

## Совершенствование управления энергопотреблением фотоэлектрической системы с накопителем для обеспечения нужд локального объекта

А. А. Шавёлкин, И. А. Шведчикова, Джасим Мохмед Джасим Джасим

*Розглянуто вдосконалення управління енергоспоживанням фотоелектричної системи з накопичувачем для локального об'єкта, підключеного до мережі. Метою дослідження є зниження витрат на оплату електроенергії, споживаної з мережі, при навантаженні об'єкта, що не залежить від пори року, і виключенні генерації енергії в мережу. Удосконалено алгоритм управління генерацією з формуванням ступеня заряду батареї протягом доби за даними прогнозу. Це дозволить знизити споживання електроенергії в нічний час при більш повному використанні енергії акумулятора і фотоелектричної батареї вдень. Запропоновано використовувати автономне функціонування з відключенням від мережі в години пікових тарифів і вдень при достатній генерації фотоелектричної батареї. Це забезпечить нормальне функціонування об'єкта при можливому погіршенні якості напруги в мережі при зниженні втрат енергії в інверторі. Запропоновано предиктивний контроль очікуваного ступеня заряду батареї в наступній контрольній точці (з інтервалом 0.5 години або менше між точками контролю). Розроблено структуру системи управління із завданням струму акумуляторної батареї в залежності від режиму роботи, тарифної зони і прогнозованої генерації фотоелектричної батареї при зниженні частоти модуляції в автономному режимі. Перемикання режимів і зміна структури при цьому здійснюються з урахуванням ступеня заряду батареї. Моделювання в добовому циклі показало можливість зниження витрат на споживану з мережі електроенергію в 1.7–8 разів при двох або трьох ставках тарифу. Моделювання електромагнітних процесів в системі підтверджує прийнятні показники регулювання при перемиканні структури і зниження втрат енергії в інверторі в автономному режимі до 40 відсотків.*

*Ключові слова: перерозподіл енергії, ступінь заряду акумулятора, структура управління, предиктивний контроль, автономний режим, регулювання струму батареї, багатозонна тарифікація.*

### 1. Введение

По мере увеличения доли «зеленой» энергетики, включая малую (локальные объекты (ЛО) с возобновляемыми источниками), все в большей степени проявляются проблемы с обеспечением баланса энергии как в энергосистеме в целом, так и в локальных микрогрид. В первую очередь это обусловлено несовпадением пиков генерации с пиками потребления. Это привело к новым тенденциям развития и подходам к построению систем, включая снижение «зеленых» тарифов [1]. Действенным, но дорогостоящим, решением является применение накопителей. Также рациональным является подход потреблять энергию там, где она генери-

руется, когда ЛО (объект малого бизнеса, коттедж) в системе энергорынка является просьюмером [2, 3]. Возможность переноса потребления с пиковых часов на менее загруженные ночные и дневные при наличии в фотоэлектрической системе (ФЭС) аккумуляторной батареи (АКБ) способствует обеспечению баланса энергии в энергосистеме. Но использование АКБ в ФЭС приводит к удорожанию системы, и рентабельность инвестиций наряду с повышением надежности электроснабжения достигается снижением затрат. Таким образом, актуальной является задача совершенствования управления энергопотреблением ФЭС с накопителем для обеспечения нужд ЛО со снижением затрат на оплату электроэнергии, потребляемой из распределительной сети (РС).

## **2. Анализ литературных данных и постановка проблемы**

В существующих ФЭС с АКБ широко используются гибридные инверторы, которые содержат весь комплект оборудования для подключения фотоэлектрической батареи (ФБ) и АКБ с соответствующим программным обеспечением. Гибридные инверторы выпускаются многими производителями, например, АВВ [4], Conext [5] на мощности до 10 кВА с возможностью объединения трех однофазных в трехфазную систему 3\*10 кВА. Ориентированы гибридные инверторы на снижение потребления электроэнергии из РС. При этом в случае, когда энергии ФБ недостаточно для обеспечения нагрузки, к ней добавляется энергия АКБ. Предусмотрены функции заряда от сети, работы в автономном режиме (АМ) при отключении от сети. Имеют широкие возможности управления с использованием приоритетов работы (от сети, солнца, АКБ) и контроля через интернет. Ориентированы на одну ставку тарифа и не имеют функции перераспределения энергии в течение суток.

Перспективными для использования в ФЭС ЛО являются многофункциональные инверторы с генерацией излишков электроэнергии в РС при обеспечении близкого к единице коэффициента мощности в точке подключения к сети. В [6] рассмотрено решение ФЭС с нелинейной нагрузкой, в [7] учитывается несбалансированность нагрузки по фазам. Однако использование АКБ в ФЭС при этом не рассматривается.

В [8] представлена ФЭС с АКБ и четырьмя преобразователями с общим звеном постоянного тока: ступени повышения напряжения ФБ; двух двунаправленных преобразователей постоянного тока в постоянный для АКБ и суперконденсатора; сетевого инвертора. Отбор максимальной мощности ФБ обеспечивается МРРТ контроллером. В канале управления системы хранения энергии используется пропорционально-интегральный (ПИ) регулятор напряжения в звене постоянного тока. Регулятор задает токи батареи и суперконденсатора. «Многоконвертер» обеспечивает: заданную активную мощность при надлежащем качестве электроэнергии; работу ФБ с отслеживанием точки максимальной мощности; продление срока службы батареи за счет гибридной системы хранения. Однако рассматривается его использование как распределенной энергетической единицы в коллективной системе под управлением централизованной умной системы управления энергопотреблением.

Аналогичная структура, но без суперконденсатора для ФЭС с АКБ, приведена в [9]. При этом решается проблема с объединением нескольких ФЭС в автономную систему при отключении сети. Задача управления энергопотреблением не рассматривается.

В [10] рассмотрен алгоритм диспетчеризации энергии в подключенной к сети ФЭС с аккумуляторной системой хранения. Ставится задача определить наиболее подходящие (оптимальные) часы для переключения между АКБ, ФБ и РС на основе данных об истории потребления ЛО. Также определяется оптимальная величина энергии накопления, которая вводится во время пикового спроса. При этом предусматривается генерация избыточной энергии в РС, заряд АКБ осуществляется от ФБ в светлое время (не используется заряд АКБ от сети). ФБ и АКБ подключаются к входу сетевого инвертора через ключи, и управление сводится к управлению этими ключами. Для оценки эффективности использовано имитационное моделирование в суточном цикле, правда, на уровне декларации, и описана только упрощенная модель инвертора.

Большое значение в вопросах повышения эффективности ФЭС уделяется прогнозированию генерации ФБ, что дает возможность планировать нагрузку, использовать различные сценарии функционирования ФЭС. Перспективным выглядит использование нейросетей [11]. Вместе с тем, в последнее время широкие возможности прогноза генерации ФБ представляют различные веб-сервисы, например, [12]. В работе [13] представлен открытый веб-сервис, который предоставляет потребителям доступ к индивидуальным прогнозам их будущей генерации солнечной энергии согласно погодным условиям для их локации.

В [14] предлагаются модели для прогнозирования мощности ФБ с разрешением 5 минут с использованием погодных переменных с разрешением 1 час, что позволяет повысить точность прогноза.

В [15] представлена система управления энергопотреблением для автономной микросети с ФЭС и АКБ без подключения к РС. Используется прогнозирующий подход для установки графиков работы. При этом онлайн-прогноз погоды, обновляемый четыре раза в день, в сочетании с моделью фотоэлектрической системы позволяют прогнозировать производство энергии в течение 48 часов. Эти прогнозы используются вместе с прогнозами нагрузки и моделью системы накопления энергии для прогнозирования состояния заряда аккумулятора. Цель – минимизировать простои в микросети, в частности, за счет упреждающего сброса нагрузки.

В [16] рассматривается моделирование гибридной системы накопления энергии для солнечных микросетевых систем, связанных с сетью жилых домов в суточном цикле. Представлены динамические модели АКБ и суперконденсатора в Matlab (США) и исследуется сглаживание колебаний мощности нагрузки. Отсутствуют исследования по управлению и перераспределению энергии в системе.

Вопрос обеспечения эффективного функционирования ФЭС с АКБ для ЛО, когда мощность, потребляемая нагрузкой, не зависит от погодных условий, нуждается в дальнейшей проработке. При этом сценарий нагрузки как бы один, и есть возможность с учетом прогноза при необходимости увеличивать нагруз-

ку. Вместе с тем, не использованы возможности учета метеопрогноза по совершенствованию управления зарядом – разрядом АКБ. При исключении генерации излишка энергии в РС в системе имеется три регулируемых параметра: мощность генерации ФБ, мощность (ток), потребляемая из сети, степень заряда АКБ. На различных интервалах времени реализация работы различная. Так, в полупиковые утренние часы заряд АКБ нецелесообразен, в часы значительной генерации ФБ ток заряда зависит от мощности генерации. При незначительной генерации ФБ стоит задача обеспечить максимальный заряд АКБ; в ночные часы следует зарядить АКБ до определенного (достаточного) значения.

