

АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ ПОТРЕБИТЕЛЯ В УПРАВЛЕНИИ СВОИМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ

*В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Д.В. Соколов, В.Б. Шелехова

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

*ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-6934-0025>; sva@isem.irk.ru

Резюме: Исследования в области анализа, расчета и оптимизации систем активного энергопотребления становятся все более актуальными, а их результаты – все более востребованными. Реализация концепции активного потребителя в интеллектуальной интегрированной энергосистеме представляет собой серьезную научную проблему, нуждающуюся в разработке соответствующего научно-методического инструментария. Определенное развитие этого направления рассматривается в настоящей статье. В ней представлена математическая модель активного потребителя, учитывающая технологические особенности, экономические интересы и релевантность его энергоснабжения. Формулируется комплекс задач оптимального управления нагрузкой активного потребителя (на примере электропотребления) и оптимальной загрузки источников энергии активного потребителя управления генерацией электроэнергии, тепловой энергии и холода с учетом наличия у потребителя нескольких собственных источников энергии. Они относятся к задачам смешанно-целочисленного линейного программирования. Приведена методика проведения вычислений с использованием разработанного методического и программного обеспечения. Исследуются основополагающие функции активного потребителя в интеллектуальной интегрированной энергосистеме в соответствии с его базовыми принципами формирования, связанными с повышением требований по обеспечению комфортных условий и качеству поставляемой энергии, развитием распределенной генерации и участием потребителей не только в получении, но и в поставке энергии в систему.

Ключевые слова: интеллектуальная интегрированная энергосистема, активный потребитель, смешанно-целочисленное линейное программирование, когенерация, управление нагрузкой, выбор источников энергоснабжения.

ACTIVE DEMAND-SIDE MANAGEMENT

*V.A. Stennikov, E.A. Barahtenko, D.V. Sokolov, V.B. Shelekhova

Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia

*ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-6934-0025>

Abstract: The paper is concerned with the problems of modeling active consumption systems. Active consumption systems were considered in this paper. The implementation of active consumer concept is an important scientific problem, which should be solved with a special tool. A mathematical model of active consumer is presented. It takes into account both economic and energy aspects. The mixed integer linear programming is used to solve the problem of the active consumer demand response. An active consumer demand response problem is investigated by the example of electric power supply. To include different generating capacities, we consider power,

heat and cooling supply systems. For example, a gas firing micro-cogeneration unit, absorption refrigerating machine, coal firing micro-cogeneration unit and a heat energy storage were chosen. Also, the research is focused on the control of electricity, heat and cooling generation in order to take account of consumers self-generating facilities. Additionally, consideration is given to the function of active consumer in the intelligent integrated energy system according to the basic principles of its formation. The computational experiment technology based on the developed methodological software and support is presented.

Keywords: *intelligent integrated energy system, active consumer, mixed-integer linear programming, cogeneration, demand response, choice of energy sources.*

Введение

До последнего времени интеграция систем электро-, тепло- и газоснабжения рассматривалась на уровне источников электроэнергии и тепла – ТЭЦ [1, 2], которые фактически являются связующим звеном между системами энергоснабжения потребителей и производственно-транспортными энергетическими системами. Ситуация в системах энергоснабжения радикальным образом изменилась после появления технологий и экономических механизмов использования потребителями альтернативных возможностей, с одной стороны, генерации и поставки энергии, с другой – активного выбора энергопотребляющих приборов, в частности, централизованного теплоснабжения от ТЭЦ или индивидуального электроотопления, электрических или газовых печей у бытовых потребителей и др. Переход к интеллектуальной энергетике, основой которой является клиентоориентированность, в смысле качественного и эффективного энергоснабжения, обусловил необходимость разработки методического обеспечения для анализа и оптимизации систем активного энергопотребления, что представляет собой актуальную научную проблему, имеющую весомое значение для развития энергетики страны.

Концепция активного потребителя в интеллектуальной энергосистеме

Концепция активного потребителя (далее АП) естественно вписывается в технологию интеллектуальной интегрированной энергосистемы (далее ИИЭС), характеризующуюся следующими принципиальными свойствами [3–6].

- Гибкость – возможность системы адаптироваться под текущий уровень потребления энергии, с учетом изменений температуры наружного воздуха и общих изменений, происходящих в инфраструктурной системе города, а также адекватной реакции на внутренние и внешние воздействия.
- Интеллект – способность системы реагировать на запросы потребителей (снижать или увеличивать выработку энергии).
- Интеграция – способность вписываться в городскую среду как с точки зрения городского планирования местности и размещения объектов энергоснабжения, так и с точки зрения взаимодействия всех систем жизнеобеспечения города (система электро-, тепло- и водоснабжения, канализация, топливоснабжение и т.д.).
- Сетецентричность – наличие возможности управлять энергоснабжением и энергопотреблением на основе разветвленной энергетической сети, в которой каждый элемент системы получает возможность взаимодействовать с любым другим элементом через телекоммуникационную сеть связи, которая становится основой управления.
- Эффективность – соответствие используемого оборудования всем современным требованиям энергетической, экономической, экологической эффективности, при этом максимальная эффективность системы обеспечивается оптимальным сочетанием технологий, включая максимальную эксплуатацию местных энергетических ресурсов.
- Конкурентоспособность – технологическая способность поддерживать экономическую эффективность систем и доступность энергоресурсов для всех категорий потребителей относительно других технологий, при этом потребители имеют возможность управлять своим энергопотреблением для снижения объемов оплаты за него.

