

АДАПТИВНОЕ ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ПОТРЕБИТЕЛЯ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Просьюмер может использовать накопители энергии для повышения выгоды от торговли электроэнергией за счет переноса моментов покупки и продажи. Повышение энергоэффективности рассматривается не с позиции всей системы, а с позиции отдельного просьюмера в условиях трудно прогнозируемой генерации ветровой электроэнергии. Цель данной работы — оптимизация электротехнического комплекса просьюмера с помощью разработки метода адаптации базы эвристических правил управления к параметрам просьюмера и климатическим условиям. Предложен метод адаптации управляющих правил с использованием алгоритмов роевого интеллекта. Проведенное компьютерное моделирование показало, что применение алгоритмов роевого интеллекта позволяет повысить экономическую эффективность управления системой накопления энергии просьюмера в 2–4 раза по сравнению с управляющими правилами, построенными экспертом вручную, и предлагаемый метод позволяет автоматизировать построение базы управляющих правил.

Ключевые слова: просьюмер, распределенная генерация, оптимальное управление, интеллектуальная энергосистема, система накопления электроэнергии, роевой интеллект.

Исследование выполнено при финансовой поддержке в рамках реализации программы развития НГТУ, научный проект № С20-20.

Введение. Развитие возобновляемой энергетики и Smart Grid привели к возникновению просьюмеров, или генерирующих потребителей (ГП), которые участвуют в процессах двунаправленного обмена электроэнергией и информацией [1, 2]. В простейшем случае ГП в каждый момент времени для обеспечения баланса генерации и потребления электроэнергии должен покупать электроэнергию в случае дефицита и продавать в случае избытка. Если же ГП имеет систему накопления электроэнергии (СНЭ), а тариф на электроэнергию меняется, то возникает возможность переноса продажи и покупки электроэнергии на более выгодное, с точки зрения тарифа, время. Например, ГП может в часы избытка при низком тарифе на электроэнергию не продавать ее, а запасти, чтобы затем извлечь из СНЭ вместо покупки во время дефицита. Поэто-

му ГП требуют управления потоком генерируемой электроэнергии через управление СНЭ, так как без СНЭ оно невозможно.

Задача оптимального управления ГП имеет ряд особенностей, приводящих к ее высокой сложности [2–4], так как ГП работает в условиях неопределенности из-за слабой предсказуемости выработки возобновляемых источников энергии.

Проблеме оптимального управления в интеллектуальных электроэнергетических системах с распределенной генерацией и возобновляемыми источниками электроэнергии (чаще всего ветровой и солнечной) посвящено множество современных работ. Но, как правило, они рассматривают задачу управления на уровне электроэнергетической системы (ЭЭС), а не отдельных ГП. В работах [5, 6] описывается фреймворк для координирования графи-

ков нагрузки, обмена и торговли электроэнергией в режиме реального времени. Фреймворк объединяет всех потребителей и производителей электроэнергии, выступая в роли распределенной управляющей системы. Подобная система с акцентом на управление множеством малых ГП (уровня домохозяйства) рассмотрена в статье [7]. В работе [8] управление в распределенной системе сделано на базе прогнозирующей модели (ARIMA, autoregressive integrated moving average) и концепции Интернета вещей (IoT, Internet of Things), но такая система уязвима к снижению точности прогноза или несоблюдению отдельными ГП заданных правил работы.

Поскольку рассматриваемое управление необходимо выполнять в условиях неопределенности, а также в режиме взаимодействия и конкуренции между большим числом экономических агентов, очевидна близость задачи оптимального управления ГП к теории игр [6, 9]. Каждый ГП стремится максимизировать свою прибыль, но наиболее выгодную стратегию можно сформулировать для крупной сетевой компании за счет наличия у нее намного большего объема информации о процессах в ЭЭС, чем у отдельного ГП [9]. Перспективным направлением является применение игровой модели олигополистического рынка Штакельберга, но в ней наличие лидирующей фирмы уже является не просто одним из сценариев, а главным принципом. Такая модель применительно для Smart Grid рассмотрена в работах [10, 11].

Несмотря на различие в подходах, предлагаемые системы и принципы управления требуют принятия во внимание данных от всех участников рынка и наличие в той или иной роли некоторого аналитического, управляющего или производящего основной объем электроэнергии центра. Также основное внимание в современных исследованиях уделяется принципам построения системы в целом и правилам взаимодействия агентов ЭЭС.

В отличие от приведенных выше работ, данное исследование сфокусировано на задаче оптимального адаптивного управления для отдельного ГП, не обладающего информацией обо всей системе и не имеющего доступа к прогнозам по генерации и потреблению других ГП. Цель исследования заключается в оптимизации электротехнического комплекса генерирующего потребителя с помощью разработки алгоритмов эффективного управления потоками электроэнергии, между подсистемами ГП.

