

УДК 620.29

## ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ ГИБРИДНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ МИКРОСЕТИ НА СУТКИ ВПЕРЕД

© 2021 г. Мохамед Элгамаль<sup>1, 3, \*</sup>, Н. В. Коровкин<sup>1, \*\*</sup>,  
А. Рефаат<sup>1, 2, \*\*\*</sup>, А. Эльмитвалли<sup>3, \*\*\*\*</sup>

<sup>1</sup>Институт энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,  
Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup>Университет Порт-Сауд, Порт-Сауд, Египет

<sup>3</sup>Университет Мансура, Мансура, Египет

\*e-mail: engineer\_elgama1@mans.edu.eg

\*\*e-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

\*\*\*e-mail: ahmed\_refaat\_1984@eng.psu.edu.eg

\*\*\*\*e-mail: kelmitwally@yahoo.co.uk

Поступила в редакцию 02.06.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Предложен новый алгоритм управления функционированием микросети (МС), работающей параллельно с сетью. МС включает в себя различные виды распределенной генерации (РГ) и систему хранения энергии (СХЭ). Прогнозируемые среднечасовые метеорологические данные и графики нагрузок на сутки вперед вводятся из системы энергоменеджмента (СЭМ). Для оптимизации производительности МС на сутки вперед СЭМ формирует график почасовой активной и реактивной мощности акции каждого РГ. СЭМ также определяет периоды зарядки/разрядки СХЭ и управляет системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформатора, через который МС подключена к основной сети. Общая цель состоит в том, чтобы максимизировать прибыль МС при удовлетворении всех технических ограничений. МС покупает/продает активную и реактивную мощность из/в основную сеть с изменением цены энергии. Функционирование МС на сутки вперед формулируется как задача оптимизации, решаемая алгоритмом ВАТ на основе комбинированного правила. Кроме того, способность предлагаемой СЭМ проверена сравнением с результатами, опубликованными в современной литературе.

*Ключевые слова:* микросети, энергоменеджмент, оптимизация, возобновляемая энергетика, распределенная генерация, система хранения энергии, максимизация прибыли микросети

DOI: 10.31857/S0002331021010040

### ВВЕДЕНИЕ

МС предлагает многообещающие новые эффективные решения при повышении цен на традиционные источники энергии, росте внимания к экологическим проблемам и возрастании требований к надежности энергоснабжения конечного потребителя. МС – это распределительная сеть, которая включает в себя различные виды РГ для энергообеспечения нагрузки в подключенном режиме к сети или в автономном режиме [1]–[3]. Различные РГ в МС должны работать согласованно, осваиваясь на СЭМ, алгоритм работы которой должен быть разработан [4]. СЭМ –

это компьютерная система, которая обеспечивает функции, необходимые для безопасной динамической работы МС с электроэнергетической системой (ЭЭС) при минимальных затратах [5]. СЭМ реализует набор функций, таких как мониторинг, обработка и визуализация поступающей информации, а также функцию прогноза мощности генерации, нагрузки и цены на электрическую энергию на рынке электроэнергии. Таким образом, СЭМ оптимизирует производительность МС с учетом технических и экономических ограничений [4].

Структуры управления СЭМ можно условно разделить на три типа, а именно, централизованные, иерархические и децентрализованные [5]. В централизованной СЭМ, рассматриваемой нами далее, центральный контроллер собирает все системные данные, такие как характеристики РГ, эксплуатационные расходы и мощности нагрузок. Затем СЭМ определяет оптимальные решения по управлению энергопотреблением МС и передает эти решения всем местным контроллерам. В иерархической структуре СЭМ контроллер МС обменивается информацией с каждым локальным контроллером в режиме реального времени. Центральный контроллер МС определяет оптимальное решение и отправляет его обратно на местные контроллеры. Главное преимущество централизованных и иерархических подходов является то, что он может получить глобально-оптимальное решение, особенно для небольших МС.

Важнейшим общим звеном в централизованном СЭМ являются алгоритмы оптимизации. Такие как алгоритм роя частиц (particle swarm optimization, далее – PSO), алгоритм ВАТ (алгоритм “летучих мышей”), алгоритм гиперсферического поиска (hyper-spherical search algorithm), методы математического программирования, сети Петри (Petri-net method) и другие методы искусственного интеллекта [6]–[21].

СЭМ для МС на основе различных методов оптимизации для минимизации эксплуатационных расходов и потери мощности приведены в [7]–[21]. Они, однако, включают в себя только вопросы оптимизации отправки активной мощности РГ в основную сеть, что не позволит в полной мере увеличить прибыль МС и уменьшить потери мощности в ней, а также может вызвать перегрузку устройств РГ. СЭМ на основе PSO, которая включает диспетчеризацию отправки активной и реактивной мощности в основную сеть и диспетчеризацию РГ, предложена в [6]. Тем не менее в [6] игнорируется использование типичных вспомогательных устройств, таких как устройство РПН главного трансформатора и шунтирующие конденсаторные батареи.

В этой статье предлагается подход, создающий оптимальное управление на день вперед для МС, работающей параллельно с сетью на основе алгоритма ВАТ. При этом МС имеет фотоэлектрические модули (ФЭ), ветряные турбины (ВТ), микро-турбины (МТ), топливные элементы (ТЭ) и СХЭ. Предлагаемая СЭМ имеет следующие преимущества:

- Строит оптимальное управление всех допускающих управление элементов РГ;
- Поддерживает оптимизацию потоков активной и реактивной мощностей между МС и основной сетью;
- Поддерживает напряжение узлов, устраняет перегрузки линий и предотвращает перенапряжение на РПН;
- Интегрирует в базу данных алгоритма ВАТ новые правила, позволяющие снижать общее время вычислений.

## 1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью оптимизации МС и режима ее работы (то есть фактически целью регулирования устройств РГ и СХЭ) является максимизация прибыли МС на сутки вперед. Введем в рассмотрение активные и реактивные мощности всех устройств МС, а также функцию, отражающие величины затрат на эксплуатацию каждого из них. Финансо-

вая прибыль МС в момент времени  $t$  ( $МС_{\text{ПРИ}}(t)$ ) рассчитывается как разница финансовых доходов и затрат:

$$МС_{\text{ПРИ}}(t) = [\lambda_{P,b}(t)SP(t) + \lambda_{Q,b}(t)SQ(t)] - [\text{TPO}(t) + \text{ТРЭ}(t)], \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{TPO}(t) = & \sum_{i=1}^{n_{\text{ФЭ}}} P_{\text{ФЭ},i} \text{PO}_{\text{ФЭ},i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ВТ}}} P_{\text{ВТ},i} \text{PO}_{\text{ВТ},i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ТЭ}}} S_{\text{ТЭ},i} \text{PO}_{\text{ТЭ},i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{МТ}}} S_{\text{МТ},i} \text{PO}_{\text{МТ},i} + \\ & + \sum_{i=1}^{n_{\text{СХЭ}}} S_{\text{СХЭ},i} \text{PO}_{\text{СХЭ},i} + S_{\text{РПН}} \text{PO}_{\text{РПН}}. \end{aligned} \quad (2)$$

Первые два слагаемых (уменьшаемое) в (1) представляют общий почасовой доход от продажи активной и реактивной мощности нагрузкам самой МС и основной сети. Вычитаемое — это общие почасовые расходы на техническое обслуживание и эксплуатацию СХЭ и устройств РГ. Величины  $\lambda_{P,b}(t)$  и  $SP(t)$  обозначают покупную цену активной мощности на рынке ( $\$/\text{кВт} \cdot \text{ч}$ ) и количество проданной активной мощности ( $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ ) в момент времени  $t$ ,  $\lambda_{Q,b}(t)$  и  $SQ(t)$  аналогичны для реактивной мощности.

