

А.А. Шавѐлкин, J. Gerlici, И.А. Шведчикова, К. Kravchenko, Г.В. Кругляк

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ ПОДКЛЮЧЕННОЙ К СЕТИ С МНОГОЗОННОЙ ТАРИФИКАЦИЕЙ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С АККУМУЛЯТОРОМ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЛОКАЛЬНОГО ОБЪЕКТА

Удосконалено принципи управління і перерозподілу енергії, яка накопичується в акумуляторній батареї, в фотоелектричній системі локального об'єкта, підключеного до мережі з багатозонною тарифікацією при виключенні генерації енергії в мережу. За рахунок енергії батареї в найбільш навантажені пікові години та частково в денний час система працює автономно і не залежить від можливих спотворень якості електроенергії в мережі. Запропоновано сценарії рекомендованого графіка навантаження відповідно до відношення прогнозованого значення денної генерації енергії фотоелектричної батареї до її можливого максимального значення. Запропоновано методичку розрахунку рекомендованого навантаження з поточним корегуванням за фактичною генерацією і ступенем заряду батареї, що дозволяє врахувати відхилення фактичної генерації фотоелектричної батареї від прогнозного значення і фактичного навантаження від рекомендованого. Розроблено імітаційну модель енергетичних процесів в системі з корегуванням значення рекомендованого навантаження. Працездатність запропонованих рішень підтверджено моделюванням в Matlab і на експериментальній установці на базі стандартного гібридного інвертора. Отримані рішення є основою для проектування нових і модернізації існуючих фотоелектричних систем локальних об'єктів з використанням програмно-технічних комплексів управління електроспоживанням. Бібл. 18, рис. 4.

Ключові слова: багатозонний тариф, перерозподіл енергії, ступінь заряду акумулятора, ШИМ, сценарії рекомендованого навантаження з поточним корегуванням, моделювання.

Усовершенствованы принципы управления и перераспределения энергии, накапливаемой в аккумуляторной батарее, в фотоэлектрической системе локального объекта, подключенного к сети с многозонной тарификацией при исключении генерации энергии в сеть. За счет энергии батареи в наиболее нагруженные пиковые часы и частично в дневное время система работает автономно и не зависит от возможных нарушений качества электроэнергии в сети. Предложено сценарии рекомендованного графика нагрузки в соответствии с отношением прогнозируемого значения дневной генерации энергии фотоэлектрической батареи к ее возможному максимальному значению. Предложена методика расчета рекомендованной нагрузки с текущей корректировкой по фактической генерации и степени заряда батареи, что позволяет учесть отличия фактической генерации фотоэлектрической батареи от прогнозного значения и фактической нагрузки от рекомендованной. Разработана имитационная модель энергетических процессов в системе с корректировкой значения рекомендованной нагрузки. Работоспособность предложенных решений подтверждена моделированием в Matlab и на экспериментальной установке на базе стандартного гибридного инвертора. Полученные решения являются основой для проектирования новых и модернизации существующих фотоэлектрических систем локальных объектов с использованием программно-технических комплексов управления электропотреблением. Библ. 18, рис. 4.

Ключевые слова: многозонный тариф, перераспределение энергии, степень заряда аккумулятора, ШИМ, сценарии рекомендованной нагрузки с текущей корректировкой, моделирование.

Введение. «Зеленая» энергетика и, в первую очередь, фотоэлектрические системы (ФЭС) получают все большее распространение в современных условиях. Это касается и «малой» энергетике, в частности, субъектов хозяйственной деятельности – локальных объектов (ЛО) различного назначения. При этом использование комбинированных (гибридных) ФЭС с аккумуляторной батареей (АКБ) и подключением к распределительной сети (РС) позволяет: повысить надежность электроснабжения за счет функции бесперебойного питания в условиях отключений напряжения при использовании солнечной генерации и энергии АКБ; повысить потребляемую мощность ЛО, особенно это актуально при наличии лимита на мощность от энергосистемы, когда использование ФЭС дешевле, чем строительство новой линии электропередачи и оборудования подключения к РС.

Заинтересованность в продаже электроэнергии по «зеленому» тарифу наряду с обеспечением собственных нужд не является определяющей для ЛО, что связано с завышением мощности ФЭС и с необходимостью оформления разрешительных документов. К тому же подходы к «зеленым» тарифам меняются, а сами тарифы уменьшаются [1]. В этом плане многообещающим является принятый в мировой практике подход, когда потребитель является просьюмером [2], и энергия потребляется там, где она генерируется. Это частично снимает

проблемы с управлением генерацией в энергосистеме и необходимостью обеспечения баланса энергии.