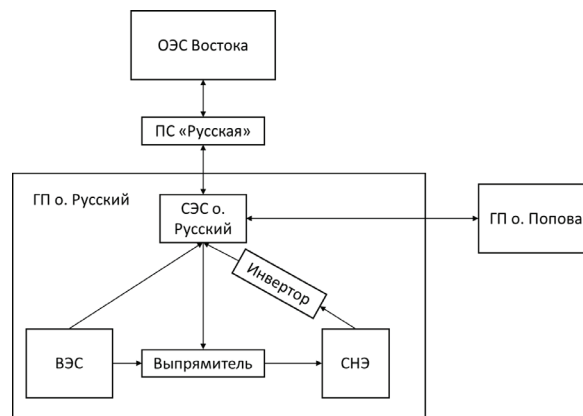


Рис. 1. Функциональная схема электротехнического комплекса ГП

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть несколько ГП с принципиальными отличиями в характере соотношения генерации и потребления и с трудно прогнозируемой генерацией;
- выполнить имитационное компьютерное моделирование на ретроспективных данных для исследования возможности автоматической адаптации базы управляющих эвристических правил под характеристики ГП и климатические условия;
- рассмотреть задачу адаптации базы эвристических управляющих правил как задачу оптимизации и разработать метод ее решения на базе алгоритмов роевого интеллекта (РИ).

Рассматриваемые ГП. Рассматриваются два крупных дальневосточных ГП, на острове Русский и на острове Попова, которые могут быть созданы при развитии возобновляемой энергетики в регионе. Функциональная схема электротехнического комплекса ГП о. Русский и его связи с внешней электроэнергетической системой (ЭЭС) показана на рис. 1. Основными подсистемами ГП являются система электроснабжения, обеспечивающая его собственное потребление, СНЭ, ветровая электростанция (ВЭС). Предполагается, что ГП о. Попова кабельными ЛЭП подключается к ГП о. Русский, тот, в свою очередь, подключается к Объединенной энергосистеме Востока через распределительное устройство РУ-35кВ подстанции 220/35/10кВ «Русская» [12].