При отсутствии потребления из РС следует рассматривать переключение в автономный режим работы, что дает положительный эффект – исключение влияния нарушений качества напряжения сети на потребителей ЛО. Переключение желательно осуществлять незаметно для потребителя – без пауз.

Часы действия зон тарифов меняются по сезонам года, может меняться и распределение максимумов в графике нагрузки ЛО. Удобным инструментом для оценки эффективности управления ФЭС является имитационное моделирование энергетических процессов в суточном цикле работы, что предполагает наличие корректной модели без учета переходных процессов и гармоник. Исследование электромагнитных процессов в системе и оценки потерь энергии в ключах предполагает наличие детализированной модели.

### **3. Цель и задачи исследования**

Целью работы является совершенствование управления энергопотреблением ФЭС с АКБ для обеспечения нужд ЛО, подключенного к сети, для снижения затрат на оплату электроэнергии при нагрузке, не зависящей от времени года и исключении генерации энергии в сеть.

Для достижения цели необходимо решить задачи:

- усовершенствовать механизм управления генерацией и перераспределением энергии в ФЭС с использованием предиктивного управления;
- разработать систему управления ФЭС;
- выполнить имитационное моделирование с оценкой снижения затрат на оплату при использовании различных тарифных планов;
- разработать детализированную модель системы «РС – ФЭС с АКБ – нагрузка» с исследованием работы системы автоматического регулирования и оценкой потерь энергии в инверторе.

### **4. Материалы и методы исследования совершенствования управления энергопотреблением фотоэлектрической системы с аккумуляторными батареями**

Изучение путей совершенствования механизма управления генерацией и перераспределением энергии в ФЭС выполнено на основе методов анализа электрических цепей. Анализ энергетических процессов выполнен в суточном цикле без учета переходных процессов и высших гармоник в преобразователях энергии. Потери энергии учитывались через коэффициенты полезного действия (КПД). Для АКБ учтены характеристики изготовителя. Генерация ФБ задава-

лась по архивным данным. При реализации предиктивного управления учитывались возможные отклонения прогноза мощности ФБ от фактического (расчитанного по измеренным данным) значения в контрольных точках. Прогнозируемые значения степени заряда определялись с учетом измеренных значений. При определении пороговых значений заряда АКБ, когда осуществляется переключение, использованы зарядные характеристики АКБ при глубине разряда  $DOD=50\%$  ( $DOD$  – depth of discharge). Система управления реализована на основе классической двухконтурной структуры. Обоснование параметров выходного фильтра сетевого инвертора по результатам расчета выполнено на основе амплитудно-частотной характеристики с учетом сопротивлений сети. Для этого использована программа Electronics Workbench (Канада). Моделирование выполнено с использованием апробированного программного пакета Matlab (США). Имитационная модель энергетических процессов выполнена на основе расчетных выражений с учетом изменения структуры системы регулирования и характеристик АКБ. Детализированная модель электромагнитных процессов в системе использует стандартные функции и блоки из библиотеки Matlab (США). Оценка потерь в транзисторах осуществлялась по мгновенным значениям токов на основе данных транзисторов и рекомендаций фирмы Semikron.

## **5. Результаты исследования по совершенствованию принципов управления и перераспределения энергии в фотоэлектрической системе с аккумуляторными батареями**

### **5.1. Совершенствование механизма управления генерацией и перераспределением энергии в фотоэлектрической системе с использованием предиктивного управления**

Структура ФЭС с АКБ на примере однофазного варианта реализации (рис. 1) содержит сетевой инвертор (VSI) с выходным LCR фильтром [17, 18], фотоэлектрическую (PV) и аккумуляторную (SB) батареи, нагрузку ЛО (load), распределительную сеть (DG). PV подключаются к входу VSI через повышающий преобразователь DC/DC1, SB – через DC/DC2 (контроллер заряда) с двухсторонней проводимостью. Нагрузка ЛО подключена к выходу VSI и через контактор К с симистором VS – к DG. Контактор К нужен для отключения ФЭС от DG при исчезновении в ней напряжения (аварийный режим). VS используется для исключения паузы при подключении к DG при восстановлении в ней напряжения (сначала замыкается К1, и после синхронизации напряжения VSI  $u_c$  с напряжением сети  $u_g$  включается симистор). Для измерения тока короткого замыкания PV используется ключ QS [18]. Датчики напряжения и тока на рис. 1 не показаны.

Традиционным для большинства стран [3, 19] является трехзонный тариф при пиковых нагрузках в утренние и вечерние часы. Временные зоны для различных сезонов несколько смещаются.

При этом, например, в соответствии с [19] имеем следующее чередование зон и коэффициентов стоимости:

- $(t_1-t_2)$  – полупиковый (дневной)  $d$  с коэффициентом  $T_d=1$ ;
- $(t_2-t_3)$  – пиковый  $m$  с  $T_p=1.5$ ;

- $(t_3-t_4)$  – полупиковый  $d$  с коэффициентом  $T_d=1$ ;
- $(t_4-t_5)$  – пиковый  $e$  с коэффициентом  $T_p=1.5$ ;
- $(t_5-t_6)$  – полупиковый  $d$  с  $T_d=1$ ;
- $(t_6-t_1)$  – ночной  $n$  с коэффициентом  $T_n=0.4$ .

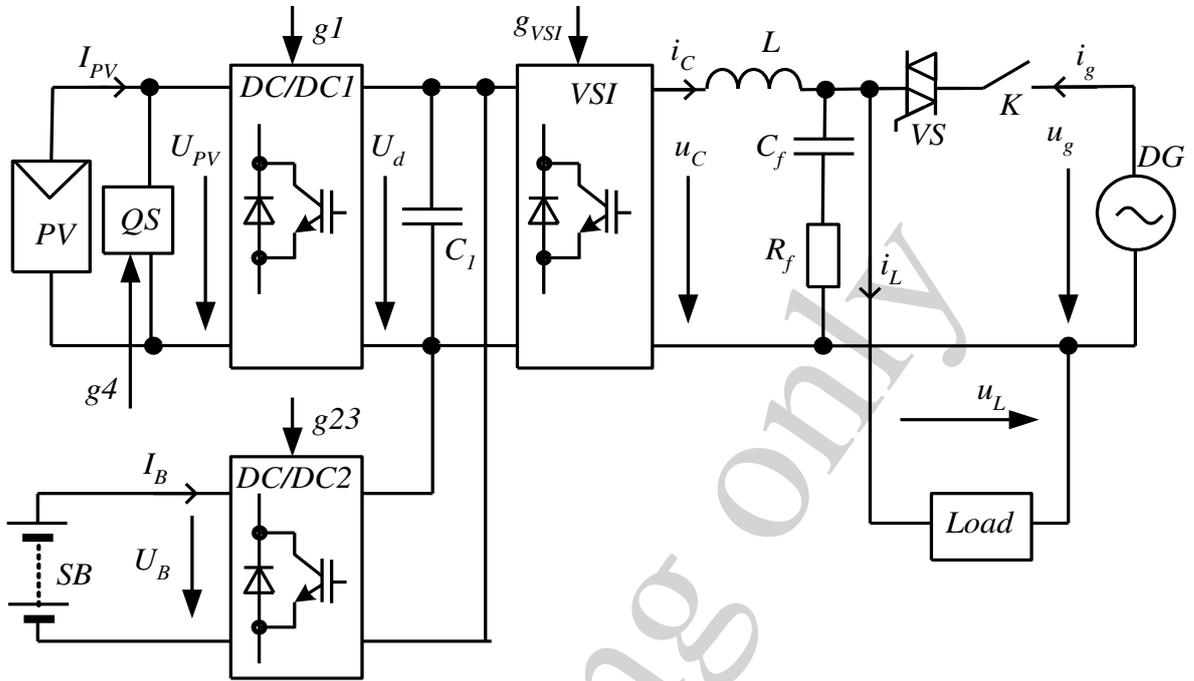


Рис. 1. Структура силовых цепей ФЭС

АКБ имеет два цикла разряда в сутки. Для свинцово-кислотных АКБ приемлемое значение DOD не превышает 30–50 %. Так, для АКБ типа OPzV12-100 при DOD=50 % количество циклов разряда порядка 3000 [20]. Литиевые АКБ имеют лучшие показатели, но несколько дороже. Таким образом, DOD необходимо контролировать и ограничивать ( $DOD \leq 50\%$ ). Также нужно учитывать, что при степени заряда АКБ  $Q^* = 100 \cdot Q / Q_R \geq 80\%$  ( $Q$  и  $Q_R$  – соответственно, текущее и номинальное значение) ток  $I_B$  значительно уменьшается и, соответственно, снижается способность АКБ принимать энергию.

С учетом потерь в преобразователе ( $\eta_C$  – КПД преобразователя) и в АКБ ( $\eta_B$  – КПД АКБ) энергия, передаваемая в нагрузку, для ФБ и АКБ

$$W_{PVL} = W_{PV} \cdot \eta_C, \quad W_{BL} = W_B \cdot \eta_B \cdot \eta_C,$$

где  $W_B = U_B C_B$  – энергоемкость АКБ (Вт·час),  $C_B$  – емкость (А·час).