Эффективность внедрения ФЭС для субъектов хозяйственной деятельности определяется в соответствии с приростом производства продукции и улучшением условий работы. Вместе с тем внедрение таких систем должно обеспечивать снижение затрат на оплату потребления электроэнергии из РС особенно с учетом постоянного роста тарифов. Перспективным является использование ФЭС с АКБ при подключении к РС с многозонной тарификацией с перераспределением энергии между тарифными зонами [3-5].

О реальной потребности в таких ФЭС свидетельствует то, что на электротехническом рынке широко представлены готовые решения [6-8] и разработки «гибридных» инверторов. Эти решения представляют современные программно-технические комплексы: с питанием ЛО от автономного инвертора напряжения (АИН) и переключением нагрузки ЛО к РС (байпас) при недостаточной генерации фотоэлектрической батареи (ФБ) и энергии АКБ; с сетевым инвертором (СИ), когда нагрузка и СИ работают параллельно с РС. Данные решения предназначены для использования в одноставочном тарифе, имеют развитый интерфейс с возможностью дистанционного контроля параметров, например, с выводом на смартфон. Имеют

возможность перенастройки параметров, однако все осуществляет оператор, и эффективное их применение требует опыта и навыков. Отсутствуют функции формирования рекомендаций и автоматической настройки согласно прогнозу погоды.

Цикл работы гибридных инверторов предусматривает питание нагрузки ЛО от ФБ с подзарядом АКБ, при недостаточной энергии ФБ используется энергия АКБ. При снижении степени заряда АКБ до порогового значения осуществляется переход в режим байпас, и нагрузка ЛО подключается к РС с зарядом АКБ (от ФБ и РС); при достаточности энергии АКБ питание ЛО вновь осуществляется от АКБ. Совершенствование ФЭС в условиях многозонной тарификации связано с привязкой переключений режимов работы к часам тарифных зон, управлением поступлением энергии от ФБ и зарядом АКБ. При этом появляется возможность исключения потребления энергии во время пиковых нагрузок [4, 5], исключается разряд заряженной с ночи АКБ (по ночному тарифу) в утренние часы до утреннего пика, а также обеспечивается заряд АКБ до вечернего пика.

В реальных условиях при использовании изношенных и перегруженных РС преимущество имеет вариант с АИН, который в случае исключения потребления энергии из РС во время пиковых нагрузок и в течение светового времени обеспечивает автономное функционирование ЛО. При этом качество напряжения ЛО определяется АИН, что будет способствовать нормальному функционированию ЛО в случае ухудшения качества напряжения РС. При использовании СИ, работающего параллельно с РС, переключение в автономный режим можно осуществить отключением от РС.

В решениях ФЭС с гибридными инверторами рассматривается использование АКБ, энергоемкость W_B которой изменяется в широких пределах – $W_B = 1-4.8$ кВт·час для ФБ с мощностью $P_F=1$ кВт. Очевидно, что значение W_B определяется алгоритмом функционирования системы. В тоже время стоимость АКБ значительна и требует обоснования из условия достаточности.

Перспективным выглядит использование суточного метеопрогноза с формированием рекомендаций по графику нагрузки ЛО $P_L(t)$, что позволит планировать режимы функционирования и обеспечивать снижение потребления энергии из РС в более дорогие тарифы. Появляется возможность автоматической настройки соответственно сезону и прогнозу. Используются различные подходы с использованием данных метеосайтов [9]. Интересным и современным решением является прогнозирование с использованием нейронных сетей [10, 11]. Вместе с тем наличие самого точного прогноза не решает вопроса эффективного использования энергии ФБ и АКБ без привязки к нему $P_L(t)$. И здесь уместным выглядит использование системы с формированием рекомендованного в соответствии с прогнозом графика $P_{LR}(t)$ нагрузки при различных сценариях работы. Поскольку обеспечить точное соответствие нагрузки $P_{LR}(t)$ невозможно, целесообразным является использование текущей корректировки $P_{LR}(t)$. Корректировка может осуществляться по фактическим параметрам ФЭС. Этот вопрос требует дополнительного изучения. При этом достаточной для эффективной корректировки может быть точ-

ность прогноза генерации ФБ $P_{PI}(t)$ на уровне данных метеосайта [12].