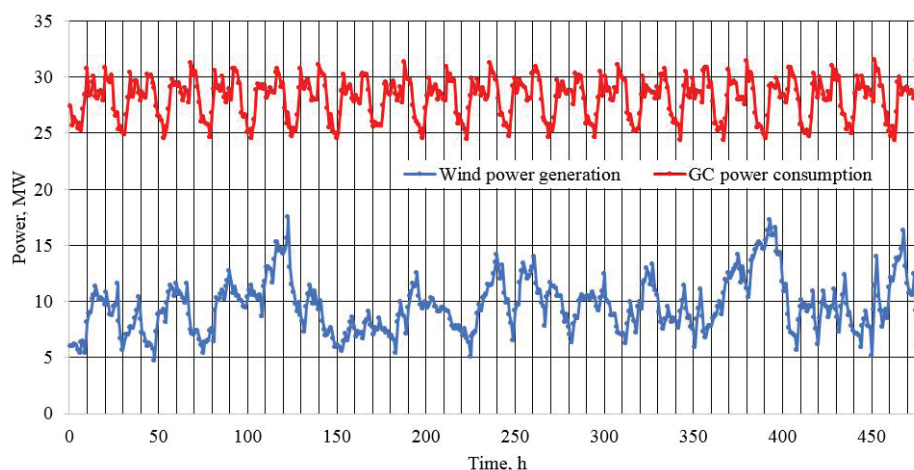


Рис. 2. Потребление и генерация ГП о. Русский

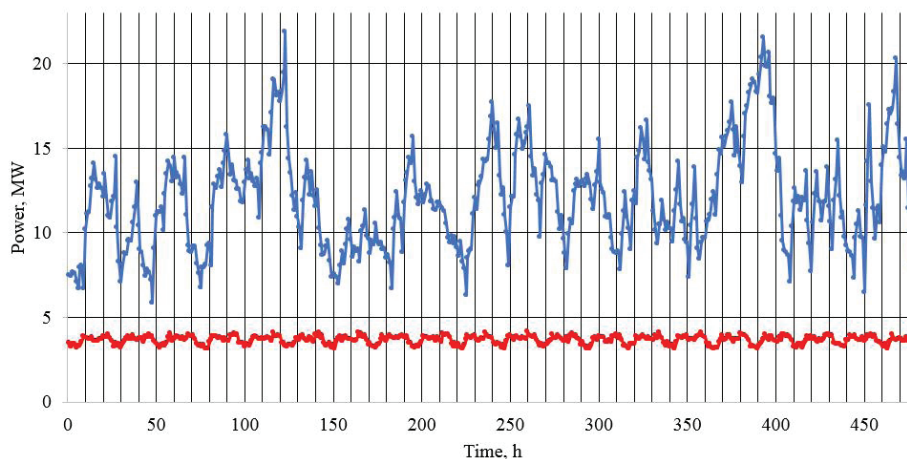


Рис. 3. Потребление и генерация ГП о. Попова

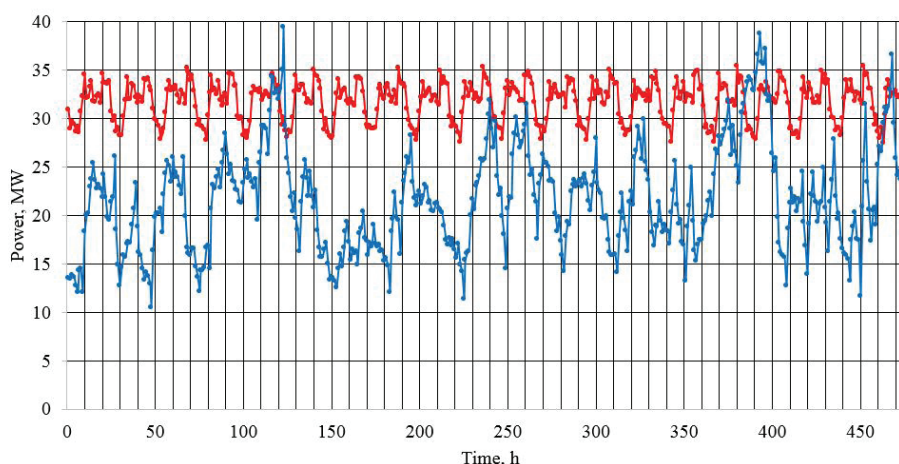


Рис. 4. Потребление и генерация объединенного ГП

Высокие скорости ветра позволяют создать на островах крупные ветровые электростанции мощностью до 16 МВт на острове Русский и до 20 МВт на острове Попова. Рис. 2, 3 показывают графики собственного электропотребления и графики выработки (полученные исходя из данных о скоростях ветра и показателей ВЭС) для ГП о. Русский и о. Попова по оценкам из работы [12]. Рис. 4 показывает результат сложения графиков двух ГП, данные на рисунках соответствуют периоду 20 дней (480 часов) с 01.06.2017. Всего же в работе для расчетов использованы данные за два месяца. Приведенные графики позволяют сделать следующие выводы:

— форма графиков генерации ВЭС очень близка у обоих ГП, что объясняется географической близостью;

— разница профиля генерации-потребления принципиально отличается, у ГП о. Русский всегда есть дефицит электроэнергии, у ГП о. Попова, наоборот, избыток;

— в случае рассмотрения объединений системы из двух ГП получается третья ситуация, третий профиль, в общем случае дефицит, но в отдельные часы избыток.

Каждая из трех ситуаций может требовать своей стратегии управления в зависимости от особенностей графиков генерации и потребления.

Задача оптимального управления ГП. Состояние объекта управления в течение рассматриваемого интервала времени можно описать набором параметров, которые изменяются во времени:

$$S(t) = \{s_1(t), s_2(t), \dots, s_n(t)\}. \quad (1)$$

Часть этих функций может быть известна до начала управления, а часть — нет.

Управление также может быть описано как вектор функций от времени:

$$A(t) = \{a_1(t), a_2(t), \dots, a_m(t)\}. \quad (2)$$

Задача оптимального управления может быть записана в следующем виде:

$$A^{opt}(t) = \operatorname{argmin}_{A(t) \in A^{pos}} \int_{t_0}^{t_T} f(t, S(t), A(t)) dt, \quad (3)$$

где $A^{opt}(t)$ — искомое оптимальное управление, которое определяет параметры управления (управляющие воздействия) в каждый момент времени; A^{pos} — область допустимых значений управляющих воздействий; $f(t, S(t), A(t))$ — целевая функция, показывающая эффективность управления в каждый момент времени согласно критерию; t_0 и t_T — границы периода управления.