• Надежность – возможность противостоять физическим и информационным негативным воздействиям на систему энергоснабжения с быстрым восстановлением (самовосстановлением) ее работы без тотальных отключений и высоких затрат на восстановительные работы.

Эти свойства обеспечиваются в результате реализации следующих основополагающих принципов, присущих ИИЭС.

1. Ориентация на требования конечного потребителя с его ключевой ролью активного участника и субъекта принятия решений путем самостоятельного формирования требований к объему получаемой энергии, качеству и характеру ее потребительских свойств и энергетических услуг, что предполагает переход к концепции активного потребителя как полноправного участника процесса управления энергоснабжением.

2. Повышение наблюдаемости и управляемости как отдельных элементов, так и энергосистемы в целом.

3. Решение задачи оптимального управления функционированием и развитием системы, включая ее отдельные элементы, и информационно-технологическая реализация способов обеспечения требований (ценностей) по качеству, комфорту, надежности, стоимости, формируемых с его стороны.

4. Трансформация информации в главное средство осуществления эффективного мониторинга и управления. Принципиально важным представляется то, что управленческие и информационные связи при этом превращаются в системообразующий фактор, обеспечивающий переход к новому качеству: от энергетической к энергоинформационной сетевидной системе.

5. Выработка и принятие решений по развитию и функционированию энергосистемы осуществляется на основе соблюдения баланса интересов всех взаимодействующих сторон с учетом ожидаемых ими эффектов.

В ИИЭС конечный потребитель рассматривается в качестве партнера субъектов энергетики в части обеспечения надежной и эффективной работы энергосистемы. Приобретая статус активного участника технологического процесса, он становится одним из основных действующих элементов в энергосистеме.

Активные потребители – это участники энергорынка, обладающие возможностью воздействия на свое энергопотребление и готовностью к участию в процессе управления их спросом. Эти потребители самостоятельно формируют требования к объему получаемой энергии, качеству и характеру ее потребительских свойств и энергетических услуг. Основополагающие функциональные свойства, присущие АП, могут быть сформулированы следующим образом:

– Технологическая возможность управления собственным энергопотреблением за счет наличия: энергопотребляющего оборудования, способного к изменению или перенесению нагрузки во времени; собственных генерирующих мощностей; систем аккумулирования и хранения энергии.

– Осуществление деятельности по управлению спросом, включающей: управление энергопотреблением (снижение или перенесение нагрузки во времени) с целью минимизации затрат на энергопотребление; управление собственными генерирующими мощностями: определение степени их загрузки, объема собственного энергопотребления от них и объема энергии, поставляемого на энергорынок; управление накоплением энергии в системе аккумулирования и хранения энергии.

На основе вышеуказанных положений формируются технологические функции АП в ИИЭС:

– управление собственным энергопотреблением в соответствии с необходимостью, связанной с обеспечением энергией АП и соответствующей оптимизацией своих затрат на энергоснабжение;

– определение условий, при наличии загрузки собственных генерирующих

мощностей, для формирования заявки на участие в покупке/продаже ресурсов/энергии.

Реализация перечисленных функций, в конечном счете, определяет выбор потребителем рациональной стратегии энергоснабжения, ориентированной либо на полное самообеспечение своего энергоснабжения, либо на частичную покупку энергии извне, либо на поставки самостоятельно выработанной энергии в централизованную систему энергоснабжения. В настоящее время в России выполнение функций АП в различных отраслях народного хозяйства очень ограничено. Во многом это связано с отсутствием рынка системных услуг, оказываемых потребителем по снижению нагрузки, отсутствием технической возможности выдачи энергии в централизованную систему от собственных генерирующих мощностей и др. Для ряда отраслей (железнодорожный транспорт, строительство) потенциальные возможности АП отсутствуют как в текущих условиях, так и на перспективу, что обусловлено особенностями технологического процесса этих отраслей.

Моделирование активного потребителя

Энергосистема АП может быть интегрирована с системой топливоснабжения, собственной генерацией энергии на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии, хранилищами энергии и системами централизованного энергоснабжения (рис. 1). Формирование и реализация функций АП требует создания программного и методического обеспечения для определения оптимальной загрузки собственных источников энергии для удовлетворения текущего уровня энергопотребления и создания рационального его поведения как по отношению к собственным источникам энергии, так и централизованным системам, к которым он подключен. К нему предъявляется относительно новый состав функциональных свойств, формируемых интересами АП и реализующих следующие задачи: учет экономических интересов АП; оптимизацию загрузки энергопотребляющих приборов и оборудования АП исходя из прогнозируемых ценовых сигналов энергорынка; рациональное управление выработкой энергии на базе установок собственной генерации. Моделирование этих свойств, способствующих активному поведению потребителей в ИИЭС, позволит обоснованно решать задачу поиска оптимальной стратегии энергоснабжения АП с учетом его энергетических и экономических интересов на рассматриваемом временном горизонте.