Общий почасовой расход обслуживания  $\text{TPO}(t)$  для СХЭ и РГ определяется по (2), где принятые обозначения сведены в нижеследующую таблицу:

Тип оборудования	Ном. мощность $i$ -ой единицы оборудования	Расходы обслуживания $i$ -ой единицы	Число единиц оборудования
ФЭ	$P_{\text{ФЭ},i}$	$\text{PO}_{\text{ФЭ},i}$	$n_{\text{ФЭ}}$
ВТ	$P_{\text{ВТ},i}$	$\text{PO}_{\text{ВТ},i}$	$n_{\text{ВТ}}$
ТЭ	$S_{\text{ТЭ},i}$	$\text{PO}_{\text{ТЭ},i}$	$n_{\text{ТЭ}}$
МТ	$S_{\text{МТ},i}$	$\text{PO}_{\text{МТ},i}$	$n_{\text{МТ}}$
СХЭ	$S_{\text{СХЭ},i}$	$\text{PO}_{\text{СХЭ},i}$	$n_{\text{СХЭ}}$
РПН	$S_{\text{РПН}}$	$\text{PO}_{\text{РПН}}$	1

Отметим, что полная мощность в трансформаторе основной сети  $S_{\text{РПН}}$  является функцией положения РПН и стоимости обслуживания устройства РПН.

Общие почасовые расходы эксплуатации  $\text{ТРЭ}(t)$  могут быть рассчитаны из следующего соотношения:

$$\text{ТРЭ}(t) = \text{РЭ}_{\text{ОС}}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{СХЭ}}} \text{РЭ}_{\text{СХЭ},i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{РГ}}} \text{РЭ}_{\text{РГ},i}(t), \quad (3)$$

где  $\text{РЭ}_{\text{ОС}}(t)$ ,  $\text{РЭ}_{\text{СХЭ},i}(t)$ ,  $\text{РЭ}_{\text{РГ},i}(t)$  — эксплуатационные расходы в момент времени  $t$  для основной сети,  $i$ -ой единицы СХЭ и РГ соответственно.

Почасовая эксплуатационная стоимость энергии, поставляемой основной сетью:

$$\text{РЭ}_{P,\text{ОС}}(t) = \begin{cases} \lambda_{P,b}(t)P_{\text{ОС}}(t), & \text{если } P_{\text{ОС}}(t) > 0 \\ \lambda_{P,s}(t)P_{\text{ОС}}(t), & \text{если } P_{\text{ОС}}(t) < 0, \\ 0, & \text{если } P_{\text{ОС}}(t) = 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{РЭ}_{Q,\text{ОС}}(t) = \begin{cases} \lambda_{Q,b}(t)Q_{\text{ОС}}(t), & \text{если } Q_{\text{ОС}}(t) > 0 \\ \lambda_{Q,s}(t)Q_{\text{ОС}}(t), & \text{если } Q_{\text{ОС}}(t) < 0, \\ 0, & \text{если } Q_{\text{ОС}}(t) = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\lambda_{P,s}(t) = (1 - \alpha)\lambda_{P,b}(t), \quad (6)$$

$$\lambda_{Q,s}(t) = (1 - \alpha)\lambda_{Q,b}(t), \quad (7)$$

$$\text{РЭ}_{\text{ОС}}(t) = \text{РЭ}_{P,\text{ОС}}(t) + \text{РЭ}_{Q,\text{ОС}}(t), \quad (8)$$

где  $\lambda_{P,s}(t)$ ,  $\lambda_{Q,s}(t)$  – цены в реальном времени активных и реактивных мощностей, продаваемых из МС в основную сеть;  $P_{OC}(t)$ ,  $Q_{OC}(t)$  – активная и реактивная мощность основной сети в момент времени  $t$ , а  $\alpha$  – это ставка налога мощности, продаваемой основной сети, в этом исследовании ставка налога принята равной 10% [12].

Почасовые эксплуатационные расходы каждого  $i$ -го СХЭ моделируется в соответствии с эффективностью работы этой системы. Эксплуатационные расходы могут быть оценены на основе режима заряда ( $P_{СХЭ} > 0$ ) или разряда ( $P_{СХЭ} < 0$ ) следующим образом:

$$P_{ЭСХЭ,i}(t) = \begin{cases} \lambda_{P,b}(t)P_{СХЭ,i}(t)(1 - \eta_{зар}), & \text{если } P_{СХЭ,i}(t) > 0 \\ \lambda_{P,s}(t)P_{СХЭ,i}(t)\left(1 - \frac{1}{\eta_{раз}}\right), & \text{если } P_{СХЭ,i}(t) < 0 \\ 0, & \text{если } P_{СХЭ,i}(t) = 0 \end{cases}, \quad (9)$$

где  $P_{ЭСХЭ}$  – эксплуатационные расходы СХЭ;  $\eta_{зар}$  – эффективность зарядки;  $\eta_{раз}$  – эффективность разряда аккумулятора СХЭ и преобразователя.

Почасовые эксплуатационные расходы каждого  $i$ -го диспетчируемого генератора считается как [6], [19]:

$$P_{ЭРГ,i}(t) = \lambda_P(t)P(t) + \lambda_Q(t)Q(t), \quad (10)$$

где  $\lambda_P(t)$  – эксплуатационные расходы активной мощности (\$/кВт · ч);  $\lambda_Q(t)$  – эксплуатационные расходы реактивной мощности (\$/кВАр · ч);  $P(t)$  и  $Q(t)$  – средняя активная и реактивная выходная мощность в момент времени  $t$  соответственно.

Математическая формулировка нашей задачи во введенных величинах имеет вид:

$$\max \sum_{t=1}^{24} MC_{ПРИ}(P_i(t), Q_i(t)) \quad (11)$$

где  $P_i(t)$  и  $Q_i(t)$  – соответственно почасовые активная и реактивная выходные мощности управляемых РГ, СХЭ и основной сети. Максимум в (11) следует искать при следующих ограничениях:

### 1. Ограничения мощностей генерирующих устройств

$$P_{Г,мин}^{(m)} \leq P_{Г}^{(m)}(t) \leq P_{Г,макс}^{(m)}, \quad (12)$$

$$Q_{Г,мин}^{(m)} \leq Q_{Г}^{(m)}(t) \leq Q_{Г,макс}^{(m)}, \quad (13)$$

где  $P_{Г}(t)$  – выходная активная мощность генератора  $m$  в момент времени  $t$ ;  $P_{Г,макс}$ ,  $P_{Г,мин}$  – максимальная и минимальная активная мощность генератора  $m$  соответственно;  $Q_{Г}(t)$  – выходная реактивная мощность генератора  $m$  в момент времени  $t$ ;  $Q_{Г,макс}$ ,  $Q_{Г,мин}$  – максимальная и минимальная реактивная мощность генератора  $m$ .

### 2. Ограничения для СХЭ

$$CЗ_{мин} \leq CЗ(t) \leq CЗ_{макс}, \quad (14)$$

$$\text{Режим зарядки } (P_{СХЭ}(t) > 0), \quad 0 \leq P_{СХЭ}(t) \leq P_{зар,макс}, \quad (15)$$

$$\text{Режим разрядки } (P_{СХЭ}(t) < 0), \quad P_{раз,макс} \leq P_{СХЭ}(t) \leq 0, \quad (16)$$

где  $P_{зар,макс}$ ,  $P_{раз,макс}$  – максимальная зарядная и разрядная активная мощность СХЭ, соответственно;  $CЗ(t)$  – состояние заряда СХЭ в момент времени  $t$ ;  $CЗ_{макс}$ ,  $CЗ_{мин}$  – максимальное и минимальное состояние заряда СХЭ соответственно.