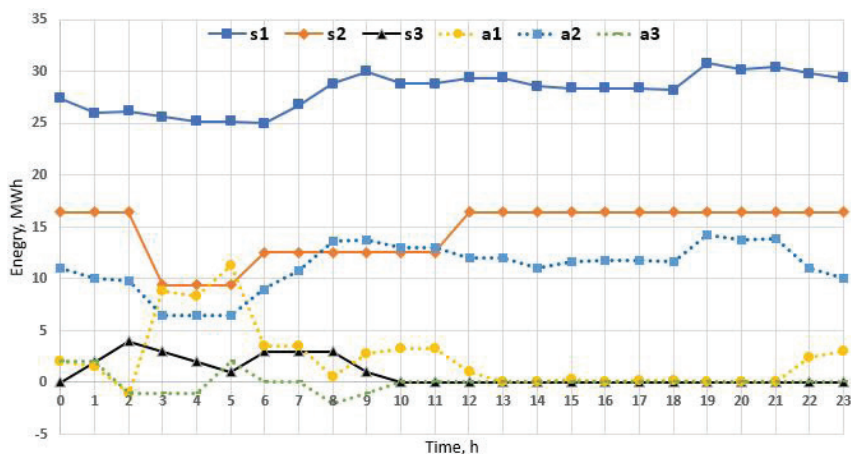


Рис. 5. Пример суточного графика параметров состояния и управления ГП о. Русский

Для ГП можно ввести следующие параметры состояния [13]:

- собственное потребление, МВт·ч (s_1);
- генерация ВЭС, МВт·ч (s_2);
- уровень заряда СНЭ МВт·ч (s_3).

Управляющие параметры можно определить так [13]:

- объем электроэнергии, который в данный момент времени ГП передает внешней ЭЭС (покупает или продает), МВт·ч (a_1);
- объем электроэнергии, который в данный момент времени ГП передает соседнему ГП (покупает или продает), МВт·ч (a_2);
- объем электроэнергии, который в данный момент времени ГП накапливает в СНЭ или извлекает из СНЭ, МВт·ч (a_3).

Все параметры управления являются величинами со знаком, который показывает направление потока электроэнергии. Управление не влияет на параметры s_1 и s_2 , только на уровень заряда СНЭ. Пример изменения параметров состояния и управления для одних суток показан на рис. 5.

В рассматриваемой задаче функцию $f(t, S(t), A(t))$ из (3) можно представить как кусочно-непрерывную с заданным шагом дискретизации, в данном случае выбран шаг в один час. Тогда интеграл в (3) можно заменить суммой, а сама функция $f(t, S(t), A(t))$ будет представлять собой разницу между расходами и доходами от обмена электроэнергией с учетом амортизации затрат на ее производство и затрат на СНЭ. В результате можно записать задачу оптимального управления ГП в следующем виде:

$$A^{opt}(t) = \operatorname{argmin}_{A(t) \in A^{pos}} \sum_{t=t_0}^T f(t, S(t), A(t)). \quad (4)$$

Управление с помощью эвристических правил.

Все возможные варианты управления ГП можно разбить на четыре группы [13]. Ниже используются следующие обозначения:

- $power_{gc}$ — электропотребления ГП за определенный час (s_1);
- $power_{wind}$ — количество электроэнергии от генерации ВЭС ГП за определенный час (s_2);
- dif — разность между генерацией и потреблением ГП за определенный час;
- $storage$ — количество электроэнергии, которое направляется в СНЭ (> 0) или берется из СНЭ (< 0) ГП за определенный час (a_3);

— $now_storage$ — количество электроэнергии в СНЭ ГП в определенный час (s_3);

— $max_storage$ — емкость СНЭ (константа);

— $max_storage_h$ — количество электроэнергии, которое может быть запасено в СНЭ за один час (константа);

— $sale_storage$ — эвристический коэффициент баланса между продажей и накоплением электроэнергии СНЭ;

— $sale_unload$ — эвристический коэффициент баланса между продажей и извлечением электроэнергии из СНЭ;

— $buy_storage$ — эвристический коэффициент баланса между покупкой и накоплением электроэнергии СНЭ;

— buy_unload — эвристический коэффициент баланса между покупкой и извлечением электроэнергии из СНЭ;

— $sale_buy$ — количество электроэнергии, которое решено продать (> 0) или купить (< 0) для ГП за определенный час ($a_1 + a_2$ — для упрощения объединены).

Каждый час имеется четыре возможных сценария управления.

1. Продажа и накопление (только если генерация $>$ потребления).

1.1. $dif = power_{wind} - power_{gc}$;

1.2. $storage = \min(max_storage - now_storage, max_storage_h, dif) * sale_storage$;

1.3. $now_storage = now_storage + storage$;

1.4. $sale_buy = dif - storage$.

2. Покупка и накопление:

2.1. $dif = power_{wind} - power_{gc}$;

2.2. $storage = \min(max_storage - now_storage, max_storage_hour) * buy_storage$;

2.3. $now_storage = now_storage + storage$;

2.4. $sale_buy = dif - storage$.