Эффективным инструментом для исследования возможностей управления энергетическими процессами в ФЭС является имитационное моделирование [13-15]. При этом введении дополнительных элементов позволяет оценить возможности и эффективность коррекции графика нагрузки $P_{LR}(t)$ при различных отклонениях фактической $P_{PIF}(t)$ и прогнозируемой $P_{PIP}(t)$ генерации ФБ.

Целью работы является совершенствование принципов управления фотоэлектрической системой с аккумуляторной батареей и автономным функционированием в дневные часы для локального объекта, подключенного к сети с многозонной тарификацией при исключении генерации энергии в сеть.

Необходимо решить следующие задачи:

- изучить возможность использования ограниченного количества сценариев работы с рекомендованным графиком нагрузки на основе прогноза генерации ФБ с текущей корректировкой по фактическим значениям генерации и степени заряда АКБ;
- разработать имитационную модель системы для исследования энергетических процессов в суточном цикле с использованием коррекции рекомендованной нагрузки;
- выполнить экспериментальную проверку на базе стандартного гибридного инвертора.

Структура силовых цепей ФЭС. Структура ФЭС с АКБ (на примере однофазного варианта реализации ФЭС, рис. 1) базируется на стандартном подходе и содержит: автономный инвертор (VSI) с выходным LC фильтром, ФБ (PV), АКБ (SB), нагрузку Load, РС (G) и коммутационные аппараты. ФБ подключается ко входу АИН через повышающий преобразователь постоянного напряжения DC/DC1 с реализацией функции поиска точки максимальной мощности (Maximum Power Point Tracking – MPPT), АКБ через – DC/DC2 (контроллер заряда) с двухсторонней проводимостью. В качестве исходного рассмотрен вариант с использованием гибридного инвертора типа Axioma Energy ISMPPT 3000 (3 кВА). Нагрузка ЛО подключена к выходу АИН и через контактор K1 с симистором VS – к РС. АИН с ШИМ и выходным фильтром используется в качестве источника синусоидального напряжения, а при подключении нагрузки к сети – в режиме заряда АКБ. K1 нужен для отключения ФЭС от РС при исчезновении в ней напряжения (аварийный режим). VS используется для исключения паузы при подключении к РС при восстановлении в ней напряжения (сначала замыкается K1, и после синхронизации напряжения АИН u_C с напряжением сети u_g включается симистор). Для отключения ФБ используется реле K2. Датчики напряжения и тока на рис. 1 не показаны.

Рассмотрим работу ФЭС в суточном цикле с автономным функционированием при достаточности энергии ФБ и АКБ для потребления нагрузки ЛО и переключением на байпас, когда энергии ФБ и АКБ недостаточно. Вариант графика нагрузки $P_L(t)$ показан на рис. 2 (зоны байпаса выделены цветом). Приняты следующие условные зоны и относительные тарифы: дневной $T_d=1$ ($t_2=11.00 - t_3=20.00$), ночной $T_n=0.4$ ($t_6=22.00 - t_1=7.00$), пиковый утренний $T_m=1.5$ ($t_1=7.00 - t_2=11.00$) и вечерний $T_e=1.5$ ($t_5=20.00 - t_6=22.00$). В данном случае рассмотрен неблагоприятный вариант, когда пиковые нагрузки смещены на часы минимальной генерации ФБ.