### 3. Ограничения для потока мощности по линии связи с основной сетью

$$S_{i,j}(t) \leq S_{\max}, \quad (17)$$

где  $S_{i,j}(t)$  – поток полной мощности между узлами  $i$  и  $j$  в момент времени  $t$  и  $S_{\max}$  – максимальный поток мощности между узлами  $i$  и  $j$ .

### 4. Ограничения напряжения шины

$$V_{\min} \leq V_i(t) \leq V_{\max}, \quad (18)$$

где  $V_i(t)$  – напряжение на узле  $i$  в момент времени  $t$ ;  $V_{\min}$  и  $V_{\max}$  – соответственно допустимые минимальное и максимальное напряжение в МС.

### 5. Ограничения РПН

$$\begin{aligned} T_{\min} &\leq T_{\text{РПН}}(t) \leq T_{\max}, \\ N_{\text{движ}}(t) &\leq N_{\text{движ,макс}}, \end{aligned} \quad (19)$$

где  $T_{\text{РПН}}(t)$  – положение отвода устройства РПН трансформатора основной сети в момент времени  $t$ ;  $T_{\min}$  – минимальное значение  $T_{\text{РПН}}(t)$  и  $T_{\max}$  – максимальное значение  $T_{\text{РПН}}(t)$ ;  $N_{\text{движ}}(t)$  – количество движений РПН в момент времени  $t$ ;  $N_{\text{движ,макс}}$  – максимальное значение  $N_{\text{движ}}$  в день.

Таким образом, задача сформулирована.

## II. АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ

Техника ВАТ (алгоритм решения задачи нелинейного программирования, использующий идею симулирования процесса поиска насекомых роем летучих мышей) является относительно недавним метаэвристическим методом [12]. ВАТ функционирует на основе ряда правил, которые можно настраивать и изменять.

Алгоритм ВАТ имеет следующие характеристики: каждая летучая мышь  $b$  в популяции ВАТ летит случайным образом и посылает импульс с частотой  $f_{b,i}$ , скоростью эмиссии импульсов  $r_{b,i}$  и “громкостью”  $A_{b,i}$  на  $i$ -й итерации. В процессе поиска каждая летучая мышь, чтобы найти добычу, изменяет частоту, громкость и ставку излучаемого импульса таким образом, что  $A_{b,i}$  варьируется от 0.5 до 0,  $r_{b,i}$  варьируется от 0 до 1 и  $f_{b,i}$  варьируется от 0 до 2.

Обновление скорости ( $v_b$ ) и положение ( $x_b$ ) летучей мыши  $b$  выполняется следующим образом:

$$f_{b,i} = f_{\min} + \mu(f_{\max} - f_{\min}), \quad (20)$$

$$v_{b,i+1} = w_{b,i}v_{b,i} + f_{b,i}(G_{\text{best},i} - x_{b,i}), \quad (21)$$

$$x_{b,i+1} = x_{b,i} + v_{b,i+1}, \quad (22)$$

$$x_{b,i+1}^* = \begin{cases} x_{b,i+1}, & \text{если } r_{b,i} \geq \mu \\ G_{\text{best},i} + \epsilon\phi A_{b,i}, & \text{если } r_{b,i} < \mu \end{cases}. \quad (23)$$

Здесь  $f_{\min}$  и  $f_{\max}$  соответственно установлены нами 0 и 2;  $G_{\text{best}}$  – глобальное лучшее положение (лучшая летучая мышь, соответствующая лучшему решению) всех летучих мышей, и  $w_{b,i}$  – коэффициент демпфирования скорости на  $i$ -й итерации;  $\mu$  – это стандартно ( $\sigma = 1$ ) нормально распределенное случайное число,  $\mu \in [0, 1]$ ;  $\epsilon$  – положительная константа, используемая для ограничения случайного блуждания летучих мышей;  $\epsilon$  установлен здесь 0.01. Величина  $\phi$  представляет собой стандартно нормально распределенное случайное число  $\phi \in [-1, 1]$ .

Управляемыми переменными рассматриваемой задачи оптимизации, сформулированной в разделе II, являются среднечасовая активная и реактивная мощности устройств РГ, мощности зарядки (разрядки) СХЭ и положение отвода РПН. Используемый нами алгоритм решения описан ниже, для простоты изложения предполагается, что квант изменения времени равен одному часу.

1. Установка счетчика времени на ноль и чтение данных МС.

2. Инициализация счетчика итераций.

3. Инициализация популяции летучих мышей, для каждой из которых выбирается произвольно (но, естественно, из области допустимых значений) начальный вектор  $b$  ее положения. Фактически это начальные значения векторов варьируемых переменных.

4. Каждая летучая мышь в популяции определяет состояние заряда (разряда) СХЭ за каждый час  $t$  по следующему набору правил:

а) Если цена  $\lambda_{p,b}(t)$  продажи энергии на энергетическом рынке меньше, чем пороговая цена зарядки СХЭ (т.е. 40% от максимальной цены покупки энергии на рынке [23]), то летучая мышь устанавливает мощность СХЭ в качестве положительного значения (режим зарядки) и генерирует случайное значение этой мощности СХЭ  $P_{СХЭ} \in \{0, P_{\max, \text{Зар}}\}$ ;

б) Если цена  $\lambda_{p,b}(t)$  продажи энергии на энергетическом рынке больше, чем пороговая цена зарядки СХЭ, и СХЭ не полностью заряжена ( $CЗ(t) < CЗ_{\max}$ ), и суммарная активная выработка электроэнергии из возобновляемых ресурсов больше, чем суммарная мощность нагрузки МС, то летучая мышь настраивает мощность СХЭ в качестве положительного значения (режим зарядки) и задает значение мощности СХЭ, равное разности между общей активной мощностью генерации от всех РГ и общей нагрузкой МС;

с) Если цена  $\lambda_{p,s}(t)$  покупки энергии на энергетическом рынке больше, чем пороговой цены разряда СХЭ (т.е. 70% от максимальной цены продажи энергии на рынке [23]) и  $CЗ(t) > CЗ_{\min}$ , то летучая мышь определяет мощность СХЭ как отрицательную (режим разрядки) и генерирует случайное значение этой мощности СХЭ такое  $P_{СХЭ} \in \{P_{\max, \text{Раз}}, 0\}$ .

5. Выполнение анализа потока мощности, вычисление значения целевой функции ( $F$ ) с использованием (1) для каждой летучей мыши. Проверка всех ограничений (12)–(20). Если ограничение нарушено, соответствующая летучая мышь устраняется, и в качестве лучшей берется лучшая из оставшихся. Затем определение лучшего решения для каждой летучей мыши в популяции и сравнение текущего значения целевой функции с предыдущим лучшим решением.

6. Для летучей мыши  $b$  текущее положение и локальное оптимальное решение изменяются следующим образом:

$$\text{если } (A_{b,i} > \mu \ \& \ F_{b,i} \geq F_{b,best}), \text{ то } F_{b,best} = F_{b,i}, \ x_{b,i} = x_{b,i}^*,$$

где  $F_{b,i}$  – значение целевой функции в текущем положении  $x_{b,i}^*$ ;  $F_{b,best}$  – лучшее решение для летучей мыши  $b$ .

Уменьшение  $A_b$ , увеличение  $r_b$  и уменьшение  $w_b$  в соответствии с соотношениями:

$$A_{b,i+1} = \gamma A_{b,i}, \tag{24}$$

$$r_{b,i+1} = 1 - e^{-\gamma i}, \tag{25}$$

$$w_{b,i+1} = \omega w_{b,i}, \tag{26}$$

где  $\gamma$  и  $\omega$  – постоянные значения.