3. Продажа и извлечение из СНЭ:

3.1. $dif = power_{wind} - power_{gc}$;

3.2. $storage = now_storage * sale_unload$;

3.3. $now_storage = now_storage - storage$;

3.4. $sale_buy = dif + storage$.

4. Покупка и извлечение (только если потребление $>$ генерации):

4.1. $dif = power_{wind} - power_{gc}$;

4.2. $storage = \min(-dif, now_storage) * buy_unload$;

4.3. $now_storage = now_storage - storage$;

4.4. $sale_buy = storage - dif$.

Для выбора сценария управления необходимо учитывать, превышает или нет генерация потребле-

ние и время суток, поскольку в рассматриваемой ЭЭС используется двуставочный тариф (дневной и ночной). Поэтому в модели заложено два интервала времени с гибкими границами (от $time_1$ до $time_2$ и от $time_3$ до $time_4$), в течение которых правила принятия решений могут отличаться от остального времени. При этом границы интервалов определяются на этапе оптимизации базы правил.

В результате имеется два разных состояния (избыток или дефицит) и еще два (особый период времени или нет). Всего четыре комбинации. Также имеется четыре сценария управления, итого можно составить шестнадцать эвристических правил. Из них четыре правила нужно убрать, поскольку при избытке невозможно реализовать 1-й сценарий, а при дефиците — 2-й.

Правила приведены в табл. 1. Первые два столбца определяют условие срабатывания правила, третий столбец определяет сценарий управления, который нужно реализовать при выполнении условия. Из табл. 1 видно, что условия правил не являются взаимоисключающими, так что на одно условие приходится три или четыре возможных сценария. Поэтому необходимо расставить приоритеты правилам для их выбора. Процесс формирования управляющего воздействия выглядит следующим образом. На каждом шаге выполняется проход по списку правил в порядке их приоритетов. Если для очередного правила выполняется условие, то реализуется соответствующий сценарий и по приведенным выше формулам в зависимости от состояния S вычисляется необходимое управление A .

Алгоритмы роевого интеллекта. Алгоритмы роевого интеллекта за последние 20 лет показали себя как метод приближенного решения NP-трудных

задач оптимизации, в том числе и в электроэнергетике. Наиболее широко используется алгоритм роя частиц, в статье [14] приводится подробный обзор применения этого алгоритма для оптимизации в ЭЭС. В данном исследовании используются независимо три алгоритма: роя частиц (PSO, Particle Swarm Optimization [15, 16]), алгоритм пчел (BA, Bees algorithm [17]), алгоритм светлячков (FFO, Firefly optimization [18]). Описания алгоритмов и детали их реализации, используемой в данном исследовании, приведены в [2, 19].

Для использования алгоритмов РИ в решении определенной задачи оптимизации требуется определить, как переводить координату X (позиция частицы в пространстве поиска решений) в конкретный вариант решения задачи. Решением является вектор приоритетов правил и вектор значений параметров $buy_unload, sale_unload, buy_storage, sale_storage, time_1, \dots, time_4$. Приоритеты правил являются вещественными числами от 0 до 1, то что $pr_i = x_i, i = 1, \dots, 12$. Параметры $buy_unload, sale_unload, buy_storage, sale_storage$ также принимают значения от 0 до 1, за них отвечают элементы $x_j, j = 13, \dots, 16$. Значения $time_1, \dots, time_4$ можно получить путем умножения соответствующего элемента вектора X на 24 с округлением до меньшего целого, $time_{k-16} = [24x_k], k = 17, \dots, 20$.

Параметры алгоритмов приведены в табл. 2. Алгоритм FFO требует вычисления расстояний между каждой парой частиц на каждом шаге, в результате количество вычислений целевой функции квадратично зависит от числа частиц. В данной задаче оптимизации это важно, поскольку для вычисления целевой функции необходимо выполнить имитационное моделирование, рассчитав все

Таблица 1

Правила управления ГП

| Избыток/дефицит | Время суток внутри интервала $[time_1, time_2]$ или $[time_3, time_4]$ | Сценарий управления |
|-----------------|--|----------------------|
| избыток | да | продажа и накопление |
| избыток | да | покупка и накопление |
| избыток | да | продажа и извлечение |
| избыток | нет | продажа и накопление |
| избыток | нет | покупка и накопление |
| избыток | нет | продажа и извлечение |
| дефицит | да | покупка и накопление |
| дефицит | да | продажа и извлечение |
| дефицит | да | покупка и извлечение |
| дефицит | нет | покупка и накопление |
| дефицит | нет | продажа и извлечение |
| дефицит | нет | покупка и извлечение |