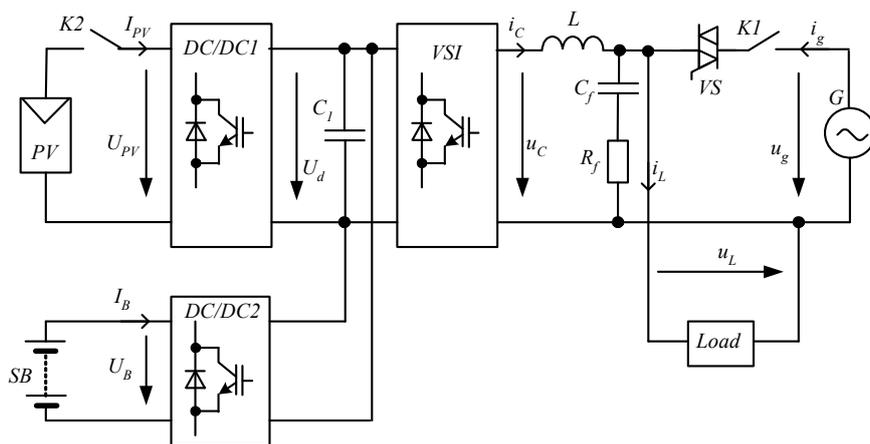


Рис. 1. Структура силовых цепей ФЭС

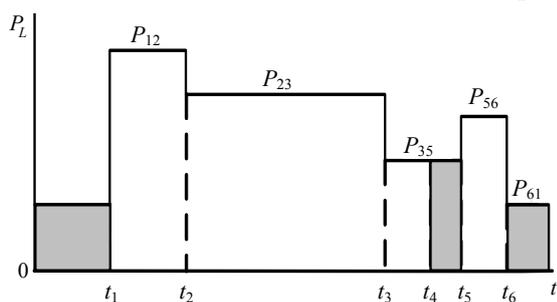


Рис. 2. Зависимость $P_L(t)$

При этом нужно учитывать особенности зарядных характеристик АКБ. В стандартном решении используется заряд в три стадии [16, 17]. При этом «активной» является первая стадия при степени заряда SOC (SOC – state of charge) АКБ $Q^* = 100 \cdot Q / Q_r \leq 80\%$ (Q и Q_r – соответственно, текущее и номинальное значение), когда ток заряда I_B для различных типов АКБ может изменяться от 0 до $I_{Bmax} = (2 \div 3) I_{Br} = (0.2 \div 0.3) C_B$ (C_B – емкость АКБ, $I_{Br} = 0.1 C_B$ – номинальное значение). При дальнейшем заряде ток значительно уменьшается и, соответственно, снижается способность АКБ принимать энергию.

Глубина разряда DOD (DOD – depth of discharge) и количество циклов разряда n_{rc} при этом определяют срок службы АКБ. Обычно приемлемая DOD не превышает 30-50%. Таким образом, DOD необходимо контролировать, ограничивать (не ниже 50%) и поддерживать SOC в активной зоне, например, 75-80%. Это возможно с использованием релейного регулятора, воздействующего на реле K2 (рис. 1) с отключением ФБ. Это касается интервала времени, когда $P_{PV} > P_L$ и возможен заряд АКБ с использованием энергии ФБ. В предвечернее время, когда $P_{PV} \leq P_L$, при снижении Q^* до заданного значения Q^*_d нагрузка и инвертор подключаются к РС с зарядом АКБ от ФБ и сети.

Автономная работа ФЭС при ограниченной емкости АКБ также накладывает дополнительное ограничение – необходимость снижения генерации СБ, когда ее энергия является избыточной и ее некуда девать.

Исходим из данных по генерации ФБ $P_{PV}(t)$ 1 кВт в условиях Киева по архивным данным [18]. В качестве показателя эффективности ФЭС используем упрощенный показатель $k_E = C_1 / C_2$ (C_1 и C_2 – стоимость электроэнергии, потребляемой ЛО, и стоимость электроэнергии, потребляемой из РС). Рассмотрим различные варианты графиков нагрузки ЛО при постоянной генерации $P_{PV}(t)$ и при изменении емкости АКБ. Энергия

W_{Bf} , отдаваемая АКБ с учетом КПД η_B АКБ и КПД η_C преобразователя – $W_{Bf} = W_B \eta_B \eta_C$ ($W_B = U_B C_B$, U_B – напряжение АКБ). Принимаем значения W_{Bf} от 1 кВт·час до 4.8 кВт·час. Рассматриваем вариант использования свинцово-кислотных АКБ типа OPzV12-100 (12 V, 100 Ah), которые при DOD до 50% предусматривают не менее 2500 циклов разряда. При двухчасовом разряде при $U_B = 1.85$ В, $I_B = 29.5$ А мощность разряда 57.6 Вт, и, соответственно, $\eta_B = 0.947$ [17]. При этом АКБ используется в активной зоне заряда до $Q^* = 80\%$ и только в часы, предшествующие пиковым часам, возможен заряд АКБ от сети свыше 80%.

Режим работы с постоянной нагрузкой с 7.00 до 20.00. В вечернее время при снижении генерации ФБ неизбежно подключение к РС в момент t_4 . Принимаем контрольные значения $Q^*_1 = 95\%$, $Q^*_5 = 85\%$, $Q^*_4 = 62\%$, $Q^*_{min} \geq 50\%$. В соответствии с [17] длительность заряда АКБ с $Q^*_4 = 62\%$ до $Q^*_5 = 83-85\%$ составляет примерно $\Delta t = 2.5$ часа, соответственно, $t_4 = 17.30$.