7. Нахождение лучшего глобального решения и положения ( $G_{best}$ ) для всех летучих мышей, сравнив лучшие местные решения для всех успешных летучих мышей.

8. Обновление скорости ( $v_b$ ) и положения ( $x_b$ ) каждой летучей мыши с использованием (20)–(22).

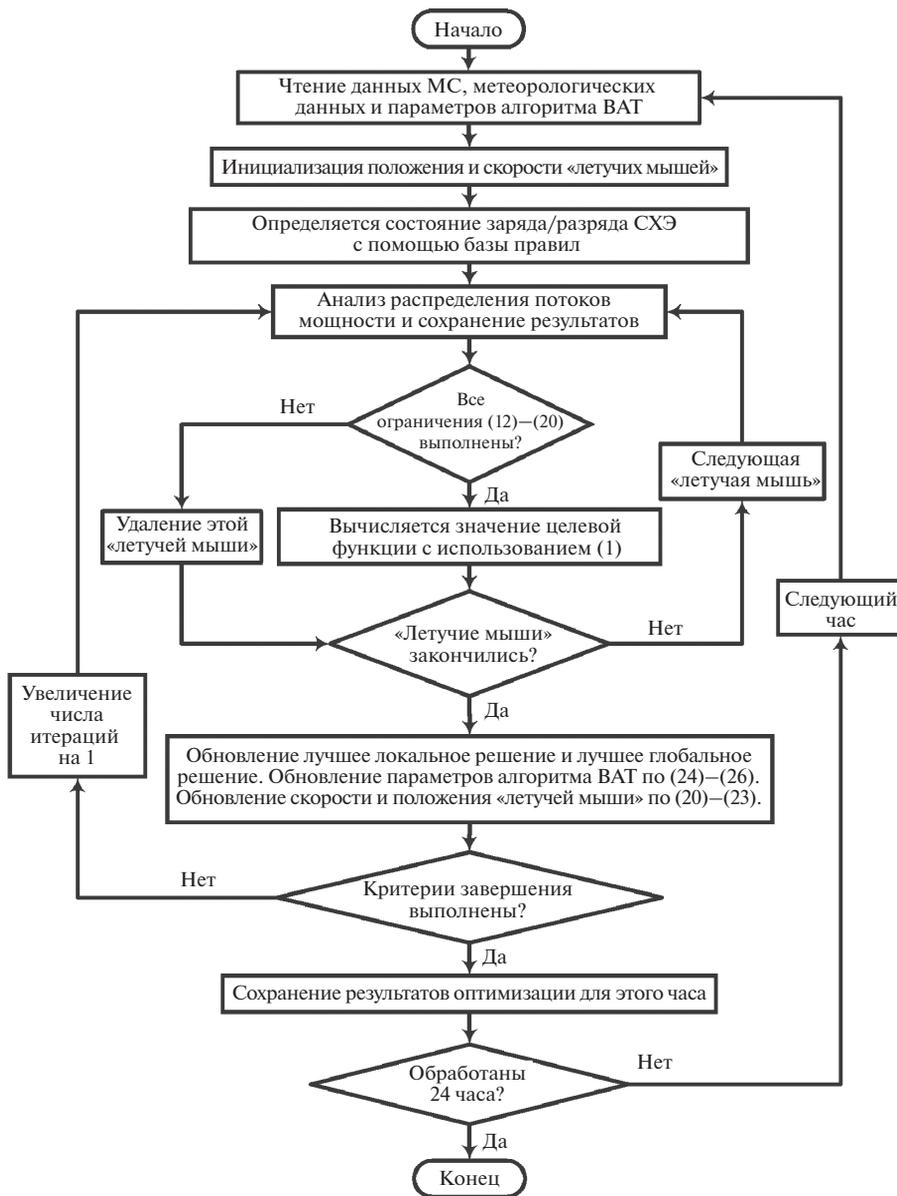


Рис. 1. Блок-схема алгоритма решения.

9. Увеличение числа итераций на 1. Если номер итерации больше, чем максимальное количество итераций, то сохранение результатов для этого часа и переход к шагу 10. В противном случае, переход к шагу 5.

10. Рассмотрение следующего часа и переход к шагу 1, пока не будет рассмотрен интервал (например) 24 часа.

Блок-схема алгоритма представлена на рис. 1.

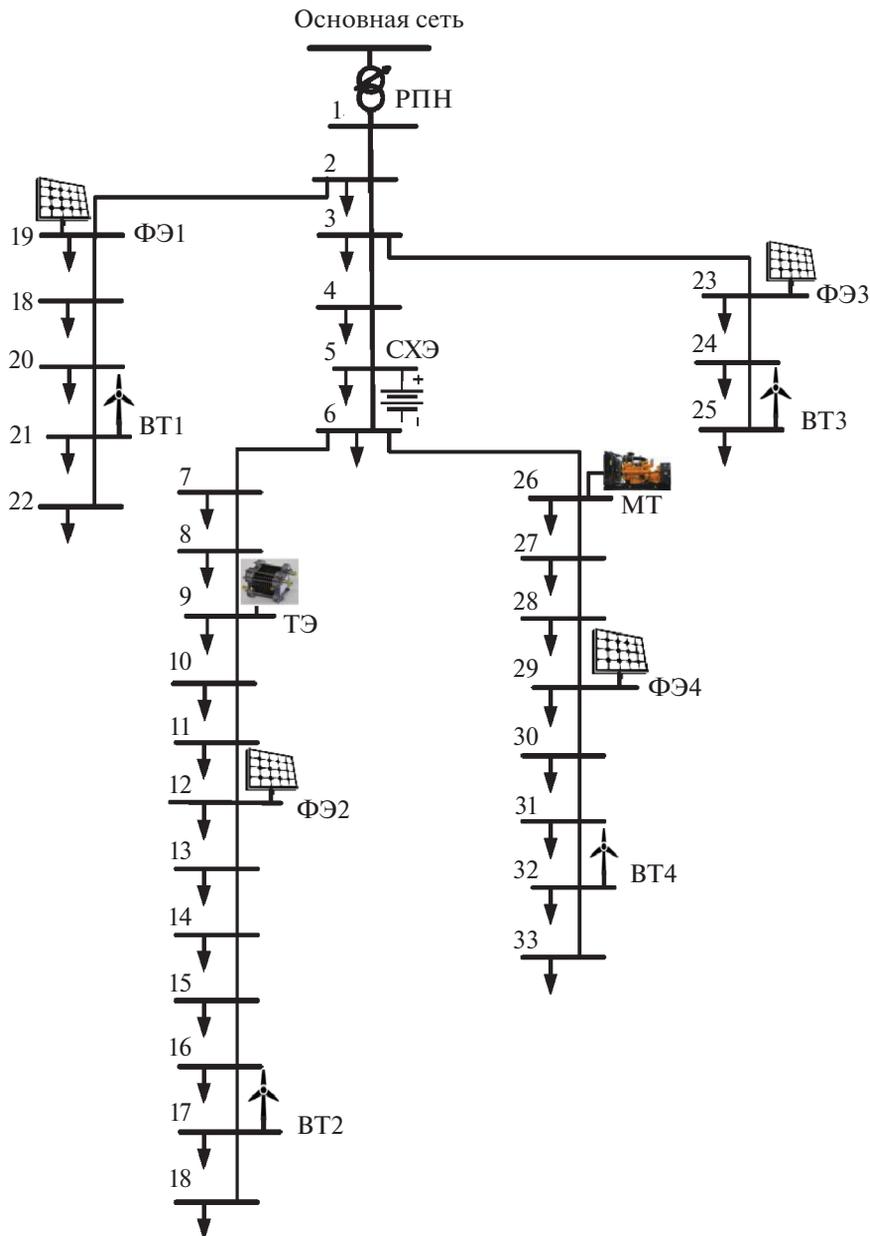


Рис. 2. Модифицированная тестовая IEEE 33 схема.