Таблица 2

Параметры роевых алгоритмов

| Алг. | Число частиц | Число итераций | Коэффициенты алгоритма |
|------|--------------|----------------|---|
| PSO | 200 | 500 | $\alpha_1 = 1,5; \alpha_2 = 1,5; \omega = 0,7; \beta = 0,5$ |
| BA | 200 | 500 | $n^s = 60; n^b = 6; n^g = 1; c^b = 20; c^g = 20; rad = 0,01; rx = 0,05$ |
| FFO | 50 | 2000 | $\alpha = 0,05; \beta = 1; \gamma = 0,5$ |

Таблица 3

Цены

| Поток электроэнергии | Цена, руб. / МВт·ч |
|-------------------------|--------------------|
| Генерация ВЭС | 500 |
| СНЭ | 100 |
| Покупка (дневной тариф) | 3200 |
| Покупка (дневной тариф) | 1400 |
| Продажа (дневной тариф) | 2700 |
| Продажа (дневной тариф) | 900 |

Таблица 4

Результаты алгоритмов

| Ситуация | Алгоритм | Затраты на ЭЭ, тыс. руб. | Выгода от оптимизации, тыс. руб./мес. |
|------------|----------|--------------------------|---------------------------------------|
| GC_R | No | 43 523 | – |
| GC_R | Expert | 43 487 | 18,1 |
| GC_R | PSO | 43 458 | 32,5 |
| GC_R | BA | 43 459 | 31,95 |
| GC_R | FFO | 43 459 | 31,95 |
| GC_P | No | –3 118 | – |
| GC_P | Expert | –3 115 | –1,49 |
| GC_P | PSO | –3 208 | 45 |
| GC_P | BA | –3 207 | 44,41 |
| GC_P | FFO | –3 207 | 44,41 |
| GC_{R+P} | No | 33 900 | – |
| GC_{R+P} | Expert | 33 815 | 42,6 |
| GC_{R+P} | PSO | 33 551 | 174,65 |
| GC_{R+P} | BA | 33 551 | 174,6 |
| GC_{R+P} | FFO | 33 551 | 174,5 |

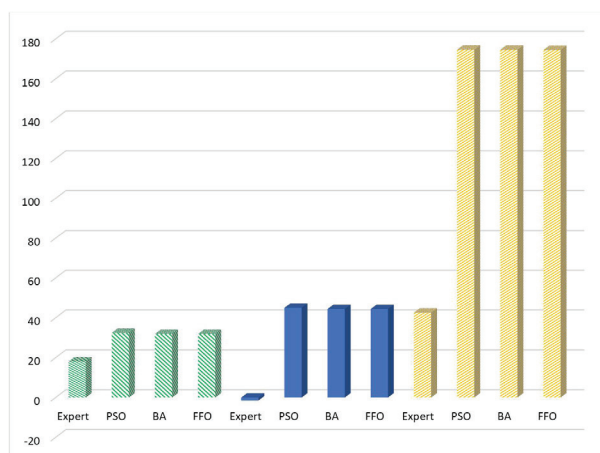


Рис. 6. Результаты алгоритмов

управляющие воздействия и состояния за каждый час работы ГП в течение двух месяцев. Для алгоритмов PSO и BA зависимость количества вычислений целевой функции от количества частиц линейна. Поэтому число частиц FFO снижено, а число шагов алгоритма повышено относительно PSO и BA.

Эксперименты. Вычислительные эксперименты проводились на описанных в постановке задачи данных ГП о. Русский, о. Попова и объединенного ГП (GC_R , GC_P , GC_{R+P}). Табл. 3 показывает цены на электроэнергию, используемые для расчетов. Цены генерации ВЭС и использования СНЭ осно-

ваны на оценках капитальных затрат и затрат на их обслуживание [12].

Чтобы оценить эффективность модели управления на основе эвристических правил, полученной путем оптимизации алгоритмами РИ, было проведено сравнение с аналогичной моделью на основе тех же по структуре правил, но приоритеты и параметры которых были определены экспертом вручную. Основное преимущество использования в такой задаче РИ — автоматическая адаптация к графикам производства и потребления для каждого уникального ГП, его параметров, климатических условий и тарифов. Экспертные правила были построены один раз для общего случая.

Табл. 4 показывает полученные результаты. Каждый алгоритм РИ запускался независимо 20 раз, и в 17–18 запусках из 20 было получено одно и то же решение. Результаты без использования СНЭ (в этом случае нет необходимости в управлении, так как ГП остается только покупать электроэнергию при дефиците и продавать при избытке) показаны в строках с меткой «No» в столбце «Алгоритм», а результаты модели управления на основе эвристических правил, составленной экспертом, показаны в строках «Expert».

