной [13]. Соответствующие численные методы решения представлены в [10–12].

Для моделирования климатических условий работы энергоустановок на ВИЭ (ВЭУ, ФЭП) в Лаборатории возобновляемых источников энергии и энергосбережения Объединенного института высоких температур РАН (ОИВТ) на основе базы данных NASA сгенерировано около 4000 так называемых «типичных метеогодов» (ТМУ) [14], соответствующих расчетным точкам на территории России с географическими размерами 1×1. Текстовые файлы содержат информацию о температуре окружающего воздуха, скорости ветра и часовых суммах солнечного излучения в течение года с шагом 1 ч.

Алгоритм адаптивной системы управления

Рассмотрим систему управления, которая бы фиксировала случайные изменения внешних параметров и адаптировала работу энергокомплекса к новым условиям.

Идея алгоритма состоит в прогнозировании работы энергосистемы как отклика на внешнее воздействие, причем отклик определяется из решения оптимизационной задачи с минимизацией целевой функции для приращений по отношению к оптимальному решению на первом шаге реализации алгоритма и для приращений по отношению к динамическому решению на следующих шагах реализации алгоритма [15].

Для постановки оптимизационной задачи необходимо выбрать критерии оптимизации. Будем считать, что система управления переводит энергокомплекс в новое состояние, которое характеризуется минимальным отклонением значения целевой функции от оптимального режима, полученного при решении задачи по (1), (2).

Пусть \mathbf{D}_i^0 — вектор внешних параметров; \mathbf{X}_i — вектор переменных. Тогда оптимизационная задача формулируется следующим образом: найти вектор \mathbf{X}_i^0 , при котором

$$f_0(\mathbf{D}_i^0, \mathbf{X}_i) \rightarrow \min. \quad (4)$$

Предположим, что произошло изменение вектора внешних параметров $\delta\mathbf{D}_i$. Тогда систему (3) можно записать в виде

$$\begin{pmatrix} A_1 & 0 & 0 \\ 0 & A_i & 0 \\ 0 & 0 & A_N \\ B_i & B_i & B_N \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_1^0 + \Delta X_1 \\ X_i^0 + \Delta X_i \\ X_N^0 + \Delta X_N \end{pmatrix} (=, ,) \begin{pmatrix} D_1^0 + \Delta D_1 \\ D_i^0 + \Delta D_i \\ D_N^0 + \Delta D_i \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (5)$$

где $(X_i^0 + \Delta X_i)$ — компоненты нового вектора неизвестных; $(D_i^0 + \Delta D_i)$ — новые компоненты вектора правых частей; X_i^0 — решение оптимизационной задачи (3); ΔD_i , ΔX_i — изменения вектора внешних параметров \mathbf{D}_i и соответствующие приращения решения.

Система уравнений и неравенств (5) может быть записана в приращениях вектора решений:

$$\begin{pmatrix} A_1 & 0 & 0 \\ 0 & A_i & 0 \\ 0 & 0 & A_N \\ B_i & B_i & B_N \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_i \\ \Delta X_N \end{pmatrix} (=, ,) \begin{pmatrix} \delta D_1 \\ \delta D_i \\ \delta D_N \\ 0 \end{pmatrix}. \quad (6)$$

Тогда оптимизационную задачу можно сформулировать следующим образом: найти вектор $\Delta\mathbf{X}_i^0$, при котором новая целевая функция будет

$$f_1(\delta\mathbf{D}_i, \Delta\mathbf{X}_i) \rightarrow \min. \quad (7)$$

Решение задачи (7) дает поправку к исходному решению \mathbf{X}_i^0 :

$$\mathbf{X}_i = \mathbf{X}_i^0 + \Delta\mathbf{X}_i^0. \quad (8)$$

Пусть есть оптимальное решение \mathbf{X}_i^0 , соответствующее вектору внешних параметров \mathbf{D}_i^0 , причем $i = 1, \dots, N$ — количество интервалов времени ΔT с постоянной нагрузкой.

Обозначим время опроса внешних параметров $\Delta\tau$. Если $\Delta\tau < \Delta T$, то всегда можно преобразовать решение \mathbf{X}_i^0 на интервалы $\Delta T = \Delta\tau$, где $i = 1, \dots, NN$ — количество новых интервалов времени. Таким образом, не теряя общности, можно считать, что $\Delta\tau = \Delta T$.