Рис. 1. Обобщенная структура энергосистемы АП

Математическая постановка задачи оптимизации загрузки источников энергии активного потребителя в соответствии с его потребностями в энергии

Математическая постановка задачи оптимизации загрузки существующих источников энергии АП, предназначенной для покрытия собственного спроса на энергию, заключается в минимизации суммарных издержек на топливо и содержание источников энергоснабжения

потребителя с учетом выполнения множества технологических ограничений и условий. Заданными являются: временной период $\tau \in [0; \Theta]$; множество источников электроэнергии M ; множество источников тепловой энергии N ; множество источников хладоснабжения D , при этом $N \subset D$; множество ТЭЦ $CHP = (M, N)$; стоимость первичных энергоресурсов, расходуемых для получения электроэнергии $S_{\tau,m}^{\Theta}$, $m \in M$, тепла $S_{\tau,n}^T$, $n \in N$, и холода $S_{\tau,d}^X$, $d \in D$, в период времени τ ; объем спроса на электроэнергию C_{τ}^{Θ} , тепло C_{τ}^T и холод C_{τ}^X в период времени τ ; постоянная часть спроса, которую необходимо удовлетворить в текущий период τ , на электроэнергию $\tilde{C}_{\tau}^{\Theta}$, тепловую энергию \tilde{C}_{τ}^T и холод \tilde{C}_{τ}^X ; переменная часть спроса, которую необходимо удовлетворить на промежутке $\tau = [0; \Theta]$, на электроэнергию \hat{C}_{τ}^{Θ} , тепловую энергию \hat{C}_{τ}^T и холод \hat{C}_{τ}^X ; расстояние от источника электроэнергии l_m^{Θ} , $m \in M$ тепловой энергии l_n^T , $n \in N$ и хладоснабжения l_d^X , $d \in D$.

В результате решения поставленной задачи необходимо определить: структуру и объемы генерации электроэнергии $w = (w_1, \dots, w_m)^T$; объем генерации тепла $h = (h_1, \dots, h_n)^T$; объем генерации холода $q = (q_1, \dots, q_d)^T$. Ее математическая формулировка записывается в следующем виде.

Требуется минимизировать функцию общих затрат на функционирование системы энергоснабжения АП, имеющую следующий вид:

$$Z(w, h, q) = \sum_{\tau=0}^{\Theta} \left(\sum_{m=1}^M \alpha_m E_m^{\Theta} + \sum_{n=1}^N \beta_n E_n^T + \sum_{d=1}^D \gamma_d E_d^X \right) \rightarrow \min, \quad (1)$$

$$\alpha_m = (\alpha_1, \dots, \alpha_M)^T, \quad \alpha_m \in \{0, 1\}, \quad \beta_n = (\beta_1, \dots, \beta_N)^T, \quad \beta_n \in \{0, 1\}, \quad \gamma_d = (\gamma_1, \dots, \gamma_D)^T, \\ \gamma_d \in \{0, 1\}, \quad w = (w_1, \dots, w_M)^T, \quad w \in \mathbb{R}^M, \quad h = (h_1, \dots, h_n)^T, \quad h \in \mathbb{R}^N, \quad q = (q_1, \dots, q_d)^T, \\ q \in \mathbb{R}^D, \quad S_{\tau,m}^{\Theta} \in \mathbb{R}^{M \times \Theta}, \quad S_{\tau,n}^T \in \mathbb{R}^{N \times \Theta}, \quad S_{\tau,d}^X \in \mathbb{R}^{D \times \Theta}, \quad l_m^{\Theta} \in \mathbb{R}^M, \quad l_n^T \in \mathbb{R}^N, \quad l_d^X \in \mathbb{R}^D,$$

где α_m – состояние m -го источника электроэнергии (0 – отключен, 1 – используется); β_n – состояние n -го источника тепла (0 – отключен, 1 – используется); γ_d – состояние d -го источника холода (отключен, 1 – используется); E_m^{Θ} – суммарные затраты m -го источника электроэнергии на электроснабжение АП; E_n^T – суммарные затраты n -го источника тепла на теплоснабжение АП; E_d^X – суммарные затраты d -го источника холода на хладоснабжение АП.

Рассмотрим подробнее составляющие затрат целевой функции, приведенные в формуле (1):

$$E_m^{\Theta} = Z^{\text{топл}}(w_m, S_{\tau,m}^{\Theta}) + Z^{\text{экспл}}(w_m) + Z^{\text{сеть}}(w_m, l_m^{\Theta}),$$

где $Z^{\text{топл}}(w_m, S_{\tau,m}^{\Theta})$ – расчетные затраты на топливо, расходуемое на генерацию электроэнергии; $Z^{\text{экспл}}(w_m)$ – расчетные затраты на содержание источника электроэнергии; $Z^{\text{сеть}}(w_m, l_m^{\Theta})$ – расчетные затраты на эксплуатацию сети от источника электроэнергии до потребителя;

$$E_n^T = Z^{\text{топл}}(h_n, S_{\tau,n}^T) + Z^{\text{экспл}}(h_n) + Z^{\text{сеть}}(h_n, l_n^T),$$