Ставим задачу при обеспечении неизменной нагрузки ЛО в течение года исключить (в зимний период сократить) потребление электроэнергии из сети в пиковые часы  $P_g=0$ . При этом независимо от мощности  $P_{PV}$ , генерируемой ФБ, и мощности нагрузки  $P_L$  ФЭС работает в автономном режиме АМ, используя энергию ФБ  $W_{PV}$  и АКБ  $W_B$ .

В часы вечернего пика энергия ФБ мала и, соответственно, емкость АКБ определяет допустимую мощность нагрузки ЛО  $P_{L45}$  с учетом степени разряда  $\Delta Q_{45}^* = Q_5^* - Q_4^*$  (принимая, что  $Q_5^* \geq 50\%$ ,  $Q_4^* \geq 85\%$ )

$$P_{L45} = \frac{\Delta Q_{45}^* W_{BL}}{(t_5 - t_4)}. \quad (1)$$

В часы утреннего пика ( $t_2, t_3$ )  $W_{PV23} > 0$ , что позволяет при необходимости увеличить  $P_{L23} > P_{L45}$ . Соответственно, к  $t_2$  нужно иметь определенное (достаточное) значение  $Q_2^*$ . С увеличением генерации ФБ (весна – осень – лето) растет  $W_{PV23}$ , и нет смысла обеспечивать максимальное значение  $Q_2^*$  к началу утреннего пика. При этом снижается потребление энергии на заряд АКБ и достигается более полное использование энергии ФБ в часы максимальной солнечной генерации. Значение  $Q_2^*$  может определяться в соответствии  $W_{PV23}$  по данным метеопрогноза на следующий день. Ночной заряд АКБ прекращается по достижении заданного значения  $Q_2^*$ . После частичного разряда в пиковые часы, АКБ должен успеть зарядиться от ФБ в дневные часы до значения  $Q_d^* > 90\%$ , максимально используя энергию ФБ. В соответствии с генерацией ФБ для ясного дня в качестве контрольной точки для периода весна – лето – осень можно принять  $t_d = 16.00 - 16.30$ , когда еще возможно выполнение условия  $P_{PV} \eta_C > P_L$  и возможен дозаряд АКБ. В зимний период дневной заряд АКБ вообще малореален. Полагаем, что на интервале ( $t_3, t_d$ ) среднее значение  $P_{L3d} = P_{L45}$ , тогда

$$Q_2^* = Q_d^* - \frac{100}{W_B} \left[ W_{PV3d} \eta_C \eta_B - P_{L3d} (t_d - t_3) \eta_B + \frac{W_{PV23} \eta_C}{\eta_B} - \frac{P_{L23} (t_3 - t_2)}{\eta_B} \right]. \quad (2)$$

К общим рекомендациям следует отнести целесообразность снижения  $P_L$  в вечернее время ( $t > t_d$ ), когда  $W_{PV}$  даже в ясный день существенно падает. В пиковые часы, когда РС перегружена, может иметь место недопустимое отклонение напряжения сети  $u_g$  от номинального. Это возможно и в другие часы. В автономном режиме с отключением ФЭС от сети напряжение нагрузки  $u_L$  задается по номинальному значению  $u_{LR}$  с соответствующим пересчетом  $P_L^1$ . При аварийном автономном режиме (отсутствует напряжение РС) напряжение  $u_L$  может снижаться для сохранения заряда АКБ [21].

После прохождения утреннего пика режим работы определяется соотношением  $P_{PV} \eta_C$  и  $P_L$ . Если  $P_{PV} \eta_C > P_L^1$  ( $P_L^1$  – измеренная мощность нагрузки с пересчетом к  $u_{LR}$ ), используется режим АМ1 (табл. 1).

Если  $P_{PV} \eta_C < P_L^1$ , то осуществляется переключение в режим работы параллельно с сетью GM. Но это приведет к потреблению из сети, что не всегда целесообразно. Например, если разница  $\Delta P = (P_{PV} \eta_C - P_L^1)$  незначительная, и ин-

тервал времени, когда это имеет место, короткий по длительности, то это не приведет к большому снижению  $Q^*$ . Т. е. условие  $\Delta P < 0$  не есть достаточным, и нужна информация о том, к чему это приведет. Рассмотрим предиктивный вариант решения с определением значения  $Q^*$  на шаг вперед с использованием данных прогноза генерации ФБ  $P_{PVP}(t)$ . При этом дневной период работы ФЭС разбивается на ряд контрольных точек с интервалом  $\Delta t = 0.5$  час или меньше (с учетом возможности изменения нагрузки точность повышается с уменьшением длительности интервала). Зависимость  $P_{PVP}(t)$  пересчитывается к среднему на интервале значению  $P_{PVAVP}(t)$ . В текущей  $i$ -той контрольной точке доступны фактические значения  $Q^*$ ,  $P_{PVfi}$ ,  $P_{Li}$ ,  $P_{PVAVPi}$  (используются средние значения мощности ФБ и нагрузки на интервале несколько минут). Фактическое значение  $P_{PVfi}$  может отличаться от прогнозного значения  $P_{PVPi}$ . С учетом этого пересчитывается значение

$$P_{PVAVfi} = \frac{P_{PVfi}}{P_{PVPi}} P_{PVAVPi}$$

Полагаем, что нагрузка на интервале до следующей точки ( $i+1$ ) неизменная, тогда приращение  $\Delta Q_i^{**} = 100 \frac{P_{Li} - P_{PVAVfi}}{W_{Bf}}$  и прогнозируемое значение  $Q_{i+1}^* = Q_i^* + \Delta Q_i^*$  ( $\Delta Q_i^* = \Delta Q_i^{**}$ , если  $\Delta Q_i^{**} < 0$  и  $\Delta Q_i^* = 0$ , если  $\Delta Q_i^{**} > 0$ ). Если значение  $Q_{i+1}^* > Q_R^*$  ( $Q_R^*$  – заданное значение), то продолжается работа в автономном режиме (при близких значениях  $Q_{i+1}^* \approx Q_R^*$  снижается напряжение до  $0.95 U_R$  и, соответственно, мощность нагрузки на 10 %), если нет – осуществляется переключение на работу с сетью. Значение  $Q_R^*$  для каждого интервала задается свое. В вечерние часы в преддверии вечернего пика исходим из времени заряда АКБ. В соответствии с зарядными характеристиками свинцово-кислотного АКБ [20] можно принять, что при  $Q^* \geq 80\%$  за 0.5 час возможен заряд на 3 %, при  $Q^* < 80\%$  – заряд на 5 %. Таким образом, при  $t_4 = 20.00$  в  $t_i = 19.30$   $Q_R^* = 86\%$ , в 19.00 –  $Q_R^* = 83\%$ , в 18.30 –  $Q_R^* = 80\%$ , в 18.00 –  $Q_R^* = 75\%$ . На интервале до 16.00 –  $Q_R^* = 85\%$ . Возврат в автономный режим осуществляется по условию  $P_{PV} \eta_C > P_L^1$  или  $Q^* \geq 92\%$  (дальнейший заряд АКБ существенно замедляется и не имеет смысла).

## 5. 2. Структура системы управления фотоэлектрической системы

Система управления (рис. 2) двухконтурная. Содержит внутренний контур регулирования тока (ССЛ) инвертора и три пропорционально-интегральных (ПИ) регулятора напряжения  $VC$ ,  $VC2$ ,  $VC3$  для стабилизации напряжения на входе инвертора  $U_d$  на заданном уровне  $U_d^1$  [18, 21]. ССЛ может быть реализован с использованием релейного регулятора тока [22, 23] или широтно-импульсной модуляции (ШИМ) [17]. Ниже рассмотрен вариант с ШИМ. При

отсутствии генерации в РС ФЭС ЛО является для РС потребителем энергии. Это позволяет несколько снизить требования к качеству выходного тока инвертора, который потребляет ток из сети только, если энергии ФБ недостаточно для заряда АКБ и в процессе ночного заряда.

При наличии внешнего регулятора напряжения, который задает амплитуду тока инвертора  $I_{Cm}$ , в структуре контура регулирования тока достаточно пропорционального звена с коэффициентом  $k \leq \frac{1}{4\Delta I_{CmMAX}}$  без компенсации стати-

ческой ошибки, обусловленной возмущающим действием  $u_g$  [17]. Для снижения потерь энергии на переключение транзисторов инвертора в автономном режиме значение  $f_M$  можно уменьшить при пересчете значения  $k$ . Принимаем мощность инвертора 5.5 кВА при максимальном значении выходного тока  $I_{CMAX}=25$  А ( $I_{CmMAX}=35.35$  А). Полагаем, что  $W_B=15$  кВт·час и при  $I_B=0.1C_B$ , мощность, потребляемая при заряде АКБ, составит  $P_B=1.5$  кВт. Ток, потребляемый инвертором из сети,  $I_C=6.81$  А (амплитуда  $I_{Cm}=9.64$  А). Максимальное значение амплитуды пульсаций тока инвертора

$$\Delta I_{CmMAX} = \frac{aU_{gm}}{16Lf_M},$$

где  $a>1$ ,  $U_{gm}$  – амплитуда напряжения РС,  $L = \frac{bU_{gm}}{\omega I_{CmMAX}}$  – индуктивность реакто-

ра выходного фильтра инвертора,  $I_{CmMAX}$  – амплитуда для максимального значения тока инвертора  $I_{CMAX}$ ,  $b = \frac{U_L}{U_g} = \frac{\omega L \cdot I_{CMAX}}{U_g}$  – относительное к напряжению

РС значение напряжения реактора  $U_L$  (по первой гармонике) для  $I_{CmMAX}$ ,  $\omega$  – угловая частота напряжения сети.