В часы вечернего пика (t_5, t_6) при $\Delta Q^*_{56} = Q^*_5 - Q^*_{min}$ значение мощности P_{56} нагрузки можно принять из условия обеспечения двухчасового разряда ($t_{56} = 2$ ч)

$$P_{56} = \frac{\Delta Q^*_{56} W_{Bf}}{(t_6 - t_5) 100} \quad (1)$$

Для интервала (t_1, t_4) $\Delta Q^*_{14} = Q^*_1 - Q^*_4$, W_{PV14} – энергия, генерируемая ФБ на интервале (t_1, t_4) в соответствии с $P_{PV}(t)$, и мощность нагрузки $P_L = P_{14} = P_{15}$

$$W_{B14} = \frac{\Delta Q^*_{14} W_{Bf}}{(t_4 - t_1) 100} \quad (2)$$

$$P_{14} = \frac{W_{B14} + W_{PV14} \eta_C}{t_4 - t_1} \quad (3)$$

Чтобы исключить глубокий разряд АКБ ($Q^*_{2} \geq 62\%$) в часы утреннего пика (t_1, t_2) аналогичный расчет выполняется для P_{12} . В качестве P_L принимается меньшее значение мощности.

При заряде АКБ от сети потребляется энергия:

- на интервале (t_6, t_1) – $W_{BC} = 0.01 \Delta Q^*_{61} W_{Bf}$;
- на интервале (t_4, t_5) – $W_{BC45} = 0.01 \Delta Q^*_{45} W_{Bf}$.

Часть энергии АКБ компенсируется энергией W^1_{PV45} , генерируемой ФБ в это время – $W^1_{PV45} = W_{PV45} \eta_B \eta_C$ (к t_1 АКБ практически заряжен, и энергия ФБ не используется).

Принимаем ночную нагрузку ЛО $P_{LN} = P_{14} / 3$. Тогда

$$k_E = \frac{0.4(t_6 - t_1) P_{LN} + 1.5[P_L(t_2 - t_1) + P_{56}(t_6 - t_5)] + P_L(t_5 - t_2)}{0.4(t_6 - t_1) P_{LN} + 0.4 W_{BC} + 1.0 W_{BC45} + P_L(t_5 - t_4) - W^1_{PV45}}$$

Значения показателя k_E при $W_{PVC} = \text{const}$ (W_{PVC} – общая энергия, генерируемая ФБ) с увеличением W_B снижаются. Так, при $W_B=1828$ Вт·час – $k_E=3.45$, при увеличении емкости в 1.5 раза ($W_B=2742$ Вт·час) – $k_E=3.4$, при увеличении емкости в 2 раза ($W_B=3656$ Вт·час) – $k_E=3.17$. При $W_B=2742$ Вт·час значения $Q^*_2=Q^*_4$, т.е. имеет место баланс энергии, генерируемой ФБ и потребляемой нагрузкой. При меньшей емкости АКБ значения $Q^*_2 < Q^*_4$ и имеет место избыток энергии ФБ после 11.00, что приводит к заряду АКБ $Q^*_2 \geq 80\%$ и необходимости регулирования поступления энергии от ФБ, т.е. энергия ФБ недоиспользуется. При большей емкости АКБ ситуация обратная и $Q^*_4 < Q^*_2$. При близких значениях k_E для $W_B=1828$ Вт·час и $W_B=2742$ Вт·час следует учитывать, что при $W_B=1828$ Вт·час значение мощности нагрузки $P_{12} \approx P_{AVD}$ (P_{AVD} – среднее за день значение мощности генерации ФБ), а в вечерний пик P_{56} практически вдвое ниже. При $W_B=2742$ Вт·час значение P_{56} близкое к P_{AVD} , а P_{12} превышает P_{AVD} , т.е. это значение емкости АКБ предпочтительнее.

Время солнечной активности для летнего периода ограничено $t_3=16.30$ и значение k_E можно увеличить (до $k_E=(4.1-4.6)$) при снижении P_L на интервале (t_3, t_5) . При этом увеличивается P_{13} . Однако возможности АКБ недоиспользуются в утренние пиковые часы.

Рассмотрим вариант $P_L(t)$ (рис. 2) при обеспечении максимального значения P_{12} и снижения нагрузки P_{35} . Это позволит сократить время байпаса до 1.5 часов ($t_4=18.30$), что достаточно для заряда АКБ на 10%. Полагаем, что $Q^*_1=95\%$, $Q^*_2=55\%$, $Q^*_3=78\%$ (меньше 80%), $Q^*_4=75\%$, $Q^*_5=85\%$.