где $Z^{\text{топл}}(h_n, S_{\tau,n}^T)$ – расчетные затраты на топливо, расходуемое на генерацию тепловой энергии; $Z^{\text{экспл}}(h_n)$ – расчетные затраты на содержание источника тепловой энергии; $Z^{\text{сеть}}(h_n, l_n^T)$ – расчетные затраты на эксплуатацию сети от источника тепловой энергии до потребителя;

$$E_d^X = Z^{\text{топл}}(q_d, S_{\tau,d}^X) + Z^{\text{экспл}}(q_d) + Z^{\text{сеть}}(q_d, l_d^X),$$

где $Z^{\text{топл}}(q_d, S_{\tau,d}^X)$ – расчетные затраты на топливо, расходуемое на генерацию холода; $Z^{\text{экспл}}(q_d)$ – расчетные затраты на содержание источника хладоснабжения; $Z^{\text{сеть}}(q_d, l_d^X)$ – расчетные затраты на эксплуатацию сети от источника холода до потребителя.

При решении этой задачи должны выполняться следующие условия и ограничения:

- на производство электроэнергии:

$$\underline{w} \leq w_m \leq \bar{w}, \quad w \geq 0, \quad m \in M,$$

где w_m определяется в соответствии с уравнением

$$w_m = bK_m^{\text{пр}} K_m \lambda_m, \quad m \in M;$$

- на производство тепловой энергии:

$$\underline{h} \leq h_n \leq \bar{h}, \quad h \geq 0, \quad n \in N,$$

где h_n определяется в соответствии с уравнением

$$h_n = bK_n^{\text{пр}} K_n \lambda_n, \quad n \in N;$$

- на производство холода:

$$\underline{q} \leq q_d \leq \bar{q}, \quad d \in D, \quad q \geq 0,$$

где q_d определяется в соответствии с уравнением

$$q_d = bK_d^{\text{пр}} K_d \lambda_d, \quad d \in D;$$

- на соответствие производства всеми источниками энергии и спроса АП на энергию:

$$\sum_{m=1}^M w_m \geq C^{\ominus}; \quad \sum_{n=1}^N h_n \geq C^{\text{T}}; \quad \sum_{r=1}^R q_r \geq C^{\text{X}};$$

$$\sum_{\tau=0}^{\oplus} \hat{C}^{\ominus} + \sum_{\tau=0}^{\oplus} \tilde{C}^{\ominus} = \sum_{\tau=0}^{\oplus} C^{\ominus}; \quad (2)$$

- на соответствие выработанного тепла и электроэнергии для каждой ТЭЦ:

$$\underline{\varepsilon} \leq (w_m/h_n) \leq \bar{\varepsilon}, \quad m \in M, \quad n \in N, \quad (3)$$

где $K^{\text{пр}}$ – коэффициент перевода из единиц топлива в единицы энергии; K – КПД источника; λ – потери при передаче энергии в элементах системы энергоснабжения; b – расход топлива; ε – отношение выработанной электроэнергии к тепловой энергии.

Представленная выше обобщенная постановка задачи управления нагрузкой генерирующей мощности АП отличается целочисленностью, нелинейностью, сложными условиями и ограничениями, и с достаточной для принятия решения точностью может быть решена с помощью методов смешанно-целочисленного линейного программирования [7].

Методика решения задачи оптимизации загрузки источников энергии активного потребителя в соответствии с его потребностями в энергии

Для расчета энергообеспечения АП в интеллектуальных системах энергоснабжения предложена методика проведения вычислений, обеспечивающая решение поставленной выше задачи. Методика проведения вычислений состоит из следующих этапов.

1. Подготовка исходных данных для расчетной модели, что включает формирование состава и типов источников, ограничений на их мощность и производство энергии, тарифов на поставку энергии; формирование графиков потребления тепла, электроэнергии и холода.
2. Преобразование полученного множества входных данных в модель для решения задачи смешанно-целочисленного линейного программирования.
3. Решение задачи оптимизации загрузки источников энергии АП в соответствии с его потребностями.
4. Представление и интерпретация полученных результатов в виде таблиц, графиков и диаграмм, подготовка на основе полученных результатов практических рекомендаций по управлению обеспечением спроса АП.

Принципы построения и схема реализации программного обеспечения, реализующего предложенную методику, базируются на использовании компонентного подхода. В качестве решателя задач линейного программирования предлагается набор инструментов, реализованных в виде свободно распространяемой библиотеки *lp_solve* для *Java* [8, 9]. Инструментальным средством для программной реализации разработанного методического обеспечения является интегрированная среда разработки программного обеспечения *IntelliJ IDEA* [10] (разработка компании *JetBrains, (Czech Republic, Prague)*) версии *Community Edition*. Общая схема вычислительного процесса с использованием разработанного программного обеспечения показана на рис. 2. Преимущество разработанной методики проведения вычислений заключается в автоматизированном построении расчетной модели для выбранного типа программного обеспечения на базе подготовленных пользователем исходных данных.