Принимаем  $a=1.15$  ( $U_d=aU_{gm}=360$  В),  $b=0.0375$  ( $L=0.00105$  Гн). При частоте модуляции  $f_M=6.8$  кГц получаем  $\Delta I_{CmMAX}=3.12$  А. С учетом значения  $I_{Cm}=9.64$  А получаем, что для обеспечения приемлемого гармонического состава тока  $I_C$  выходной фильтр инвертора для  $f_M$  должен обеспечивать подавление порядка 10 раз ( $G=-20$  Дб). Это подтверждает анализ АЧХ фильтра в программе EWB при параметрах: для реактора  $L=0.00105$  Гн,  $R=0.1$  Ом;  $C_f=60$  мкФ,  $R_f=0.3$  Ом. При этом сопротивления сети  $R_C=0.02$  Ом,  $X_{LC}=0.02-0.04$  Ом).

Регуляторы VC, VC1 с переключателем S1 (положение 1 при GM, положение 2 в режимах AM и AM1 (табл. 1)) обеспечивают управление инвертором. Регуляторы VC2, VC3 обеспечивают, соответственно, регулирование генерации ФБ и заряда АКБ. В канал регулирования ФБ также входят: контроллер MPPT; блок измерения (MU) тока короткого замыкания ФБ  $I_{SC}$  (обеспечивает периодическое замыкание ключа QS). Переключатель S2 задает режим – положение 1 при задании тока СБ от MPPT, положение 2 – от VC2. Блок ограничения (LU) задает значение тока ФБ  $I_{PV}^1$  на уровне  $I_M=(0.92-0.95)I_{SC}$ , близком к режиму

максимальной мощности. Система управления DC/DC1 ( $CSC_{PV}$ ) выполнена с релейным регулятором тока  $I_{PV}$ . При этом управление генерацией ФБ [18] осуществляется контроллером MPPT или VC2 (табл. 1). VC2 поддерживает баланс энергии в системе, регулируя  $I_{PV}$  и  $P_{PV}$  в соответствии с потреблением энергии нагрузкой и АКБ. Так, в режиме AM контроллер MPPT обеспечивает отбор максимальной мощности ФБ. В режиме AM1 задание тока заряда АКБ

$$I_B = \frac{P_{PV} \eta_C - P_L^1}{U_B}. \quad (3)$$

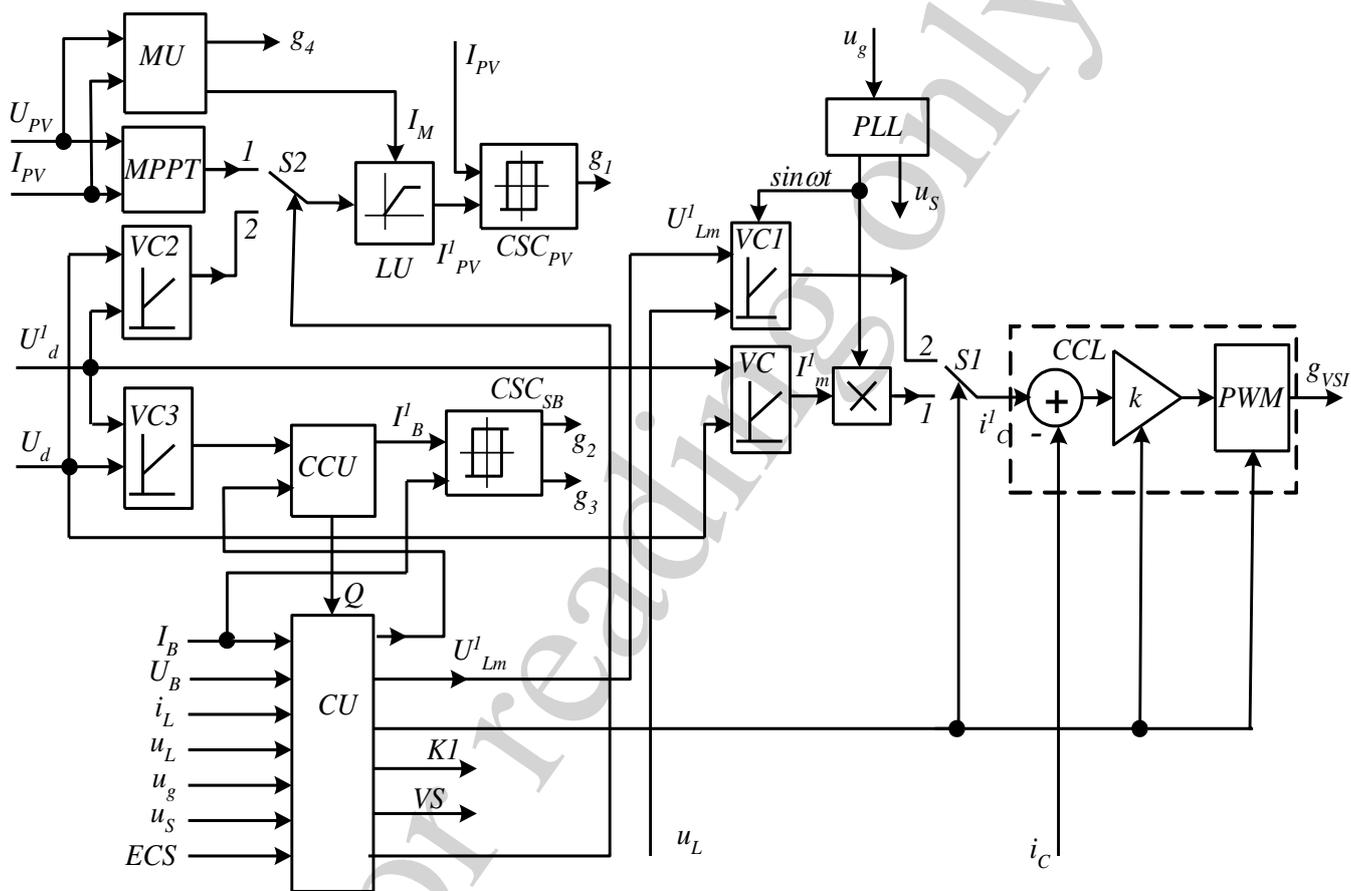


Рис. 2. Структура системы управления

Фактическое значение  $I_B$  ограничивается допустимым значением  $I_B = I_{BRMAX}$  ( $I_{BR} = (0.1-0.2)Q_R$ ) и определяется значением  $Q^*$ . VC2 работает под «отсечку» с  $I_{PV} = I_M$ , а когда АКБ не может принять разницу мощностей ФБ и нагрузки, VC2 снижает генерацию ФБ.

Канал регулирования тока АКБ содержит: VC3; контроллер заряда CCU, который определяет  $Q^*$ , переключает задание  $I_B$  (от VC3 или CU) и задает ограничение тока; систему управления DC/DC2 ( $CSC_{SB}$ ).

В аварийном автономном режиме при отключении напряжения в РС используется AM1 с регулированием мощности ФБ.

Блок фазовой автоподстройки частоты PLL формирует функцию  $\sin\omega t$  по напряжению сети  $u_g$ , а в режиме АМ работает как автономный генератор с частотой 50 Гц. Также формируется сигнал  $u_s$  синхронизации при переключении из АМ (АМ1) в GM.

Функции управления переключениями в структуре выполняет блок управления СУ в зависимости от соотношения  $P_{PV}$  и  $P_L$  (табл. 1), текущего измеренного и прогнозируемого значения  $Q^*$ , сигналов датчиков и сигналов ECS с внешнего устройства программного управления (УПУ).