Рис. 6 показывает выгоду от управления СНЭ с помощью правил, построенных тем или иным способом, гистограмма показывает выгоду от управления ГП (тыс. руб./мес.) в зависимости от алгоритма оптимизации управляющих правил. Левые четыре столбца относятся к ГП о. Русский, центральные — ГП о. Попова, правые — объединенному ГП. Выгода рассчитана относительно случая, когда у ГП нет СНЭ и управление невозможно. Видно, что разница сильно варьируется в зависимости от профилей генерации и потребления электроэнергии. Для ГП о. Русский профиль характеризуется дефицитом электроэнергии, поэтому оптимизация управления не вносит больших изменений в полученную выгоду от использования СНЭ. Для ГП о. Попова, наоборот, — всегда имеется избыток электроэнергии, поэтому необходимо определить лучшие моменты для продажи электроэнергии и баланс между продажей и накоплением, что и было выполнено с помощью оптимизации.

Самая интересная ситуация наблюдается при управлении объединенной системой из двух ГП. Во-первых, в этом случае профиль более сложный, так как есть моменты как избытка, так и дефицита электроэнергии. Во-вторых, емкость СНЭ в два раза выше за счет объединения СНЭ обоих ГП, что повышает возможность управления, поскольку именно емкость СНЭ дает пространство для маневра при управлении ГП. В-третьих, у комбинированного ГП выше генерация и потребление, поскольку очевидно, что все количественные показатели будут более высокими.

Заключение. Показано применение алгоритмов РИ для оптимизации модели управления на основе эвристических правил управления СНЭ ГП с ветровыми электростанциями в условиях отсутствия информации о генерации и потреблении соседних ГП и без использования прогнозов скорости ветра. Моделирование показало, что применение алгоритмов РИ позволяет повысить эффективность управления СНЭ ГП в 1,8–4,1 раза по сравнению с правилами, построенными экспертом вручную. Предлагаемый подход к оптимизации системы управления позволяет повысить эффективность, с точки зрения заданного критерия, и адаптировать ее к конкретной

ситуации, климатическим условиям и особенностями ГП. Направления дальнейшей работы: усложнение модели ГП и модели взаимодействия ГП между собой; применение нейросетевого Q-обучения для оптимизации управления ГП.