### III. ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ

Для оценки эффективности предложенного подхода в настоящей статье используется в качестве МС модифицированная нами тестовая энергосистема IEEE [24], содержащая 33-шины (рис. 2). Общая нагрузка системы составляет 6.51 МВт и 4.03 МВАр. СХЭ расположена на шине 5, ТЭ расположен на шине 9, МТ расположен на шине 26. Генераторо-

**Таблица 1.** Пределы мощности для генерации устройств РГ

Номер шины	Обозначение устройства	Пределы мощности			
		$P$ (МВт)		$Q$ (МВАр)	
		мин	макс	мин	макс
5	СХЭ	-1.5	1.5	0	0
9	ТЭ	0.15	1	0	0.75
12	ФЭ	0	0.35	0	0
17	ВТ	0	0.55	0	0
19	ФЭ	0	0.45	0	0
21	ВТ	0	1.25	0	0
23	ФЭ	0	0.35	0	0
25	ВТ	0	0.65	0	0
26	МТ	0.1125	0.75	0	0.52
29	ФЭ	0	0.4	0	0
32	ВТ	0	0.55	0	0
РПН		$N_{\text{движ, макс}}$ $T_{\text{мин}}^{\text{ шаг}}$ $T_{\text{макс}}^{\text{ шаг}}$		8 -12 12	

**Таблица 2.** Эксплуатационные расходы МТ и ТЭ

Параметр	МТ	ТЭ
Расход активной мощности, \$/МВт. ч	57	50
Расход реактивной мощности, \$/МВАр. ч	5.7	5

**Таблица 3.** Данные СХЭ

Параметр	Заряд	Разряд
Макс. мощность зарядного устройства СХЭ ( $P$ ), МВт	1.5	-1.5
КПД ( $\eta$ ), %	90	92
Емкость СХЭ, МВт.ч	16.5	
Макс. число циклов перезарядки	10000	
Стоимость заряда ( $C_3$ ), %	мин	20
	макс	80
Инвестиционные затраты	175, \$/кВА	
	225, \$/кВт.ч	

ры ФЭ расположены на шинах 12, 19, 23, 29. Генераторы ВТ расположены на шинах 16, 21, 25, 32, как показано на рис. 2. Предложенный выше алгоритм решения реализован в программном пакете MATLAB 2018b и исполнялся на "Политехник – РСК Торнадо" Суперкомпьютерного центра с 2 Intel Xeon CPU E5-2697 v3 @ 2.60 ГГц и объеме ОЗУ – 16 ГБ, в Санкт-Петербургском политехническом университете.

Следующие модификации внесены нами в задачу IEEE-33:

1. Ограничения по активной мощности импорта и экспорта основной сети составляют 3 МВт и 5 МВт соответственно.

2. Пределы мощности для каждой единицы генерации приведены в табл. 1. В таблице 2 приведены данные по эксплуатационным расходам МТ и ТЭ. В таблице 3 приведены полные данные о СХЭ [6], [21].

3. Годовые расходы на техническое обслуживание ВТ, ФЭ, СХЭ, ТЭ и МТ составляют 75, 20, 20, 25 и 25 \$/кВА/год соответственно [6], [12].

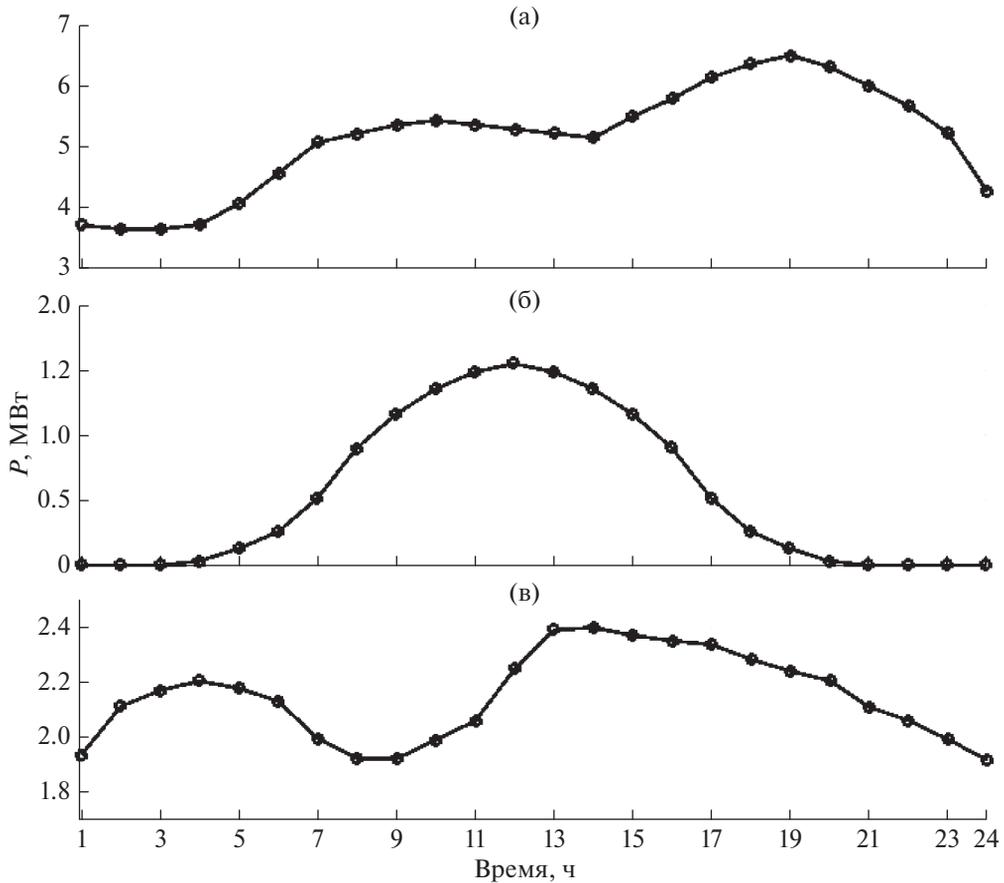


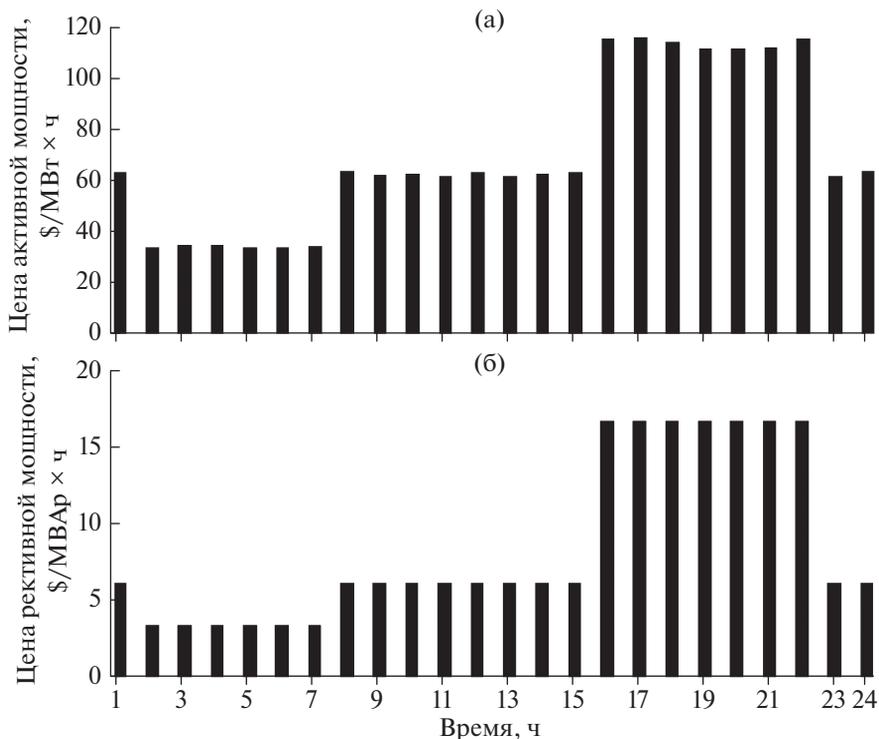
Рис. 3. Суммарная активная мощность: (а) – нагрузки МС; (б) – генераторов ФЭ; (в) – генераторов ВТ.