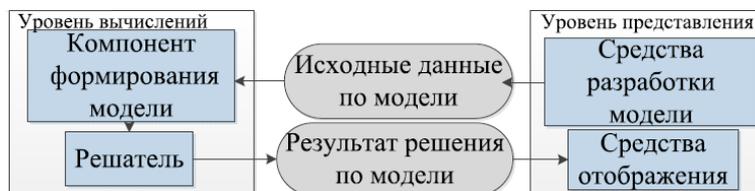


Рис. 2. Принципиальная схема проведения расчетных исследований

Практические исследования систем энергоснабжения

В рассматриваемых ниже исследованиях выделяются два типа систем энергоснабжения А. В системах энергоснабжения АП первого типа активное управление спросом на электроэнергию, состоящем из постоянной (обязательной для исполнения и не смещаемой по времени, линия синего цвета) и переменной (смещаемой по времени в зависимости от стоимости электроэнергии, линия розового цвета) частей, осуществляется только переменной частью. При этом покрытие нагрузки производится только от централизованной системы электроснабжения (далее ЦЭСС) без собственных источников генерации. В исследованиях систем энергоснабжения АП второго типа активное управление спросом на тепло, электроэнергию и холод, состоящим из постоянной части для всех видов энергии и переменной части спроса на электроэнергию, осуществляется переменной частью путем покрытия нагрузки как с привлечением источников собственной генерации АП, так и ЦЭСС и централизованной теплоснабжающей системы (далее ЦТСС). Сформированный суточный график потребления электроэнергии АП показан на рис. 3 и имеет достаточно высокую волатильность. На рис. 3 за 100% был принят суточный максимум электропотребления. Постоянная часть спроса на энергию по объему и по нагрузке сохраняется заданной в течение всего временного периода и не может смещаться по

времени, а дополняющая ее переменная часть спроса должна быть неизменной по объему, а по нагрузке она может изменяться в зависимости от стоимости энергии, т.е. перемещаться по времени.

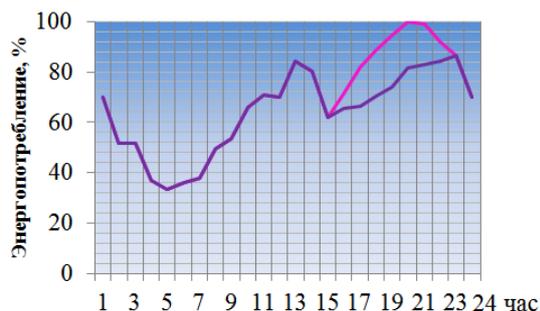


Рис. 3. Суточный график электропотребления (— э/э постоянная, — э/э переменная)

Практическое исследование системы энергоснабжения активного потребителя первого типа

Наиболее распространенным является случай, когда единственным источником электроэнергии является ЦЭСС, а свою активность потребитель может проявлять только через управление собственным энергопотреблением путем изменения величины нагрузки на основе информации о тарифе на энергию. В данном исследовании АП не имеет установок собственной генерации, при этом ЦЭСС имеет ограничение на поставку мощности в каждый момент времени. Нагрузки по тепловой энергии и хладоснабжению отсутствуют. Цель этого исследования – выяснить, как оптимально распределить переменную величину электропотребления \hat{C}_T^{\ominus} в течение рассматриваемого периода времени, чтобы минимизировать ее оплату. При этом в качестве исходных условий принимаются две ставки тарифа на электроэнергию, дифференцированные по времени суток: 2 руб./кВт·ч для периода с 00:00 до 07:00 и 3,02 руб./кВт·ч для периода с 07:00 до 00:00. Учитываемые в модели потери при передаче электроэнергии по электрическим сетям приняты равными 7%. Ограничения, накладываемые на поставляемую ЦЭСС электрическую мощность, соответствуют ее предельным возможностям и могут быть представлены в виде нестроого неравенства:

$$w_{\text{цэсс}} \leq 2500 \text{ кВт.}$$

При этом рассматриваются два варианта энергопотребления.

1.1. За график потребления электроэнергии принят суммарный суточный график потребления электроэнергии, приведенный на рис. 3 в соответствии с верхней линией; рассматриваемый спрос на электроэнергию полностью должен быть удовлетворен в текущий период времени ($\hat{C}_T^{\ominus} = 0 \Rightarrow \tilde{C}_T^{\ominus} = C_T^{\ominus}$ согласно формуле (2)).

1.2. Спрос на электроэнергию состоит из постоянной \tilde{C}_T^{\ominus} (приведенной на рис. 3) и переменной частей (ее величина равна $\hat{C}_T^{\ominus} = 2500 \text{ кВт·ч}$). Переменная часть графика должна быть удовлетворена по объему, но может смещаться по времени в течение суток в зависимости от уровня стоимости электроэнергии, что обеспечивает возможность управления собственным энергопотреблением АП. Суммарное потребление электроэнергии в первом и втором вариантах одинаковое.

Результаты расчета по управлению потреблением электроэнергией для обоих вариантов показаны на рис. 4. Во втором варианте максимум потребления электроэнергии смещается на период низкой цены на нее в ночной период с учетом ограничений на поставляемую ЦЭСС электрическую мощность, что соответствует решению с минимальными затратами на покрытие необходимой нагрузки. Затраты на энергоснабжение

для первого варианта составили 111 475,8 руб., для второго варианта – 103 925,8 руб.