Библиографический список

- Gellings C. W. The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response. Lilburn, CA: Fairmont Press, 2009. 250 p. ISBN 0-88173-623-6.
- Манусов В. З., Хасанзода Н., Матренин П. В. Применение методов искусственного интеллекта в задачах управления режимами электрических сетей Smart Grid: моногр. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. 240 с.
- Fang X., Misra S., Xue G. [et al.]. Managing smart grid information in the cloud: Opportunities model and applications // IEEE Network. 2012. Vol. 26, no. 4, P. 32–38. DOI: 10.1109/MNET.2012.6246750.
- Zafar R., Mahmood A., Razaq S. [et al.]. Prosumer based energy management and sharing in smart grid // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 82, no. 1. P. 1675–1684. DOI: 10.1016/j.rser.2017.07.018.
- Azar A. G., Nazarpouya H., Khaki B. [et al.]. A Non-Cooperative Framework for Coordinating a Neighborhood of Distributed Prosumers // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2019. Vol. 15, no. 5. P. 2523–2534. DOI: 10.1109/TII.2018.2867748.
- Ma L., Liu N., Zhang J. [et al.]. Real-Time Rolling Horizon Energy Management for the Energy-Hub-Coordinated Prosumer Community from a Cooperative Perspective // IEEE Transactions on Power Systems. 2019. Vol. 34, no. 2. P. 1227–1242. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2877236.
- Luna A. C., Diaz N. L., Graells M. [et al.]. Cooperative energy management for a cluster of households prosumers // IEEE Transactions on Consumer Electronics. 2016. Vol. 62, no. 3. P. 235–242. DOI: 10.1109/TCE.2016.7613189.
- Mortaji H., Siew S., Moghavvemi M. [et al.]. Load Shedding and Smart-Direct Load Control Using Internet of Things in Smart Grid Demand Response Management // IEEE Transactions on Industry Applications. 2017. Vol. 53, no. 6. P. 5155–5163. DOI: 10.1109/TIA.2017.2740832.
- Etesami S. R., Saad W., Mandayam N. B. [et al.]. Stochastic Games for the Smart Grid Energy Management with Prospect Prosumers // IEEE Transactions on Automatic Control. 2018. Vol. 63, no. 8. P. 2327–2342. DOI: 10.1109/TAC.2018.2797217.
- Rahi G. El., Etesami S. R., Saad W. [et al.]. Managing Price Uncertainty in Prosumer-Centric Energy Trading: A Prospect-Theoretic Stackelberg Game Approach // Transactions on Smart Grid. 2019. Vol. 10, no. 1. P. 702–713. DOI: 10.1109/TSG.2017.2750706.
- Liu N., Yu X., Wang C. [et al.]. Energy Sharing Management for Microgrids with PV Prosumers: A Stackelberg Game Approach // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2017. Vol. 13, no. 3. P. 1088–1098. DOI: 10.1109/TII.2017.2654302.
- Хасанзода Н. Оптимизация режимов электропотребления в интеллектуальных сетях с двусторонним потоком энергии методами искусственного интеллекта: дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 2019. 187 с.
- Манусов В. З., Матренин П. В., Хасанзода Н. Применение алгоритмов роевого интеллекта в управлении генерирующим потребителем с возобновляемыми источниками энергии // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2019. № 3 (76). С. 115–134. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-3-115-134.
- Valle Y., Venayagamoorthy G. K., Mohagheghi S. [et al.]. Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in Power Systems // IEEE Transactions on Evolutionary Computation. 2008. Vol. 12, no. 2. P. 171–195. DOI: 10.1109/TEVC.2007.896686.
- Kennedy J., Eberhart R. Particle swarm optimization // Proc. of IEEE Intern. conf. on Neural Networks, Aug 6, 1995. Perth, Australia, 1995. P. 1942–1948. DOI: 10.1109/ICNN.1995.488968.
- Eberhart R. C., Shi Y. Particle swarm optimization: developments, applications and resources // Proc. of Congress on Evolutionary Computation, May 27–30, 2001. Seoul. P. 81–86. DOI: 10.1109/CEC.2001.934374.
- Pham D. T., Ghanbarzadeh A., Koc E. [et al.]. The bees algorithm — a novel tool for complex optimisation problems. UK, Cardiff: The Manufacturing Engineering Centre, 2005. 37 p.
- Yang X. Firefly algorithm, Stochastic Test Function and Design Optimization // International Journal of Bio-Inspired Computation. 2010. Vol. 2, no. 2. P. 78–84. DOI: 10.1504/IJBIC.2010.032124.
- Manusov V. Z., Matrenin P. V., Kokin S. E. Swarm Intelligence Algorithms for The Problem of The Optimal Placement and Operation Control of Reactive Power Sources into Power Grids // International Journal of Design & Nature and Ecodynamics. 2017. Vol. 12, no. 1. P. 101–112. DOI: 10.2495/DNE-V12-N1-101-112.

АНТОНЕНКОВ Дмитрий Васильевич, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета (НГТУ), г. Новосибирск.

SPIN-код: 7499-4790

AuthorID (РИНЦ): 586382

Адрес для переписки: antonenkovdv@mail.ru

МАНУСОВ Вадим Зиновьевич, доктор технических наук, профессор (Россия), профессор кафедры систем электроснабжения предприятий НГТУ, г. Новосибирск.

SPIN-код: 3969-8075

AuthorID (РИНЦ): 2706

ORCID: 0000-0001-7799-4830

ResearcherID: P-5940-2015

Адрес для переписки: manusov36@mail.ru

МАТРЕНИН Павел Викторович, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры систем электроснабжения предприятий НГТУ, г. Новосибирск.

SPIN-код: 2477-9814

AuthorID (РИНЦ): 720326

ORCID: 0000-0001-5704-0976

ResearcherID: G-4262-2015

Адрес для переписки: pavel.matrenin@gmail.com

КИУШКИНА Виолетта Рафиковна, кандидат технических наук, доцент (Россия), ведущий научный сотрудник кафедры математики и информатики Технического института (филиал) Северо-Восточного федерального университета имени М. К. Аммосова, г. Нерюнгри.

SPIN-код: 5146-2083

AuthorID (РИНЦ): 597361

ORCID: 0000-0002-7791-1844

Адрес для переписки: viola75@mail.ru

Для цитирования

Антоненков Д. В., Манусов В. З., Матренин П. В., Киушкина В. Р. Адаптивное оптимальное управление системой накопления энергии генерирующего потребителя с возобновляемыми источниками энергии // Омский научный вестник. 2020. № 5 (173). С. 50–56. DOI: 10.25206/1813-8225-2020-173-50-56.

Статья поступила в редакцию 01.09.2020 г.

© Д. В. Антоненков, В. З. Манусов, П. В. Матренин,

В. Р. Киушкина