#### IV. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

##### *Результаты предлагаемого метода*

Интенсивность солнечной радиации и скорость ветра получены из данных, приведенных в [25] для типичного дня в летний сезон в городе Эль-Мансура (Египет). На рисунке 3 представлены зависимости средних за час значений мощностей нагрузки МС (кривая (а)), генераторов ФЭ (кривая (б)), генераторов ВТ (кривая (в)) за день. Рисунок 4 представляет почасовые цены покупки активных и реактивных мощностей на энергетическом рынке [9], [26]. Цены продажи активной и реактивной мощностей на рынке составляют 90% от покупной цены в соответствии с [12]. Предположим также, что нагрузки шин 1–6 увеличиваются максимально в три раза от их первоначальных значений за весь день, а начальный заряд СХЭ составляет 25%.

Решение оптимизационной задачи показало (рис. 5), что целесообразно закупать активную мощность от основной сети и запускать режим зарядки с 2:00 утра до 7:00 утра (кривая (а)), во время непииковой нагрузки и низкой цены на электроэнергию, как и ожидалось. Кроме того, активные и реактивные мощности МТ и ТЭ также оптимально распределены по времени, как это показано на рис. 5 (кривая (б)). Ежедневная при-



**Рис. 4.** Цены покупки электроэнергии на энергетическом рынке: (а) – активная мощность, (б) – реактивная мощность.

быль, доставляемая наилучшим решением МС, составляет 5761\$. И ежедневная прибыль МС снизится до 5120\$, если СХЭ не интегрирована. Рисунок 6 показывает изменение положения отвода РПН. Число ежедневных движений РПН держится до семи в сутки (см. табл. 1).

#### *Сравнение эффективности предложенного метода с результатами [6], [12]*

Таблица 4 позволяет сопоставить эффективность предложенной стратегии с эффективностью методов, изложенных в [6] и [12]. Как можно видеть, предлагаемая стратегия обеспечивает МС наибольшую прибыль. Одновременно предложенная стратегия поддерживает дневное минимальное и максимальное напряжение шины в

**Таблица 4.** Сравнение методов операции

Параметр	Предлагаемый метод	PSO [6]	ВАТ [12]
Прибыль МС, \$	5761	5731	5416
Средние потери, кВт	70.3	74.4	111.2
Мин. напряжение, о.е.	0.95	0.95	0.9373
Макс. напряжение, о.е.	1.05	1.022	1.01
Время выполнения, сек	1670	1920	1770

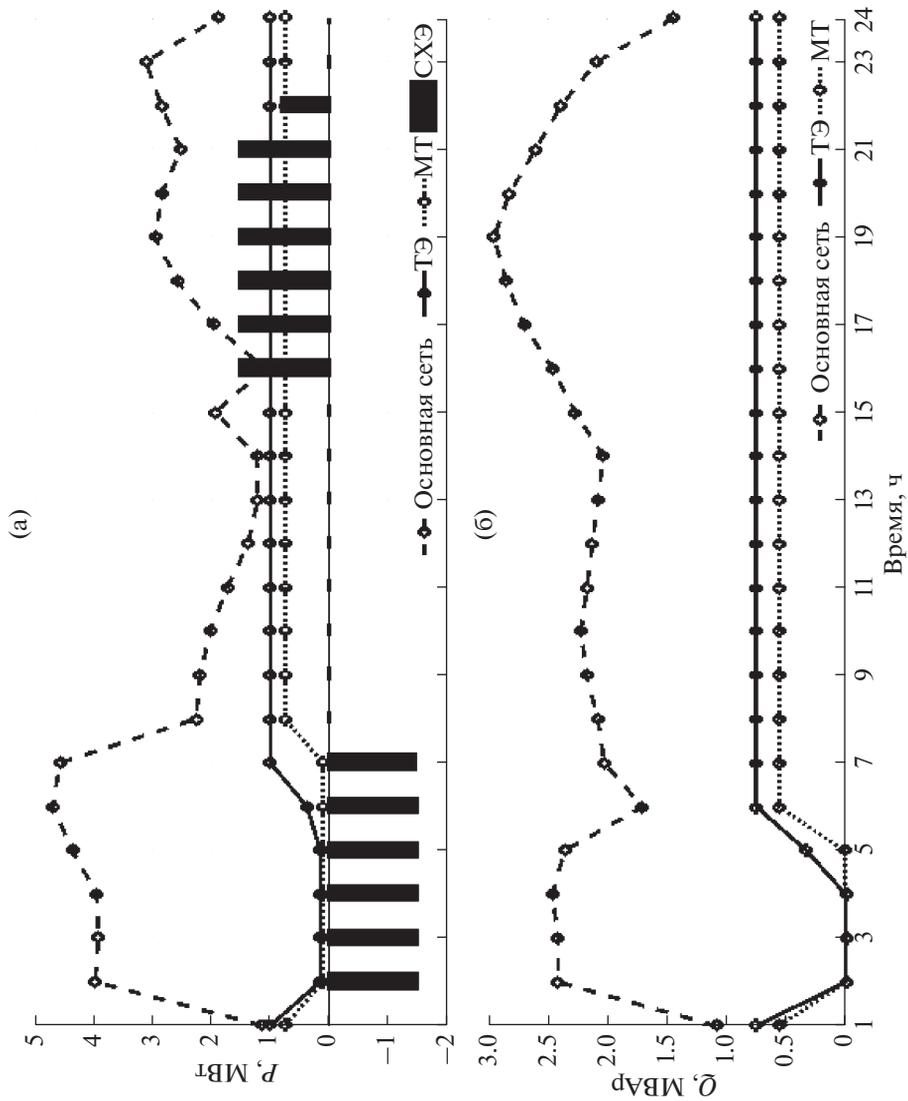


Рис. 5. Активная и реактивная мощности основной сети, ТЭС, МТ и СХЭ:  
 (а) – активная мощность, (б) – реактивная мощность.

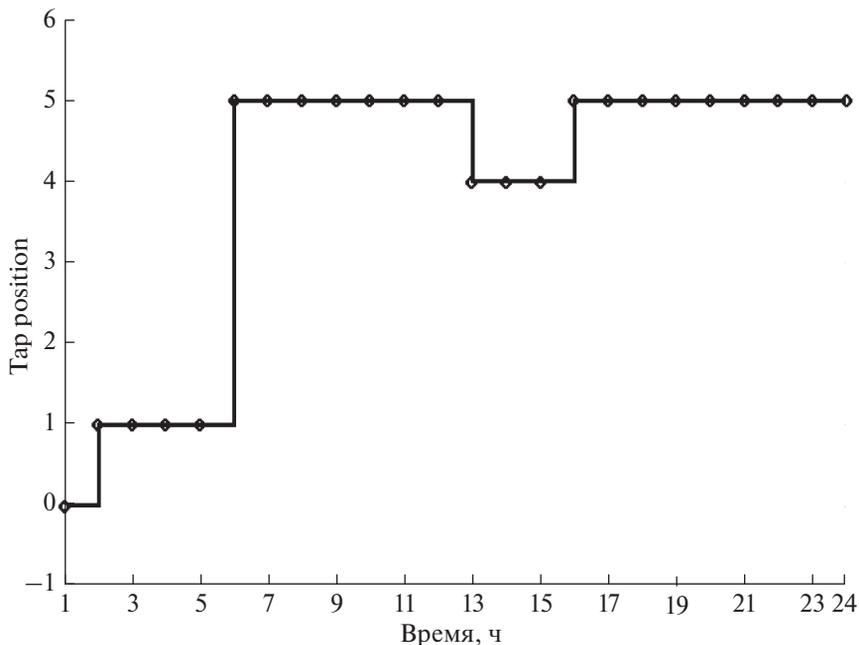


Рис. 6. Положение отвода системы РПН.