Таблица 1  
Режимы работы в суточном цикле

| $(t_1-t_2), (t-t_6)$        | $(t_2-t_3), (t_4-t_5)$  | $(t_3-t_4)$                                       |   | $(t_6-t_1)$                                 |
|-----------------------------|---|---|---|---|
| GM                          | AM  | AM1   | GM  | GM  |
| $gm=1$                      | $am=1$  | $am1=1$   | $gm=1$                                      | $gm=1$                                      |
| $P_{PV}=P_{PVP}$<br>$P_B=0$ | $P_{PV}=P_{PVP}$<br>$P_B = I_B^1 \cdot U_B$                                 | $P_{PV} = P_L^1 + P_B$<br>$P_B = I_B^1 \cdot U_B$ | $P_{PV}=P_{PVP}$<br>$P_B = I_B^1 \cdot U_B$ | $P_{PV}=P_{PVP}$<br>$P_B = I_B^1 \cdot U_B$ |
| $Q_S^* = Q^*$               | $Q^* > 50\%$  | $P_{PV} \eta_C > P_L^1$                           | $P_{PV} \eta_C < P_L^1$                     | $Q_S^* \geq Q^* > 50\%$                     |
| $I_B=0$                     | $I_B = (P_{PV} \eta_C - P_L^1) / \Psi_{BB} = (P_{PV} \eta_C - P_L^1) / U_B$ |   | $I_B=I_{BRMAX}$                             | $I_B=I_{BR}$                                |
| $P_g=P_L$                   | $P_g=0$   | $P_g=0$   | $P_g=P_L - P_{PV} \eta_C + P_B / \eta_C$    | $P_g=P_L + P_B / \eta_C$                    |
| MPPT, VC                    | MPPT, VC1, VC3  | VC1, VC2  | MPPT, VC                                    | MPPT, VC                                    |

Входными данными для УПУ являются данные инсталляции ФЭС: мощность ФБ и АКБ, тарифные зоны, оттранслированные данные прогноза генерации ФБ с метеосайта. При этом по данным измерений может определяться потребление энергии, осуществляться оценка снижения затрат на оплату.

### 5. 3. Имитационная модель энергетических процессов в фотоэлектрической системе

Модель реализует суточный цикл работы ФЭС, переходные процессы не учитываются, потери энергии учитываются через КПД. Модель содержит: модуль генерации ФБ, модель АКБ, нагрузку ЛО (задается в табличной форме), модуль задания режимов, модуль расчета, модуль оценки затрат. Модуль генерации формирует  $P_{PVP}(t)$ ,  $P_{PVAVP}(t)$ ,  $P_{PVf}(t)$  в соответствии с прогнозом (используем архивные данные [24]), при снижении генерации ФБ (режим АМ1) – в соответствии с  $P_L$  и  $P_B$  (табл. 1). Для измерения значений  $P_{PVP}$ ,  $P_{PVf}$  в контрольных точках используется устройство выборки – хранения. Модуль задания режимов формирует переменные, соответствующие тарифным зонам  $d$ ,  $m$ ,  $p$ ,  $n$ , и переменные, соответствующие режимам работы  $gm$ ,  $am$ ,  $am1$ .

Модель АКБ выполнена по каталожным данным. Заряд АКБ с учетом потерь энергии

$$Q = Q_S + \int I_B^1 dt,$$

где  $I_B^1 = I_B \eta_B$  – при заряде и  $I_B^1 = I_B / \eta_B$  – при разряде АКБ.

При этом значение  $I_B$  формируется как  $I_B(Q^*)$  в соответствии с характеристиками АКБ [20]. При разряде введено ограничение  $I_{Br\max}$ . Используется регулируемое ограничение: верхний предел задается  $I_B(Q^*)$ , а нижний –  $I_{Br\max}$ . Напряжение АКБ также задается в виде зависимости  $U_B(Q^*)$ . Для измерения значений  $Q^*$  в контрольных точках используется устройство выборки – хранения.

В GM согласно табл. 1 выполняется расчет  $I_B$ ,  $P_B$ , мощности  $P_g$ , потребляемой из РС. Для оценки снижения затрат на оплату электроэнергии, потребляемой из сети, в модуле оценки затрат используется коэффициент  $k_E = C_1 / C_2$  ( $C_1$  – стоимость электроэнергии, потребляемой нагрузкой ЛО,  $C_2$  – стоимость электроэнергии, потребляемой из РС). Соответственно,

$$k_E = \frac{W_{Ld} T_d + W_{Lm} T_m + W_{Le} T_e + W_{Ln} T_n}{W_{gd} T_d + W_{gn} T_n},$$

где  $W_{Ld} = \int P_L \cdot (gm \cdot \bar{n}) dt$  – энергия, потребляемая нагрузкой на интервалах, соответствующих режиму GM в дневное время, аналогично определяются  $W_{Lm}$ ,  $W_{Le}$ ,  $W_{Ln}$  для AM (переменная  $am$ ), AM1 (переменная  $am1$ ) и в ночное время (переменная  $n$ );  $W_{gd} = \int P_g (gm \cdot \bar{n}) dt$ ,  $W_{gn} = \int P_g n dt$  – энергия, потребляемая из РС, соответственно, в дневное и ночное время.

#### 5. 4. Результаты моделирования в MATLAB

Имитационное моделирование выполнено для ФБ ( $P_{PVR}=1$  кВт) с использованием данных [24] для г. Киев (Украина). Значение  $W_B=3000$  Вт· час при  $\eta_B=\eta_C=0.94$  и  $W_{Bf}=2651$  Вт· час. Для ясного дня июня (2015 г.) общая суточная генерация ФБ  $W_{PVCS} \approx (6-6.1)$  кВт· час. Полагаем, что зона вечернего пикового тарифа [19] составляет 3 часа (20.00–23.00), тогда в соответствии с (1)  $P_L=P_{L45}=309$  Вт (принимая 300 Вт). Рассмотрено работу системы при независимой от генерации ФБ нагрузке (табл. 2). При этом в вечерний пик зимой исключение потребления из РС обеспечивается только с 17.00 до 20.48.

Таблица 2

График нагрузки

| Лето       |                           |                |                 |                 |                 |                |
|------------|---------------------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|
| $t$ , ч    | 7.00–8.00,<br>23.00–24.00 | 8.00–<br>11.00 | 11.00–<br>16.00 | 16.00–<br>20.00 | 20.00–<br>23.00 | 24.00–<br>7.00 |
| Зима       |                           |                |                 |                 |                 |                |
| $t$ , ч    | 6.00–8.00,<br>21.00–23.00 | 8.00–<br>10.00 | 10.00–<br>15.00 | 15.00–<br>17.00 | 17.00–<br>21.00 | 23.00–<br>6.00 |
| $P_L$ , Вт | 188                       | 413            | 300             | 188             | 300             | 109            |

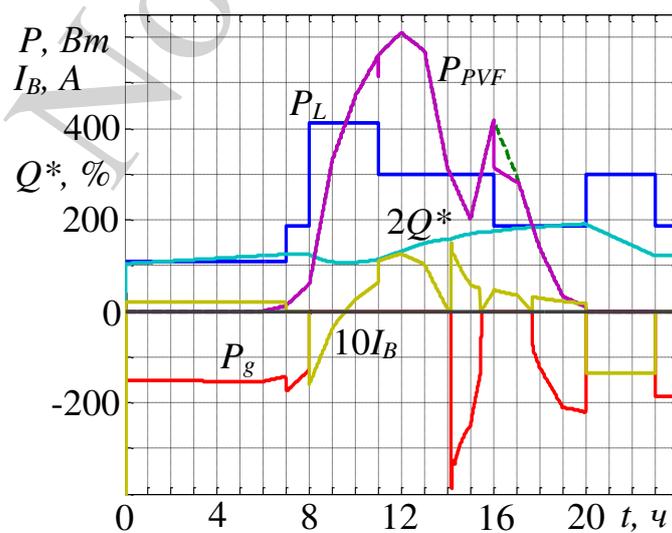
Моделирование осуществлялось из условия, что фактическая генерация ФБ составляет 0.9 от прогнозного значения. Значения  $k_E$  для различных планов тарификации с оценкой оплаты потребления нагрузкой и потребления из РС по одинаковым тарифам:  $k_{E1}$  (одна ставка  $T_d=1$ ),  $k_{E2}$  (две ставки  $T_n/T_d=0.5/1$ ),  $k_{E3}$  (три ставки 0.4/1/1.5) приведены в табл. 3. Рассматривались три июльских дня 2015 г. ( $W_{PV}=6, 4.756, 3.367$  кВт·час) и ясный день в декабре ( $W_{PV}=1.716$  кВт·час). Также в табл. 3 приведены значения  $k_{E21}$  и  $k_{E31}$  при расчете  $C_1$  по одному тарифу  $T_d=1$ . Значения  $Q_2^*$  задавались в соответствии с (2). Значения  $k_{E30}$  получены при задании  $Q_2^* \approx 93\%$  независимо от прогноза. Во всех случаях заряд АКБ в утренние и ночные часы с дневным тарифом исключался. Для сравнения в табл. 3 приведены значения  $k_{E3}^*$  при управлении по соотношению мощностей  $P_{PV}$  и  $P_L$ .

Осциллограммы суточного цикла работы ФЭС при  $W_{PVP}=4.756$  кВт·час ( $P_{PVF}$  – фактическое значение генерации ФБ,  $P_{PVC}$  – фактическая генерация с учетом регулирования) приведены для:

- управления по соотношению мощностей  $P_{PV}$  и  $P_L$  с заданием начального значения  $Q_2^*$  (рис. 3, а). При этом в дневное время имеем два переключения на работу с РС ( $k_{E3}=4.07$ );

- управления с определением  $Q^*$  на шаг вперед (рис. 3, б). В 19.30 при фактическом значении  $Q^*=83\%$  прогнозное значение на 20.00 составило 80%, что предопределило переключение на работу с сетью и дозаряд АКБ до 86%, что достаточно для отработки вечернего пика ( $k_{E3}=5.61$ );

- управления с заданием режима АМ при начальном значении  $Q_2^* = 93\%$  (рис. 3, в). В данном случае за счет увеличения ночного заряда АКБ энергии оказалось достаточно для исключения подключения к сети, но показатели хуже ( $k_{E3}=5.17$ ).