Обозначим текущее значение внешних параметров в момент времени $t = i \Delta T$ как $\mathbf{D}(t)$. Если

$$|\mathbf{D}(i \Delta T) - \mathbf{D}_i^0| \leq |\Delta\mathbf{D}|, \quad (9)$$

то энергокомплекс работает в оптимальном режиме, в противном случае требуется коррекция режима. В неравенстве (9) $\Delta\mathbf{D}$ соответствует пределам изменений внешних параметров (размерность вектора $\Delta\mathbf{D}$ соответствует размерности \mathbf{D}_i^0).

Предположим, что условие (9) не выполняется при $i = m$. Тогда систему уравнений (6) можно записать в таком виде:

$$\begin{pmatrix} A_m & 0 & 0 \\ 0 & A_i & 0 \\ 0 & 0 & A_{m+M} \\ B_i & B_i & B_{m+M} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta X_m \\ \Delta X_i \\ \Delta X_{m+M} \end{pmatrix} (=, ,) \begin{pmatrix} \delta D_m \\ \delta D_i \\ \delta D_{m+M} \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (10)$$

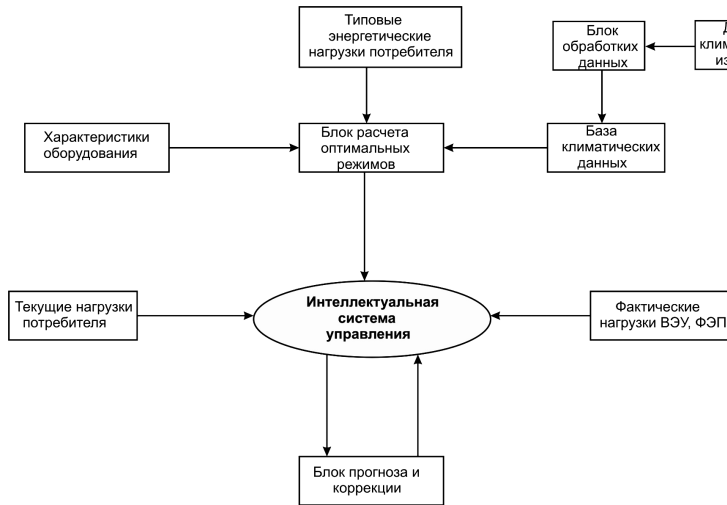


Рис.2. Структура программного комплекса.

где M — количество интервалов, на которых решается новая оптимизационная задача ($M \ll N$).

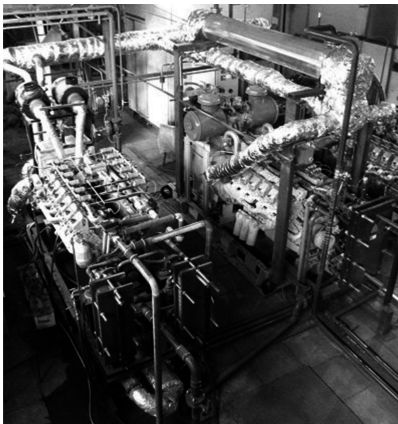


Рис.3. Общий вид испытательного стенда.

Решение задачи (10) дает компоненты вектора поправки ΔX_i^0 к исходному решению X_i^0 , и новое решение X_i вычисляется по формуле (8), причем $i = m, \dots, (m + M)$. Обозначим полученное решение через $X_i^0 = X_i$ для всех $i = 1, \dots, N$ и перейдем к следующему временному интервалу $i = m + 1$ и т.д.

Разработанный алгоритм управления автономными энергетическими комплексами позволяет использовать методы линейного (или выпуклого) программирования для решения оптимизационных задач в режиме on-line с учетом случайных возмущений внешних параметров на современных персональных компьютерах.

Программная реализация

Разработанные математические модели и программные коды реализованы в программном

комплексе EnergyOptim V.2, основой для построения которого явилась версия пакета программ EnergyOptim V.1.1 [16]. Предыдущая версия программы была ориентирована в основном на оптимизационные расчеты структуры энергокомплекса без учета динамических характеристик элементов АЭК и не включала установки на возобновляемых источниках энергии.

Версия программы Energy Optim V.2 разработана в среде программирования Delphi 6, имеет более широкие возможности и является интеллектуальным ядром системы управления и диспетчеризации АЭК (рис.2).