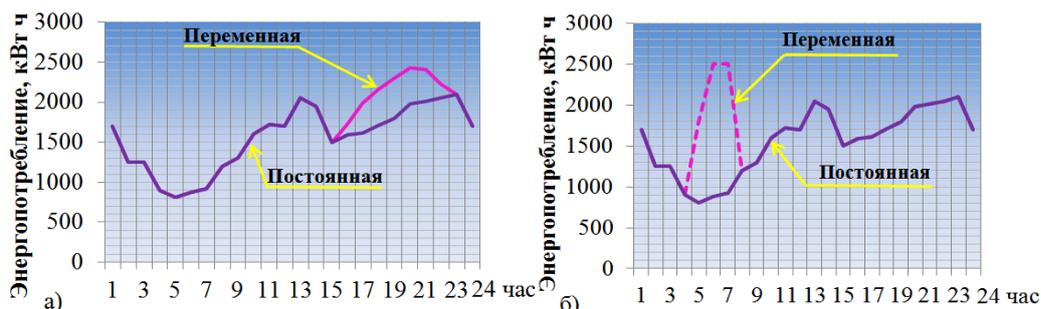


Рис. 4. Объем потребления электроэнергии из ЦЭСС для: а) первого варианта (график потребления задан); б) второго варианта (график потребления может смещаться)

Практическое исследование системы энергоснабжения активного потребителя второго типа

Цель этого исследования – определение оптимальной структуры и объемов производства энергии источниками, включая поставки ее из ЦЭСС и загрузку собственных источников, соответствующих минимальным затратам АП на свое энергоснабжение. За основу уровней потребления энергии приняты представленные на рис. 5, а и 5, б суточные графики.

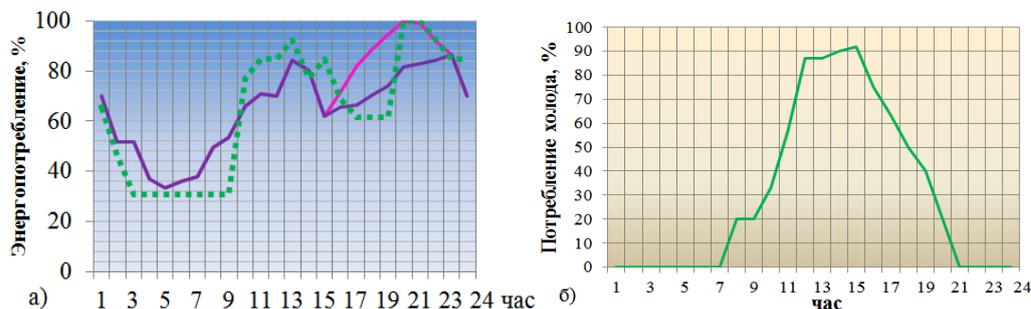


Рис. 5. Суточный график потребления: а) электроэнергии и тепла; б) холода
(— э/э постоянная, — э/э переменная, - - - т/э)

График потребления электроэнергии на рис. 5, а, как и в рассмотренном выше варианте 1.2, состоит из двух частей: постоянной, которую необходимо обязательно удовлетворить в текущий период времени, равную величине $\tilde{C}_\tau^{\text{Э}}$; переменной части по величине равной $\hat{C}_\tau^{\text{Э}} = 2500$ кВт·ч, которая может смещаться в течение суток в зависимости от стоимости электроэнергии. Переменная часть спроса на электроэнергию может быть обеспечена в любое время в течение суток с учетом ограничений на поставку мощности, что предоставляет определенные возможности управления собственным энергопотреблением АП. Спрос на тепловую энергию $\tilde{C}_\tau^{\text{Т}}$ осуществляется в соответствии с графиком на рис. 5, а, спрос на холод $\tilde{C}_\tau^{\text{Х}}$ – рис. 5, б. Схема энергоснабжения в этом случае включает системы централизованного энергоснабжения и источники собственной генерации АП. Состав собственных источников включает: угольную мини-ТЭЦ, представленную электростанцией «Нейрон-500» (далее УТЭЦ); газовую мини-ТЭЦ, представленную микротурбиной *Ingersoll Rand* (далее ГТЭЦ); холодильную машину (далее ХМ). Внешние источники централизованного энергоснабжения

включают: ЦЭСС – обеспечение электроэнергией; ЦТСС – обеспечение тепловой энергией; ХМ с подачей тепла от ЦТСС – обеспечение холодом.

Результаты расчета по управлению потреблением энергией АП показаны на рис. 6. Наиболее эффективным источником электроэнергии является УТЭЦ, но из-за ограничения на соответствие вырабатываемой тепловой и электрической энергии (см. выражение (3)) она не может работать в периоды времени с 00.00 до 8.00 часов, так как минимальное количество получаемого тепла в этом случае превышает спрос. Поэтому для покрытия электрической нагрузки в эти периоды используется ЦЭСС, тем более что в этот период она наиболее дешевая. В другое время суток при недостатке производства электроэнергии на УТЭЦ для покрытия нагрузки подключаются ЦЭСС и ГТЭЦ.