а

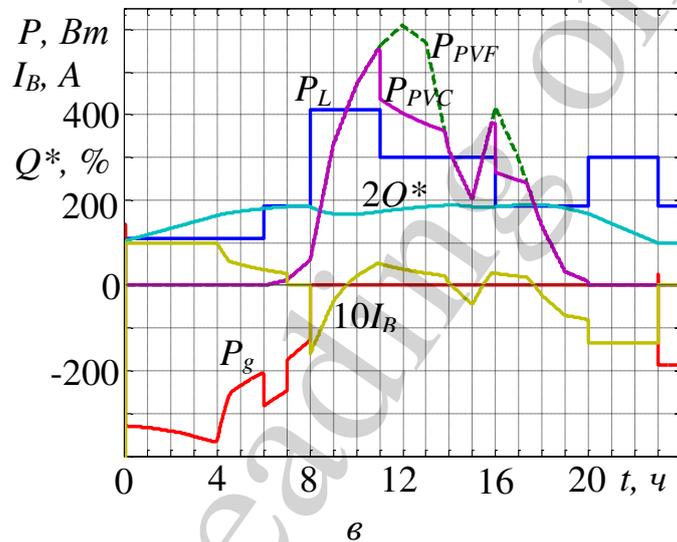
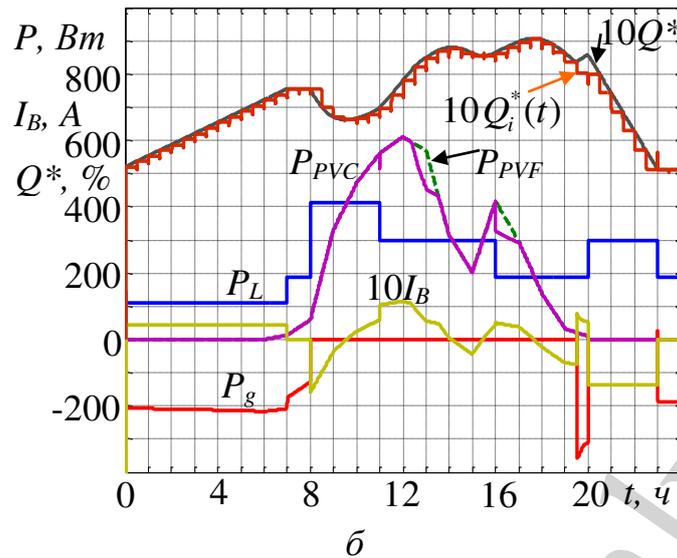


Рис. 3. Осциллограммы суточного цикла работы ФЭС при 4.756 кВт час при управлении: *a* – по соотношению мощностей  $P_{PV}$  и  $P_L$  и с заданием начального значения  $Q_2^*$ ; *б* – с определением  $Q^*$  на шаг вперед; *в* – с заданием режима АМ при начальном значении  $Q_2^* = 93 \%$

При  $W_{PVP}=3.367$  кВт·час (рис. 4) снижение  $Q^* < 80 \%$  (77 %) предсказано в 13.00 с последующим подключением к сети и зарядом АКБ. В 14.30 при  $Q^* \geq 92 \%$  система вернулась в АМ с разрядом АКБ. В 19.00 предсказано следующее переключение на сеть до 20.00.

Функция регулирования мощности нагрузки путем снижения напряжения в данных случаях не использовалась. Эта функция полезна в аварийном автономном режиме, когда отсутствует возможность подзаряда АКБ от РС.

Также рассмотрена работа ФЭС с увеличением энергоемкости АКБ до 4000 Вт·час, что дает эффект при высокой генерации ФБ. Так, при  $W_{PVP}=4.756$  кВт·час значение  $k_{E3}=6.23$ . Однако при снижении  $W_{PVP}$  эффект отсутствует, при  $W_{PVP}=3.367$  кВт час –  $k_{E3}=3.36$ .

Таблица 3  
Значения  $k_E$  для различных планов тарификации

| $W_{PVP}$ , кВт час | $k_{E1}$ | $k_{E2}$ | $k_{E21}$ | $k_{E3}$ | $k^*_{E3}$ | $k_{E31}$ | $k_{E30}$ |
|---------------------|----------|----------|-----------|----------|------------|-----------|-----------|
| 6                   | 3.7      | 5.89     | 6.37      | 8.19     | 5.64       | 7.44      | 5.69      |
| 4.756               | 2.79     | 4.14     | 4.45      | 5.61     | 4.07       | 5.05      | 4.73      |
| 3.367               | 1.76     | 2.42     | 2.6       | 3.2      | 2.65       | 2.89      | 3.2       |
| 1.716               | 1.36     | 1.72     | 1.85      | 2.165    | 2.1        | 1.96      | 2.165     |

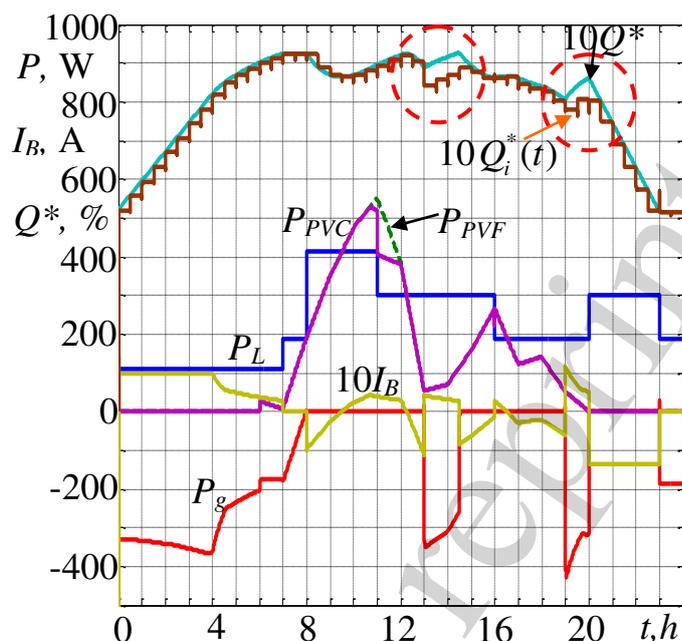


Рис. 4. Осциллограммы суточного цикла работы ФЭС при 3.367 кВт час

Для исследования электромагнитных процессов в ФЭС в установившемся и переходных режимах также выполнено моделирование в Matlab (США) с использованием детализированной модели системы. Структура модели реализована в соответствии с рис. 1, 2. Модель выполнена по известным принципам с использованием блока для расчета потерь мощности в ключах [23] по мгновенным значениям тока и напряжения в соответствии с параметрами транзисторов. Параметры модели:  $U_g=220$  В, сопротивления сети  $X_g=0.04$  Ом,  $R_g=0.02$  Ом, выходной фильтр инвертора  $R_f=0.3$  Ом,  $C_f=60$  мкФ, реактор с  $L=0.00105$  Гн и  $R=0.1$  Ом. Конденсатор на входе инвертора  $C_1=8000$  мкФ, напряжение  $U_d=360$  В. Нагрузка активно-индуктивная. Частота  $f_M$  для АМ 3 кГц, в режиме GM – 6.8 кГц. При уменьшении  $f_M$  в АМ потери мощности в ключах инвертора снизились до 40 % (рассмотрено использование IGBT класса 1.2 кВ типа SK 50GH12T4T).

Осциллограммы напряжения сети (нагрузки)  $u_g$  ( $u_L$ ), тока сети  $i_g$ , тока инвертора  $i_C$ , тока нагрузки  $i_L$ , тока АКБ  $I_B$ , напряжения на входе инвертора  $U_d$ , выходного напряжения инвертора  $u_C$  при переключении в АМ ( $t=0.4$  с) приведены на рис. 5, а. При этом  $P_{PV}=0$  и до момента переключения АКБ заряжалась

от РС через инвертор, после переключения разряжается, обеспечивая потребление нагрузки. В АМ  $THDu_L=0.87\%$  при  $U_{Lm}=307.8$  В. При подключении сети  $I_{gm(1)}=20.7$  А,  $THDi_g=1.49\%$ . При переключении из АМ на работу с сетью при  $P_{PV}=1080$  Вт (рис. 5, б) значение  $THDu_L=0.81\%$  при  $U_{Lm}=308.7$  В, для тока сети после переключения  $I_{gm(1)}=11.8$  А,  $THDi_g=2.7\%$ .