Стендовый макет системы управления энергокомплексом

Для проверки адекватности математических моделей элементов энергокомплекса и отработки алгоритмов управления автономным энергетическим комплексом (АЭК) в составе распределенной сети на базе комплексного испытательного стенда ОИВТ РАН создана физическая модель АЭК (рис.3). В состав модели АЭК входят газопоршневые когенерационные установки (ГПУ) АГ-200 и АГ-315, тепловой аккумулятор, внешняя электрическая сеть, имитатор тепловой нагрузки потребителя, имитатор электрической нагрузки потребителя, системы измерений, диагностики, управления и система синхронизации электрических параметров электрогенератора ГПУ и внешней электрической сети.

Макет системы управления построен на базе стандартных датчиков и микропроцессорных контроллеров.

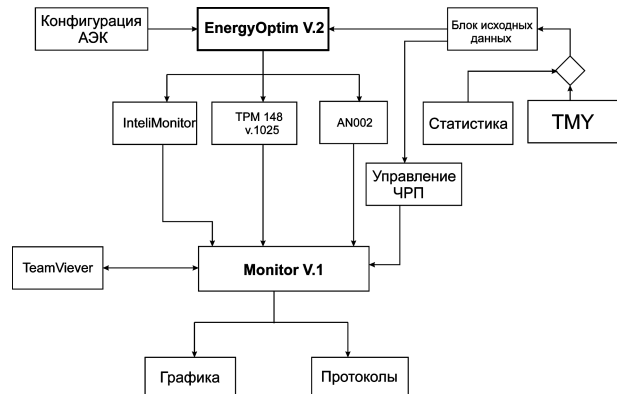


Рис.4. Блок-схема макета программного комплекса.

Состав макета программного комплекса

Имя программы	Назначение	Контроллер	Примечания
Программы 1 уровня			
InteliMonitor	Управление генератором ГПУ и обеспечение параллельной работы с сетью, формирование отчетов	IG-NT	Поставляется с контроллером
Tm5103	Конфигурация каналов контроллера	TM-5103	Поставляется с контроллером
AN002	Контроль и архивация параметров теплового блока	TM-5103	Собственная разработка [14]
TPM148_v1025	Управление режимами работы бака-аккумулятора	TPM-148	Поставляется с контроллером
TeamViewer	Связь с удаленным компьютером		Стандартная программа
Драйверы преобразователей интерфейсов	Связь контроллеров с РС	IG-NT	RS232 – USB
		TPM-148	RS485 – USB
Программы 2 уровня			
EnergyOptim V.2	Программа оптимизации		Собственная разработка
Monitor V.1	Согласование работы контроллеров и формирование отчетов		Собственная разработка

Пакет программ макета интеллектуальной системы управления включает управляющие программы двух уровней. Первый уровень –

программы автоматического управления электрической и тепловой частью АЭК. Часть программ поставляется вместе с соответствующими