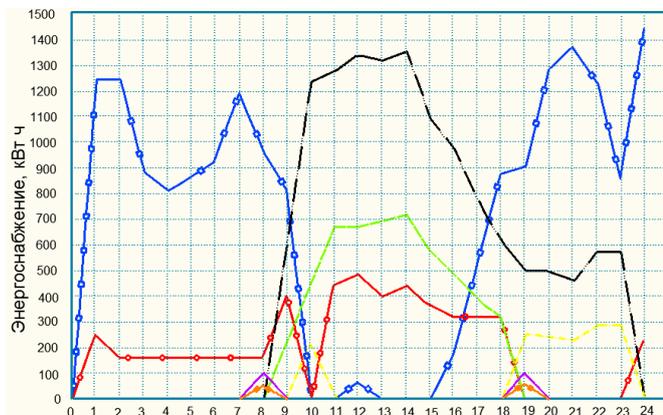


Рис. 6. Результат расчета определения рациональной загрузки источников генерации АП (Электрокотел —, ГТЭЦ т/э —, УТЭЦ т/э —, ЦТСС —, ЦЭСС —, ГТЭЦ э/э —, УТЭЦ э/э —, ГТЭЦ х/э —, УТЭЦ х/э —)

Дополнительная нагрузка, образующаяся за счет перемещения переменной части спроса на электроэнергию, покрывается за счет электроэнергии, получаемой из ЦЭСС и ее генерацией на УТЭЦ. Газовая ТЭЦ является наиболее маневренным источником тепла и электроэнергии и следующим после УТЭЦ по себестоимости производства электроэнергии и тепла, но его применение ограничено в связи с необходимостью выполнения соотношения по объемам вырабатываемой тепловой и электрической энергии. Электрокотел покрывает спрос на тепловую энергию в периоды, когда работа УТЭЦ невозможна, и в случае недостатка тепловой энергии, получаемой на УТЭЦ и ГТЭЦ. Для покрытия спроса на холод используется тепло, выработанное на ГТЭЦ и УТЭЦ, которое подается на ХМ. Суммарные затраты на генерацию электроэнергии, тепла и холода для рассматриваемой схемы АП составили 114 864,15 руб. На рис. 7 показана диаграмма, иллюстрирующая распределение затрат по источникам энергии.

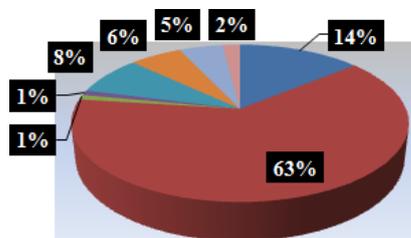


Рис. 7. Распределение затрат по источникам энергии (электрокотел —, ЦЭСС —, ГТЭЦ т/э —, УТЭЦ т/э —, ГТЭЦ э/э —, УТЭЦ э/э —, УТЭЦ х/э —)

Заключение

Выраженная актуальность исследования систем активного энергопотребления связана с тем, что современные энергосистемы преобразуются в интеллектуальные интегрированные энергосистемы. В условиях расширяющихся технических возможностей для потребителя и его стремления сократить затраты на свое энергообеспечение задача управления энергопотреблением приобретает высокую значимость. В статье приведено описание разработанного методического и программного обеспечения для расчета и оптимизации АП в интеллектуальных системах электро-, хладо- и теплоснабжения и рассмотрена связь концептуальных особенностей АП со свойствами ИИЭС. В результате проведения исследований разработано методическое обеспечение для моделирования, расчета и оптимизации АП в интеллектуальных системах электро-, хладо- и теплоснабжения. На основе принципиальных свойств, присущих ИИЭС, были сформированы функции АП в ИИЭС. С помощью разработанного программного и методического обеспечения были выполнены расчеты для исследования двух типов систем энергоснабжения с АП. Практические исследования систем централизованного энергоснабжения с АП позволили проанализировать изменение графика потребления электроэнергии при изменении спроса на электроэнергию в зависимости от ее стоимости. Практические исследования систем энергоснабжения с АП при наличии собственных источников энергии позволили оценить влияние активного поведения потребителя на загрузку централизованных систем, собственных источников энергии в зависимости от стоимости производимой ими энергии. Показано, что такое поведение обеспечивает значительное снижение платы за потребляемую энергию. Наиболее важными результатами, представленными в статье, являются:

- 1) математическая модель АП, подключенного к интеллектуальным системам электро- и тепло/хладоснабжения, позволяющая управлять энергопотреблением АП с учетом требуемого обеспечения его энергией и оптимальных затрат на энергоснабжение;
- 2) метод рационального управления нагрузкой АП, оптимальной загрузкой генерирующей мощности по электроэнергии, теплу и холоду как централизованных систем, так и собственных энергоисточников с минимумом затрат на энергоснабжение;
- 3) программная реализация разработанного методического обеспечения для моделирования АП в интеллектуальных системах электро- и тепло/хладоснабжения;
- 4) методика проведения исследований, включающая автоматизированное построение расчетной модели на базе подготовленных пользователем исходных данных.