допустимых пределах, в то время как при использовании метода [12] имеют место нарушения ограничений по напряжению.

Кроме того, предлагаемая стратегия удерживает потоки энергии всех линий в заданных пределах, в то время как использование метода [6] порождает перегрузки. Перегрузка при использовании [6] возникает на линии 1–2 в период пиковой нагрузки с 18:00 до 20:00 и с 22:00 до 23:00.

Рисунок 7 позволяет сопоставить профили запасенной энергии в СХЭ при использовании различных подходов.

Рисунок 8 позволяет сопоставить профили сходимости решения этих методов для  $t = 7:00$ . Можно видеть, что предлагаемый метод не только сходится к лучшему решению, но и имеет наилучшую скорость сходимости. Можно сделать вывод, что предложенный метод является более эффективным, быстрым и надежным, чем методы описанные в [6] и [12].

В этой статье предлагается эффективная СЭМ для МС с точки зрения эксплуатации, технического обслуживания и финансовых вопросов. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание гибридных РГ были учтены при оптимизации МС, а также было выполнено рассмотрение обмена активной и реактивной мощностями МС с основной сетью с учетом изменения цены энергии. Для регулирования работы (зарядки/разрядки) СХЭ было выполнено формирование новой базы правил. Предложенная СЭМ определяет часовое участие активной и реактивной мощности каждого диспетчерского РГ, а также контролирует РПН трансформатора, через который МС подключена к основной сети и защищает его от перенапряжений. Предложенная СЭМ направлена на максимизацию прибыли МС при удовлетворении всех технических ограничений. Задача энергоменеджмента МС на сутки вперед сформулирована нами как задача оптимизации, решаемая алгоритмом ВАТ на основе комбинированного правила.

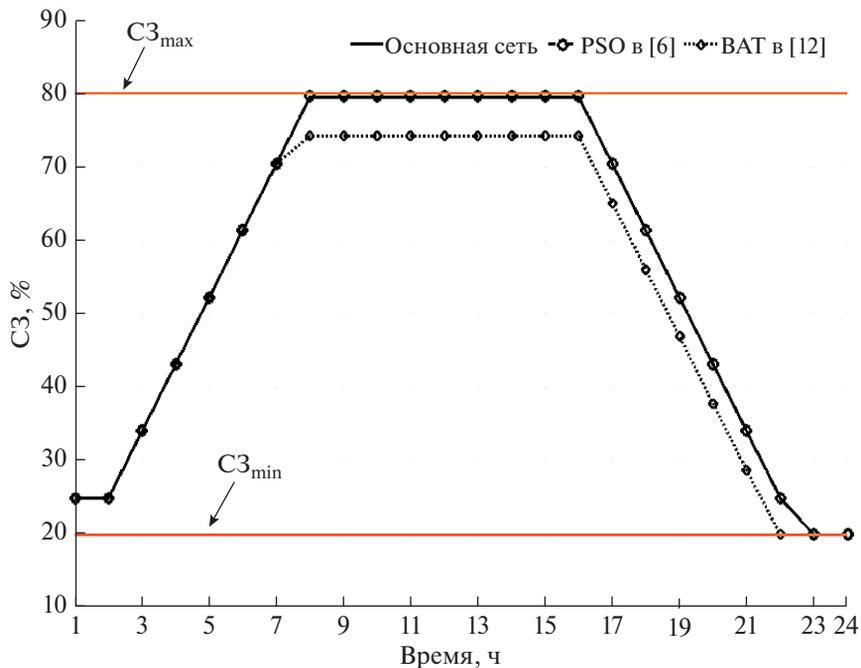


Рис. 7. Запасенная энергия в СХЭ с использованием: предлагаемого метода, PSO в [6] и BAT в [12].

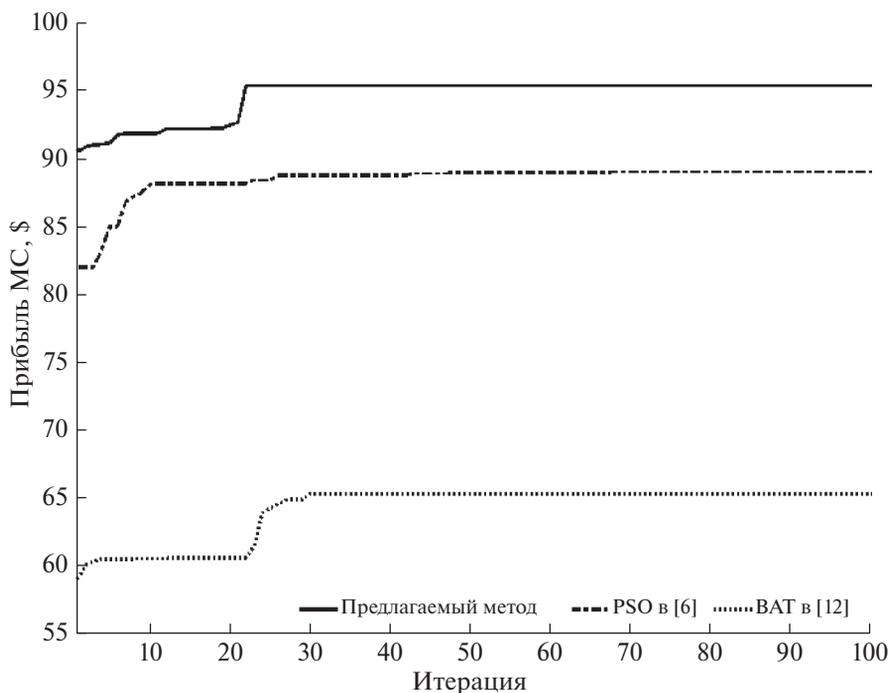


Рис. 8. Сходимость решения при  $t = 7:00$  с использованием: предлагаемого метода, PSO в [6] и BAT в [12].

Предлагаемая СЭМ была испытана в течение дня в типичном МС, изображенной на рис. 2. Некоторые выводы сделаны из моделирования задачи следующим образом:

Во-первых, результаты сравнения тематического исследования демонстрируют превосходство предлагаемого метода с точки зрения вычислительных усилий, надежности, скорости сходимости и производительности решений, как показано на рис. 8 и в табл. 4. Согласно результатам сравнения тематического исследования ежедневная прибыль МС будет увеличена на 0.52% (5761\$/5731\$) и 6% (5761\$/5416\$) по сравнению с ежедневной прибылью МГ, полученной с использованием методов, представленных в [6] и [12] соответственно. Также потери мощности будут уменьшены на 5.51% (70.3 кВт/74.4 кВт) и 36.78% (70.3 кВт/111.2 кВт) по сравнению с полученными результатами с использованием методов, представленных в [6] и [12], соответственно. Кроме того, предлагаемый метод потребляет меньше время вычислений — около 86.75% (1670 с/1920 с) и 94.25% (1670 с/1770 с) по сравнению с временем вычислений с использованием методов, представленных в [6] и [12] соответственно.