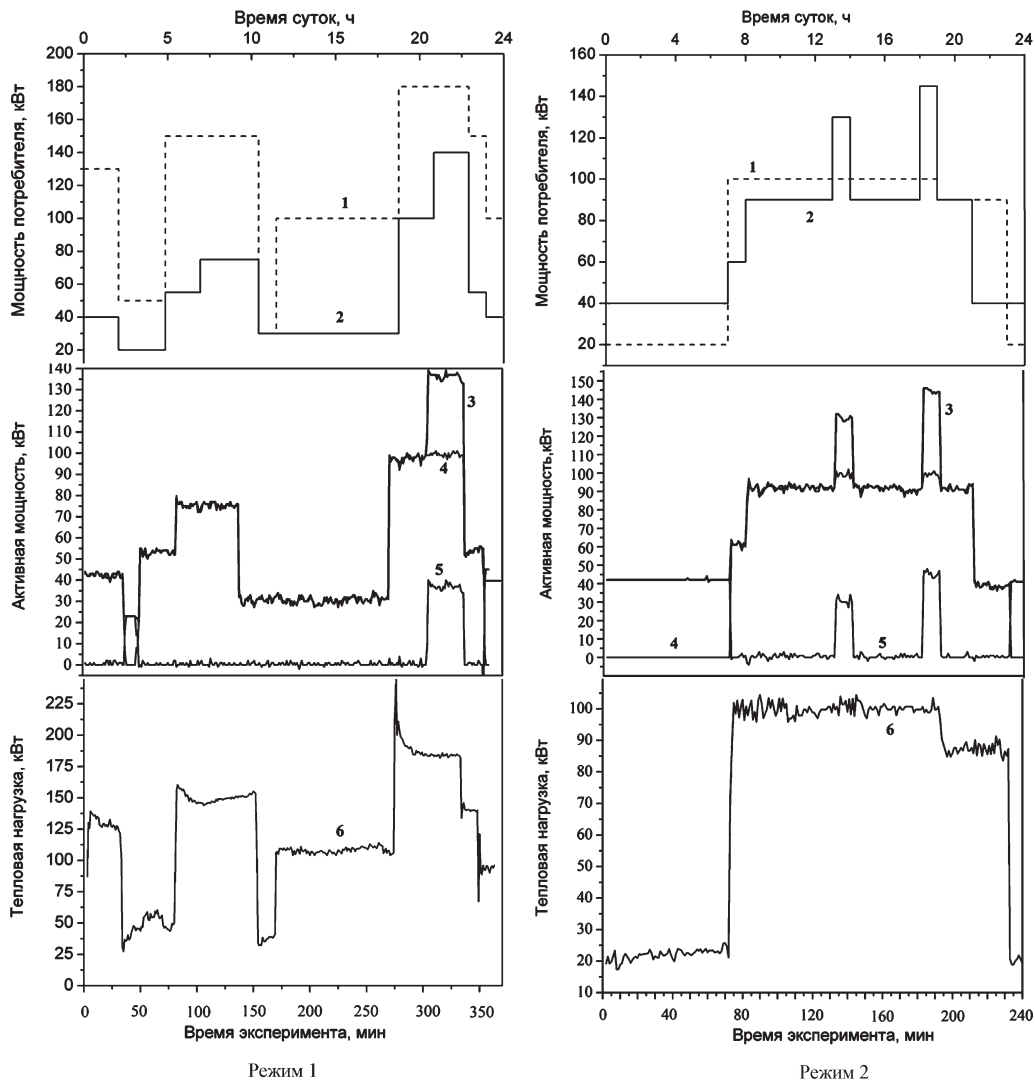


Рис.5. Результаты стендовых испытаний макета системы управления: 1 – типовой график потребления тепловой энергии; 2 – типовой график потребления электрической энергии; 3 – электрическая нагрузка АЭК; 4 – электрическая нагрузка генератора ГПУ; 5 – электрическая нагрузка внешней сети; 6 – тепловая нагрузка АЭК.

микропроцессорными контроллерами и преобразователями интерфейсов, часть — собственные разработки.

Второй уровень программного комплекса — программа EnergyOptim V.2, определяющая оптимальные режимные карты работы оборудования в «стандартных» условиях и обеспечивающая коррекцию параметров режимов при их отклонении от расчетных параметров, и программа Monitor V.1, обеспечивающая согласованную работу контроллеров для реализации оптимальных режимов эксплуатации АЭК и формирование отчетов.

Блок-схема и состав макета программного комплекса приведены на рис.4 и в таблице.

Результаты стендовых испытаний макета системы управления для двух характерных суточных графиков изменения энергетических нагрузок потребителя представлены на рис.5. В режиме 1 моделировались суточные нагрузки, близкие к энергетическим нагрузкам потребителя жилищно-коммунального хозяйства. В режиме 2 моделировались нагрузки, имитирующие суточные графики изменения энергетических нагрузок промышленного потребителя. С учетом времени установления стационарного теплового режима и разумной продолжительности эксперимента выбраны масштабные коэффициенты: 1 : 4 (режим 1, продолжительность эксперимента 6 ч) и 1 : 6 (режим 2, 4 ч).

Реализованный в стендовом варианте макет системы управления обеспечивает выполнение расчетного оптимального режима работы АЭК при переменных нагрузках потребителя. При этом нерасчетные кратковременные отклонения фактического графика нагрузок потребителя от типового (наброс-сброс электрической нагрузки, изменения тепловой нагрузки) компенсируются внешней сетью (управление обеспечивается микропроцессорным контроллером IG-NT) и баком-аккумулятором (управление обеспечивается контроллером ТРМ-148).

Выводы

В результате выполненного комплекса исследований разработаны математические модели и эффективные алгоритмы оптимизации, позволяющие на стадии принятия решений и предпроектных работ определять оптимальный состав автономных энергетических комплексов с учетом переменных графиков нагрузок потребителя и взаимодействия энергокомплекса с внешними сетями в режимах импорта-экспорта энергии. Предложена идеология адаптивной системы управления, обеспечивающая оптимальную реак-

цию системы на случайные отклонения внешних условий, прежде всего энергетических нагрузок потребителя и нагрузок генерирующих установок на ВИЭ. Разработанные алгоритмы и эффективные численные методы, реализованные в программных кодах, являются основой интеллектуального ядра системы управления. Адекватность математических моделей и алгоритмов оптимизации и управления подтверждена результатами испытаний макета системы управления в составе стендовой модели автономного энергетического комплекса. В настоящее время в ОИВТ РАН ведутся работы по созданию энергоблока в составе термохимического реактора и газопоршневой энергоустановки [17], который планируется интегрировать в стендовую модель автономного энергетического комплекса.