Литература

1. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Сендеров С.М., Стенников В.А. и др. Энергетика XXI века: Системы энергетика и управление ими. Новосибирск: Наука. 2004. 364 с.
2. Федяев А.В., Сеннова Е.В., Федяева О.Н., Карасевич А.М. Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных установок при газификации регионов // Теплоэнергетика. 2000. № 12. С. 35–39.
3. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия Академии наук. Энергетика. 2014. № 1. С. 64–73.
4. Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление. 2015. С. 47–55.
5. Митра С., Сан Л., Гроссман И.Е. Распределение нагрузки промышленных ТЭЦ в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию // Energy 2013; 54: 194–211. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.030>.
6. Zhou Z, Liu P, Li Z, Pistikopoulos E.N., Georgiadis M.C. Impacts of equipment off-design characteristics on the optimal design and operation of combined cooling, heating and power systems. Computers and chemical engineering. 2013;48:40–7. <http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2012.08.007>.

7. Гасс С. И. Линейное программирование. Методы и приложения. М.: Физико-математическая литература. 1961. 300 с.
8. Эккель Б. Философия Java. 4-е изд. СПб.: Питер, 2009. 640 с.
9. Справочник по Ip_solve. URL: <http://lpsolve.sourceforge.net/5.5/> (дата обращения: 10.05.2017).
10. Давыдов С.В., Ефимов А.А. IntelliJ IDEA. Профессиональное программирование на Java. СПб.: БХВ-Петербург. 2005. 800 с.

Авторы публикации

Стенников Валерий Алексеевич – чл.-кор. РАН, профессор, врио директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН). E-mail: sva@isem.irk.ru.

Барактенко Евгений Алексеевич – канд. техн. наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН). E-mail: barakhtenko@isem.irk.ru.

Соколов Дмитрий Витальевич – канд. техн. наук, старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН). E-mail: sokolov_dv@isem.irk.ru.

Шелехова Вероника Борисовна – аспирант, инженер Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН). E-mail: vsb@isem.irk.ru.

References

1. Voropai N. I., Podkovaľnikov S.M., Senderov S.M., Stennikov V.A. and others. Energetika XXI veka: sistemy energetiki i upravlenie imi [Energy of the XXI century: Energy systems control]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2004. 364 p.
2. Karasevich A.M., Fedyayev A.V., Sennova E.V., Fedyayeva O.N. The efficiency of implementation small-scale cogeneration plants by gas turbines and diesel generators in context of installation of gas service in districts. Teploenergetika [Thermal engineering, vol. 47, №12, pp. 1084–1089], 2000, №11. pp. 24 –26.
3. Voropai N. I., Stennikov V.A. Integrated intellectual energy systems. Izvestiya Akademii nauk. Energetika. [Bulletin of Academy of sciences. Energy], 2014. № 1. pp. 64–73. (in Russ.).
4. Voropai N. I., Stennikov V.A., Barakhtenko E.A. Integrated energy systems as innovative way of future energy. [Proceedings of conference Energy in XXI century in Russia. Innovative development and control]. 2015. pp. 47–55. (in Russ.).
5. Mitra S, Sun L, Grossmann IE. Optimal scheduling of industrial combined heat and power plants under time-sensitive electricity prices. Energy 2013; 54: 194–211. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.030>.
6. Zhou Z, Liu P, Li Z, Pistikopoulos E.N., Georgiadis M.C. Impacts of equipment off-design characteristics on the optimal design and operation of combined cooling, heating and power systems. Computers and chemical engineering. 2013;48:40–7. <http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2012.08.007>.
7. Gass S. I. Linear programming: methods and applications. New York and London. McGraw-Hill Book Co. Inc., 1958. 223 p. (Russ. ed.: Gass S. I. Lineynoye programmirovaniye: metody i podkholdy. Moscow. Fizmatlit Publ., 1961. 300 p.).
8. Eckel B. Thinking in Java. 4 edition. Upper Saddle River, NJ. Prentice Hall Publ., 2006. 1150 p. (Russ. ed.: Ekkel B. Filosofiya Java. 4 edition. Saint Petersburg. Piter Publ., 2009. 640 p.).
9. Ip_solve reference guide // URL: <http://lpsolve.sourceforge.net/5.5/> (accessed data: 10.05.2017).
10. Davydov S.V., Efimov A.A. IntelliJ IDEA. Professional'noye programmirovaniye na Java [IntelliJ IDEA. Professional Java programming]. St. Petersburg. BHV-Peterburg Publ., 2005. 800 p.

© *В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Д.В. Соколов, В.Б. Шелехова*

Authors of the publication

Valery A. Stennikov – Corresponding Member of RAS, Prof., Acting Director of Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS (ESI SB RAS).

Evgeny A. Barakhtenko –Cand.Sci. (Techn.), Senior Research of ESI SB RAS.

Dmitry V. Sokolov – Cand.Sci. (Techn.), Senior Research of ESI SB RAS.

Veronika B. Shelekhova – Postgraduate, Engineer of ESI SB RAS.

Поступила в редакцию

3 июля 2017 г.