Во-вторых, количественные результаты тематического исследования показывают, что использование в МС СХЭ увеличивает прибыль МС. Следует отметить, что ежедневная прибыль МС без СХЭ снижается до 88.87% (5120\$/5761\$) по сравнению с ежедневной прибылью МС с СХЭ (5761\$). Увеличение прибыли МС происходит потому, что СХЭ хранит энергию от основной сети в периоды низкой цены или периоды непиковой нагрузки и отдает энергию в МС и основную сеть в периоды высокой цены или периоды пиковой нагрузки. Кроме того, СХЭ хранит избыточную энергию возобновляемых источников энергии и отдает ее при потребности.

Будущие работы будут сосредоточены на моделировании периодичности и неопределенности возобновляемых источников энергии в присутствии СХЭ для несбалансированного управления операциями МС с учетом одновременных затрат и целей выбросов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Micallef A., Apap M., Spiteri-Staines C., Guerrero J.M.* Single-Phase Microgrid with Seamless Transition Capabilities between Modes of Operation // *IEEE Trans. Smart Grid.* 2015. V. 6. № 6. P. 2736–2745.
2. *Hatzigiorgiou N., Asano H., Irvani R., Marnay C.* Microgrids // *IEEE Power and Energy Magazine,* 2007. V. 5. № 4. P. 78–94.
3. *Su W., Wang J., Roh J.* Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources // *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 4. P. 1876–1883.
4. *Chen C., Duan S., Cai T., Liu B., Hu G.* Smart energy management system for optimal microgrid economic operation // *IET Renew. Power Gener.* 2011. V. 5. № 3. P. 258.
5. *Nejabatkhah F., Li Y.W.* Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid // *IEEE Transactions on Power Electronics.* 2015. V. 30. № 12. P. 7072–7089.
6. *Saboori H., Hemmati R.* Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators // *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017. V. 71. № 11. P. 365–372.
7. *Chaweewat P., Singh J.G., Ongsakul W., Srivastava A.K.* Economic and environmental impact assessment with network reconfiguration in microgrid by using artificial bee colony. 2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy, ICUE 2016,
8. *Sedghi M., Ahmadian A., Aliakbar-golkar M.* Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation // *IEEE Trans. Power Syst.* 2016. V. 31. № 1. P. 304–316.
9. *Mohammad Sadegh Javadi, Amjad Anvari-Moghaddam, Guerrero J.M.* Optimal Planning and Operation of Hybrid Energy System Supplemented by Storage Devices” *Proc. 7th Sol. Integr. Work. Berlin, Ger.* 2017. P. 1–6.
10. *Fendri D., Chaabene M.* Energy dispatching strategy for micro-grid using hybrid Petri nets model. 4th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT). 2017. P. 0992–0996.
11. *Sanjari M.J., Karami H., Yatim A.H., Gharehpetian G.B.* Application of Hyper-Spherical Search algorithm for optimal energy resources dispatch in residential microgrids // *Appl. Soft Comput. J.* 2015. V. 37. P. 15–23.

12. *Bahmani-Firouzi B., Azizipanah-Abarghooee R.* Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2014. V. 56. P. 42–54.
13. *Asaduz-Zaman M., Chowdhury A.H.* Optimum economic dispatch of interconnected microgrid with energy storage system. In 2nd International Conference on Electrical Engineering and Information and Communication Technology, iCEEICT 2015. 2015.
14. *Olivares D.E., Canizares C.A., Kazerani M.* A centralized energy management system for isolated microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 4. P. 1864–1875.
15. *Wu Y., Lau V.K.N., Tsang D.H.K., Qian L.P., Meng L.* Optimal energy scheduling for residential smart grid with centralized renewable energy source. *IEEE Syst. J.* 2014. V. 8. № 2. P. 562–576.
16. *Sheikhi A., Rayati M., Bahrami S., Ranjbar A.M.* Integrated demand side management game in smart energy hubs. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2015. V. 6. № 2. P. 675–683.
17. *Adika C.O., Wang L.* Autonomous appliance scheduling for household energy management. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 2. P. 673–682.
18. *Han J., Choi M.C., Park W., Lee I., Kim S.* Smart home energy management system including renewable energy based on ZigBee and PLC. *IEEE Trans. Consum. Electron.* 2014. V. 60. № 2. P. 198–202.
19. *Calvillo C.F., Sánchez-Miralles A., Villar J., Martín F.* Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation. *Appl. Energy.* 2016. V. 182. P. 340–357.
20. *Berrada A., Loudiyi K.* Operation, sizing, and economic evaluation of storage for solar and wind power plants. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016. V. 59. № 1. P. 1117–1129.
21. *Alavi S.A., Ahmadian A., Aliakbar-Golkar M.* Optimal probabilistic energy management in a typical micro-grid based-on robust optimization and point estimate method. *Energy Convers. Manag.* 2015. V. 95. № 10. P. 314–325.
22. *Eberhart R.C., Shi Y.* Particle Swarm Optimization: Developments, Applications and Resources. *Proc. 2001 Congr. Evol. Comput.* (IEEE Cat. No.01TH8546). P. 1–6. 2001.
23. *Nor N.M., Ali A., Ibrahim T., Romlie M.F.* Battery Storage for the Utility-Scale Distributed Photovoltaic Generations. *IEEE Access.* 2017. V. 6. P. 1137–1154.
24. *Hu P., Chen H., Zhu X.* Planning of Microgrid considering power quality constraints. *International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2016, V. 2016–Decem.* P. 727–732.
25. *Kandil M., Saadawi M., Saeed M., Hassan A.* Modified particle swarm optimisation technique for optimal design of small renewable energy system supplying a specific load at Mansoura University. *IET Renew. Power Gener.* 2015. V. 9. № 5. P. 474–483.
26. *Nguyen D.T., Le L.B.* Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 4. P. 1608–1620.

### Day-Ahead Energy Management System for a Hybrid-Energy Microgrid

M. Elgamal<sup>a, c, \*</sup>, N. V. Korovkin<sup>a, \*\*</sup>, A. Refaat<sup>a, b, \*\*\*</sup>, and A. Elmitwally<sup>c, \*\*\*\*</sup>

<sup>a</sup>*Institute of Energy, Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia*

<sup>b</sup>*Port Said University, Port Said, Egypt*

<sup>c</sup>*Mansoura University, Mansoura, Egypt*

\**e-mail: engineer\_elgamal@mans.edu.eg*

\*\**e-mail: nikolay.korovkin@gmail.com*

\*\*\**e-mail: ahmed\_refaat\_1984@eng.psu.edu.eg*

\*\*\*\**e-mail: kelmitwally@yahoo.co.uk*

In this paper, an algorithm for the optimal operation of a grid-connected (MG) is proposed. MG includes various types of distributed generation (DG) and a storage system. The hourly day-ahead data of loads and renewable energy resources are entered into the energy management system (EMS). To optimize the performance of MG for the day-ahead, EMS determines the hourly active and reactive powers of each DG. EMS also defines the periods of charging/discharging of the energy storage system and controls the on-load tap-changer of the main grid pairing transformer. The overall goal is to maximize the profit of the MG, while satisfying all the technical constraints. The MG can exchange active and reactive powers with the main grid. The operation of the MG is optimized using BAT algorithm. In addition, the performance comparison between the proposed EMS and recent approaches are provided to verify the performance of the proposed EMS.

**Keywords:** Microgrids, energy management, optimization, renewable energy, distributed generation, energy storage system, microgrid profit maximization