Результаты исследований позволяют перейти к этапу опытно-конструкторских работ по созданию современной аппаратной части интеллектуальной системы управления автономными энергетическими комплексами малой энергетики.

Авторы выражают признательность А.В. Маркову и В.А.Суслову за помощь в проведении стендовых испытаний. Работа выполнялась в рамках государственного контракта 16.516.11.6070 с Минобрнауки РФ.

Список литературы

1. Филиппов С.П. Перспективы применения электрогенерирующих установок малой мощности // Атом. энергия. — 2011. — Т. 111, вып. 5. — С. 255–261.
2. Боровиков В.М., Бородин О.А. Развитие малой энергетики как элемент стратегической программы и энергосберегающей политики России // Изв. РАН. Энергетика. — 2006. — № 5. — С. 156–164.
3. Филиппов С.П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. — 2009. — № 8. — С. 38–44.
4. Hidayatullah N.A., Stojcevski B., Kalam A. Analysis of Distributed Generation System, Smart Grid Technologies and Future Motivators Influencing Change in the Electricity Sector // Smart Grid and Renewable Energy. — 2011. — № 2. — P. 216–229.
5. Фортов В.Е., Макаров А.А. Направления инновационного развития энергетики мира и России // УФН. — 2009. — Т. 179, № 12. — С. 1337–1353.
6. Freris L., Infield D. Renewable Energy in Power Systems. — A John Wiley & Sons, Ltd., Publication, 2008. — 284 p.
7. Vijayapriya T., Kothari D.P. Smart Grid : An Overview // Smart Grid and Renewable Energy. — 2011. — № 2. — P. 305–311.
8. http://www.fsk-ees.ru/media/File/press_centre/speeches/Presentation_budargin.pdf

9. Полак Л.С., Гольденберг М.Я., Левицкий А.А. Вычислительные методы в химической кинетике. — М. : Наука, 1984.
10. Директор Л.Б., Майков И.Л. Решение задач оптимизации сложных энергетических систем // Управление большими системами : Сб. тр. — М. : ИПУ РАН, 2010. — Вып. 28. — С. 274–291.
11. Директор Л.Б., Зайченко В.М., Майков И.Л. Метод оптимизации нестандартных схем энергокомплексов с когенерационными энергетическими установками // Изв. РАН. Энергетика. — 2010. — № 6. — С. 104–114.
12. Майков И.Л., Директор Л.Б., Зайченко В.М. Решение задач оптимизации энергетических систем с несколькими автономными энергоустановками // Управление большими системами : Сб. тр. — М. : ИПУ РАН, 2010. — Вып. 31. — С. 110–129.
13. Хемди А. Таха. Ведение в исследование операций. — М. : Издат. дом Вильямс, 2005.
14. Duffie J.A., Beckman W.A. Solar Engineering of Thermal Processes. — New Jersey : John Wiley & Sons, 2006. — 928 p.
15. Майков И.Л., Директор Л.Б. Решение задач оптимизации и управления гибридными энергетическими комплексами в структуре распределенной генерации // Управление большими системами : Сб. тр. — М. : ИПУ РАН, 2011. — Вып. 35. — С. 250–264.
16. Директор Л.Б., Майков И.Л. Программа оптимизации автономных энергетических комплексов. — Свидетельство о регистрации в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации № 20100616660 от 28 окт. 2010 г.
17. Батенин В.М., Бессмертных А.В., Зайченко В.М. и др. Термические методы переработки древесины и торфа в энергетических целях // Теплоэнергетика. — 2010. — № 11. — С. 36–42.

Поступила в редакцию 20.07.12

Director L.B., Maikov I.L., Ivanin O.A.

Joint Institute for High Temperatures of RAS, Moscow, Russia

The Optimization Problem of Autonomous Energy Complexes in Local Distribution Networks

The problems of energy optimization and management of small power autonomous energy complexes including various types of generating and accumulating facilities are considered. The mathematical model of generalized energy complex is developed. The approach to an intelligent control system construction is suggested. The results of bench tests of adaptive control system for power complex model are introduced.

Key words: small power, autonomous energy complexes, distributed generation, intelligent control systems.

Received July 20, 2012