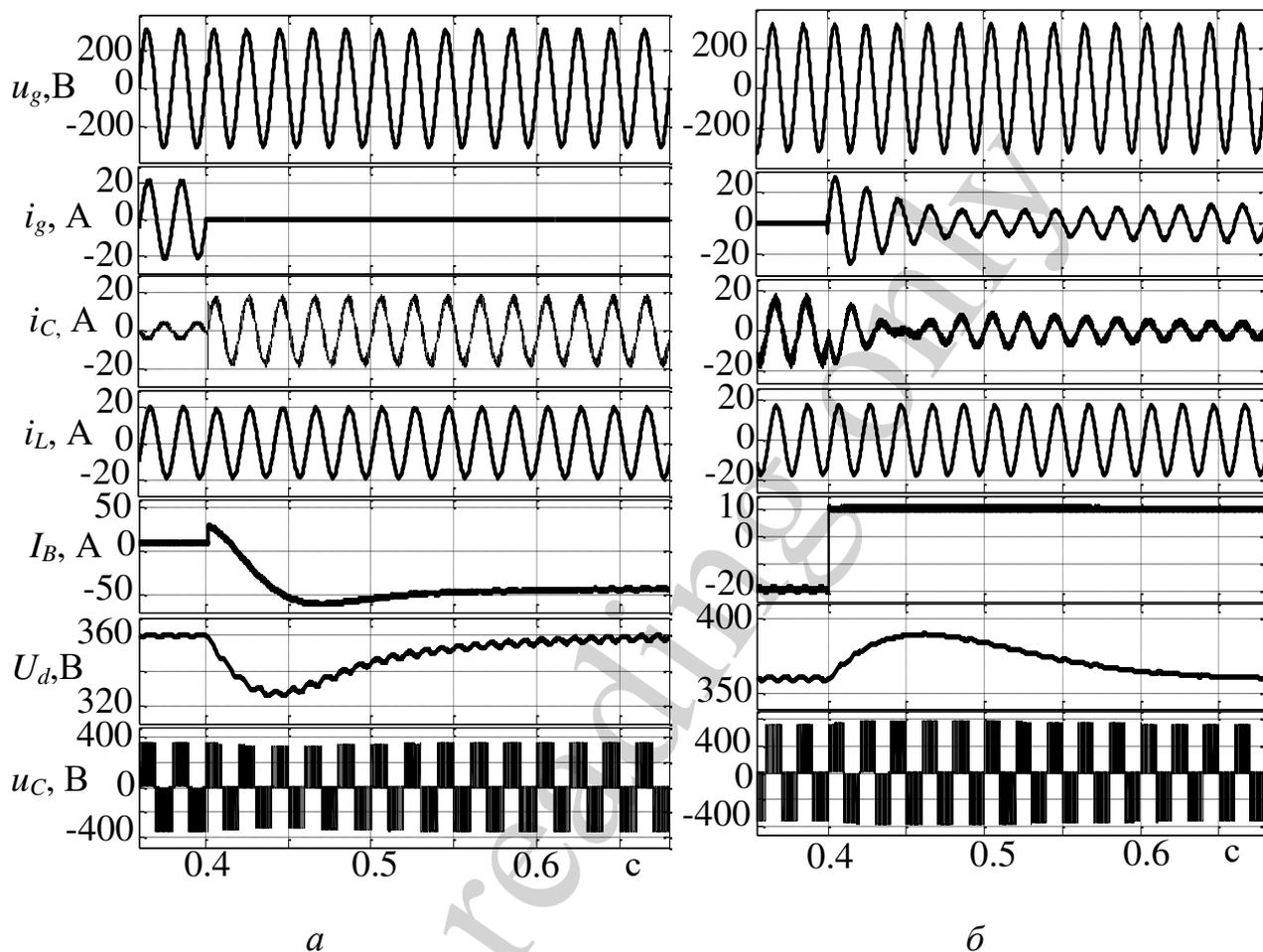


Рис. 5. Осциллограммы  $u_g$  ( $u_L$ ),  $i_g$ ,  $i_C$ ,  $i_L$ ,  $I_B$ ,  $U_d$ ,  $u_C$  при переключении: а – из режима работы с РС в автономный режим; б – из автономного режима на работу с РС

В обоих случаях (рис. 5) перерегулирование в процессе стабилизации напряжения  $U_d$  не превышает 10% при постоянной времени фильтра в цепи обратной связи 0.01 с.

## 6. Обсуждение результатов исследования по совершенствованию управления фотоэлектрической системы с аккумуляторными батареями

Совершенствование механизма управления генерацией и перераспределением энергии в ФЭС с АКБ ориентировано на снижение потребления электроэнергии ЛО из РС и, соответственно, уменьшение затрат на ее оплату. В соответствии с прогнозом генерации  $P_{PVP}(t)$  на следующий день с учетом ожидаемого графика заряда АКБ определяется степень ее заряда в ночное время согласно

(2). Это исключает излишнее потребление энергии в ночное время. Так, для случая на рис. 3, б достаточное значение  $Q_2^* = 75 \%$ , соответственно, значение  $k_{E3} > k_{E30}$  ( $k_{E30}$  для  $Q_2^* \approx 93 \%$ , табл. 3). Дополнительное снижение потребления в дневное время достигается за счет использования энергии АКБ при «провалах» генерации ФБ и снижении генерации в вечерние часы. При этом гарантированный заряд АКБ к вечернему пику достигается предсказанием  $Q^*$  на шаг вперед (0.5 час и меньше) с заданием пороговых значений  $Q^*$  на соответствующих интервалах времени. Условие переключения режима при этом дополняется сравнением предсказанного и порогового значения  $Q^*$ . При использовании прогноза генерации ФБ учтено возможное отклонение прогнозного и фактического значений мощности генерации. Определенное снижение затрат за счет более дешевого ночного тарифа достигается исключением заряда АКБ в часы, предшествующие утреннему пику, и после вечернего пика с дневным (полупиковым) тарифом. Перевод ФЭС в автономный режим с отключением от сети на интервалах времени, когда энергии ФБ достаточно для функционирования ЛО, способствует нормальной работе оборудования.

Из условия обеспечения приемлемого гармонического состава тока сетевого инвертора при заряде АКБ от сети обоснованы параметры выходного фильтра и контура регулирования тока инвертора. При этом предусмотрено снижение  $f_m$  в автономном режиме, что позволяет снизить потери энергии в сетевом инверторе. При аварийном отключении РС это позволяет увеличить время использования энергии АКБ в темное время суток. Изменение структуры системы управления осуществляет блок управления в соответствии с табл. 1. Блок управления вместе с внешним устройством программного управления, которое обеспечивает связь с сайтом, реализует функции предиктивного управления.

В качестве инструмента для проверки предложенных принципов управления и перераспределения энергии в ФЭС использовано имитационное моделирование энергетических процессов в суточном режиме в соответствии с табл. 1. При этом реализованы функции предиктивного управления и произведена оценка затрат на оплату потребляемой из сети электроэнергии при разных тарифных планах (табл. 3).

Основным заданием при моделировании электромагнитных процессов в ФЭС с АКБ и нагрузкой была проверка работоспособности системы управления преобразовательного агрегата ФЭС. Исследовалась работа в установившихся и переходных процессах при изменении режима работы, а также оценивались потери мощности в ключах сетевого инвертора. Подтверждены приемлемые показатели качества напряжения нагрузки в автономном режиме ( $THDu_L \leq 6 \%$ , отклонение напряжения не более 2%) и тока, потребляемого из сети ( $THDi_g \leq 5 \%$ ). Снижение потерь мощности в транзисторах инвертора при снижении частоты модуляции в автономном режиме до 40%. Перерегулирование в процессе стабилизации напряжения  $U_d$  не превышает 10 %

Эта работа является развитием [25], где при трехзонной тарификации рассматривался вариант стандартного гибридного инвертора. В этом случае, если энергии ФБ и АКБ достаточно для функционирования нагрузки ЛО, ФЭС рабо-

тает в автономном режиме. Когда энергии не хватает, нагрузка ЛО подключается к РС с возможностью заряда АКБ. При избыточной энергии ФБ используется отключение ФБ с поддержанием АКБ в активной зоне, когда значение  $I_B$  ограничивается только допустимым значением. Особенностью предложенных решений есть целенаправленное формирование  $Q^*$  и изменение структуры системы управления с использованием прогноза при учете распределения тарифных зон и пиковых нагрузок. Регулирование  $P_{PV}$  осуществляется независимо от управления зарядом АКБ и без ограничения по степени заряда. В случае переключения в автономный режим при недопустимом отклонении напряжения РС при оценке соотношения мощностей ФБ и нагрузки предусмотрен пересчет к номинальному значению напряжения. Для исключения пауз при переключении в автономный режим и из автономного режима на работу параллельно с сетью последовательно с контактором введен симистор. Переключение в автономный режим осуществляется с изменением параметров контура регулирования тока и частоты модуляции.

Есть определенные ограничения относительно использования результатов работы:

- рассмотрен цикл функционирования ЛО с основной нагрузкой в дневное время и при наличии пиковых нагрузок в утренние и вечерние часы;
- при расчетах используется фиксированное значение КПД  $\eta_c$ , которое в реальности изменяется в определенных пределах в зависимости от нагрузки. Это относится и к модели.

Исследования с моделированием энергетических процессов в ФЭС носят оценочный характер относительно снижения затрат на оплату энергии в разных тарифных планах в суточном цикле. Также проверялись предложенные принципы реализации управления с учетом изменения значения тока  $I_B(Q^*)$  относительно заданного значения и регулирования отбора мощности ФБ. Исследования с использованием детализированной модели, в основном, касались реализации режимов переключения, оценки качества регулирования и потерь энергии в ключах схемы.

Развитие связано:

- с реализацией аварийного режима АМ с формированием текущих рекомендаций по нагрузке ЛО на основе прогноза;
- с исследованием принципов реализации генерации энергии в РС в часы пиковых тарифов, что позволит эффективнее использовать возможности АКБ с завышенной емкостью для снижения затрат на потребление из РС.

## 6. Выводы

1. Совершенствование механизма управления генерацией и перераспределением энергии в ФЭС с АКБ возможно при использовании прогноза генерации ФБ. При этом снижение потребления энергии в ночное время достигается заданием начальной степени заряда АКБ. Уменьшение продолжительности подключений к РС в дневное время возможно при управлении переключением режимов по прогнозируемой степени заряда с дифференциацией пороговых значений  $Q^*$  по интервалам времени в течение суток. При достаточной генерации

ФБ система функционирует в режиме АМ с отключением от РС, что при снижении частоты модуляции способствует снижению потерь в инверторе при надлежащем качестве напряжения нагрузки ЛО.

2. Система управления реализует формирование степени заряда АКБ, исходя из прогноза генерации ФБ. Предусмотрена корректировка расхождений прогноза с фактической генерацией ФБ. Переключение режимов и изменения структуры системы управления при этом осуществляются в соответствии с установленными тарифными зонами и пиковыми нагрузками. Реализация переключений определяется прогнозируемыми значениями степени заряда с дифференциацией пороговых значений по интервалам времени. Исключение пауз при переключении режимов достигается с использованием тиристора, который включен последовательно с контактором при синхронизации момента подключения к РС.

3. Имитационное моделирование в суточном цикле функционирования ФЭС показывает, что использование АКБ в ФЭС для снижения затрат на оплату электроэнергии, потребляемой из сети, оправдано только при наличии тарификации. Наилучшие показатели достигаются при трехзонной тарификации при снижении затрат от 1.7 до 8 раз. Задание начальной степени заряда АКБ позволяет снизить затраты на оплату в ясный день до 31 %, при малой облачности – до 11 %. В целом, предложенный вариант предиктивного управления позволяет увеличить  $k_{EZ}$  на 21 % при  $W_{PVP}=3.367$  кВт·час (средняя облачность) и на 46 % в ясный день при  $W_{PVP}=6$  кВт·час. Решение применимо и при «честном» формировании почасовой оплаты, когда стоимость электроэнергии привязана к нагрузке РС по мощности.

4. Моделирование электромагнитных процессов в системе "РС – ФЭС с АКБ – нагрузка ЛО" с расчетом потерь в ключах инвертора подтверждают работоспособность системы регулирования при приемлемых показателях в переходных режимах работы. Снижение частоты модуляции в АМ позволяет уменьшить потери мощности в ключах инвертора до 40 %.

## Литература

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. Закон України від 21 липня 2020 р. № 810-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>
2. Rao, V. H., Selvan, M. P. (2020). Prosumer Participation in a Transactive Energy Marketplace: A Game-Theoretic Approach. 2020 IEEE International Power and Renewable Energy Conference. doi: <https://doi.org/10.1109/iprecon49514.2020.9315274>
3. Nicolson, M., Fell, M., Huebner, G. (2018). Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97, 276–289. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.040>
4. Product manual REACT-3.6/4.6-TL (from 3.6 to 4.6 kW). ABB solar inverters. URL: [https://seasolargroup.com/wp-content/uploads/2018/08/REACT-3.6\\_4.6-TL-Product-manual-EN-RevBM0000025BG.pdf](https://seasolargroup.com/wp-content/uploads/2018/08/REACT-3.6_4.6-TL-Product-manual-EN-RevBM0000025BG.pdf)

5. Conext SW. Hybrid Inverter. URL: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61645-conext-sw/>
6. Ma, T.-T. (2012). Power Quality Enhancement in Micro-grids Using Multifunctional DG Inverters. Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists. Vol. II, IMECS 2012. Hong Kong, 996–1001.
7. Vigneys, T., Kumarappan, N. (2017). Grid interconnection of renewable energy sources using multifunctional grid-interactive converters: A fuzzy logic based approach. *Electric Power Systems Research*, 151, 359–368. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.06.010>
8. Guerrero-Martinez, M., Milanés-Montero, M., Barrero-Gonzalez, F., Miñambres-Marcos, V., Romero-Cadaval, E., Gonzalez-Romera, E. (2017). A Smart Power Electronic Multiconverter for the Residential Sector. *Sensors*, 17 (6), 1217. doi: <https://doi.org/10.3390/s17061217>
9. Roncero-Clemente, C., Gonzalez-Romera, E., Barrero-Gonzalez, F., Milanés-Montero, M. I., Romero-Cadaval, E. (2021). Power-Flow-Based Secondary Control for Autonomous Droop-Controlled AC Nanogrids With Peer-to-Peer Energy Trading. *IEEE Access*, 9, 22339–22350. doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3056451>
10. Slama, F., Radjeai, H., Mouassa, S., Chouder, A. (2021). New algorithm for energy dispatch scheduling of grid-connected solar photovoltaic system with battery storage system. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 1, 27–34. doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.1.05>
11. Mellit, A., Pavan, A. M., Lugi, V. (2021). Deep learning neural networks for short-term photovoltaic power forecasting. *Renewable Energy*, 172, 276–288. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.166>
12. Forecast.Solar. URL: <https://forecast.solar/>
13. Iyengar, S., Sharma, N., Irwin, D., Shenoy, P., Ramamritham, K. (2014). SolarCast - an open web service for predicting solar power generation in smart homes. Proceedings of the 1st ACM Conference on Embedded Systems for Energy-Efficient Buildings. doi: <https://doi.org/10.1145/2674061.2675020>
14. Sangrody, H., Zhou, N., Zhang, Z. (2020). Similarity-Based Models for Day-Ahead Solar PV Generation Forecasting. *IEEE Access*, 8, 104469–104478. doi: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2999903>
15. Michaelson, D., Mahmood, H., Jiang, J. (2017). A Predictive Energy Management System Using Pre-Emptive Load Shedding for Islanded Photovoltaic Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64 (7), 5440–5448. doi: <https://doi.org/10.1109/tie.2017.2677317>
16. Traore, A., Taylor, A., Zohdy, M. A., Peng, F. Z. (2017). Modeling and Simulation of a Hybrid Energy Storage System for Residential Grid-Tied Solar Microgrid Systems. *Journal of Power and Energy Engineering*, 05 (05), 28–39. doi: <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.55003>
17. Shavolkin, O., Shvedchikova, I., Kravchenko, O. (2019). Three-phase Grid Inverter for Combined Electric Power System with a Photovoltaic Solar Battery. 2019 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES). doi: <https://doi.org/10.1109/mees.2019.8896661>

18. Shavolkin, O., Shvedchykova, I. (2020). Improvement of the Three-Phase Multifunctional Converter of the Photoelectric System with a Storage Battery for a Local Object with Connection to a Grid. 2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP). doi: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240789>
19. Sotnyk, I., Zavdovyeva Y., Zavdovyev, A. (2014). Multi-rate Tariffs in the Management of Electricity Demand. Mechanism of Economic Regulation, 2, 106–115. URL: [https://mer.fem.sumdu.edu.ua/content/acticles/issue\\_21/IRYNA\\_M\\_SOTNYK\\_YULIA\\_N\\_ZAVDOVYEVA\\_ALEXANDER\\_I\\_ZAVDOVYEV\\_Multi\\_Rate\\_Tariffs\\_in\\_the\\_Management\\_of\\_Electricity\\_Demand.pdf](https://mer.fem.sumdu.edu.ua/content/acticles/issue_21/IRYNA_M_SOTNYK_YULIA_N_ZAVDOVYEVA_ALEXANDER_I_ZAVDOVYEV_Multi_Rate_Tariffs_in_the_Management_of_Electricity_Demand.pdf)
20. OPzV12-100 (12V100Ah). Hengyang Ritar Power CO.,LTD. URL: <https://www.ritarpower.com/uploads/ueditor/spec/OPzV12-100.pdf>
21. Shavolkin, O., Shvedchykova, I. (2020). Improvement of the multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object with connection to a grid. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek). Kharkiv, 287–292.
22. Shavolkin, O., Shvedchykova, I. (2018). Forming of Current of the Single-Phase Grid Inverter of Local Combined Power Supply System with a Photovoltaic Solar Battery. 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS). doi: <https://doi.org/10.1109/ieps.2018.8559540>
23. Shavelkin, A., Jasim, J. M. J., Shvedchykova, I. (2019). Improvement of the current control loop of the single-phase multifunctional grid-tied inverter of photovoltaic system. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 6 (5 (102)), 14–22. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.185391>
24. Photovoltaic geographical information system. URL: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#SA](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#SA)
25. Shavelkin, A., Shvedchykova, I. (2020). Management of generation and redistribution electric power in grid-tied photovoltaic system of local object. Tekhnichna Elektrodynamika, 4, 55–59. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.055>