Значения W_{B12} , W_{B23} , W_{B34} определяются в соответствии с (2), P_{12} , P_{23} , $P_{34}=P_{45}$ – в соответствии с (3), P_{56} – в соответствии с (1). Тогда

$$k_E = \frac{0.4(t_6-t_1)P_{LN} + 1.5[P_{12}(t_2-t_1) + P_{35}(t_6-t_5)] + P_{23}(t_3-t_2) + P_{34}(t_5-t_3)}{0.4(t_6-t_1)P_{LN} + 0.4W_{BC} + W_{BC45} + P_{45}(t_5-t_4) - W_{P145}}$$

По результатам расчета имеем такую же ситуацию относительно k_E при разных значениях емкости АКБ: $W_B=1828, 2742, 3656$ кВт·час, когда $k_E=5.47, 5.15, 4.73$. Исходя из возможности обеспечения близких к P_{AVD} значений P_{23} и P_{56} при увеличении P_{12} предпочтительнее АКБ с $W_B=2742$ кВт·час. Также АКБ должна быть способна принять энергию ФБ. Обычно допустимый ток заряда $I_B \leq (0.2 \pm 0.3)C_B$. Максимальное значение мощности ФБ для ясного дня июня [18] $P_{PV\max}=0.76P_{PV}$. АКБ с $W_B=2742$ Вт·час способна принять избыток энергии ФБ при $P_L \geq 0.42P_{PVAD}$ и токе $I_B=0.2C_B$, а при $I_B=0.277C_B$ – даже при $P_L=0$. Таким образом, принято P_{PV} : $W_B=1:2.74$.

Солнечная генерация зависит от сезона года и погодных условий, и рекомендуемую нагрузку тоже нужно менять. На первой стадии разработки рассмотрено три сценария $P_{LR}(t)$, которые определяются по соотношению $w=W_{PVP}/W_{PVP\max}$ (W_{PVP} – энергия, генерируемая ФБ на текущий день по прогнозу, $W_{PVP\max}$ – максимальное значение генерации ФБ по статистическим данным в ясный летний день). При мощности ФБ 1 кВт в условиях Киева [18] согласно $W_{PVP\max}$ среднее за сутки значение мощности составляет $P_{PVC} \approx 250$ Вт, за день $P_{AVD}=500$ Вт. Если $w \geq 0.7$ избирается сценарий нагрузки CS1, если $0.7 > w \geq 0.4$ – CS2, если $0.4 > w$ – CS3.

Сценарий CS1 ориентирован на максимальное использование энергии ФБ и АКБ в пиковые часы и в

дневное время (рис. 2), расчет значений мощности рассмотрен выше.

Цель сценария CS2 увеличить среднюю мощность нагрузки в дневное время при определенном увеличении продолжительности байпаса в вечернее время с 17.30 (t_4) до 20.00. При этом имеем три ступени изменения нагрузки: $(t_1, t_3=16.30)$, (t_3, t_5) , (t_5, t_6) . Принимаем значение $P_{35}=0.7P_{13}$, $Q^*_4=62\%$, $Q^*_1=95\%$. Энергия, потребляемая на интервале (t_1, t_4) нагрузкой, $W_{L14}=P_{13}(t_3-t_1)+0.7P_{13}(t_4-t_3)=P_{13}[(t_3-t_1)+0.7(t_4-t_3)]$. Значение $W_{L14}=\eta_C W_{PVP14}+W_{B14}$. Также определяется значение P_{12} из условия $\Delta Q^*_{12} \leq 40\%$. Соответственно, должно выполняться условие $P_{13} \leq P_{12}$. Значение P_{56} определяется по (1). Таким образом, до 17.30 используется 1/3 энергии АКБ ($\Delta Q^*_{14}=33\%$), которая добавляется к энергии ФБ, что при $w=0.7$ позволяет обеспечить среднее значение мощности нагрузки на уровне $0.8P_{AVD}$, при $w=0.4$ – на уровне $0.5P_{AVD}$.

В сценарии CS3 преобладает байпас, и реально исключение потребления энергии из РС в пиковые часы за счет энергии АКБ. График нагрузки аналогичный CS2. Принимать P_{LR} по расчету нет смысла, поскольку это значение является малым. Поэтому значение P_{12} принимается на уровне $P_{12}=0.5P_{AVD}$ при осознанном увеличении расходов на оплату электроэнергии. Также в дневное время вводятся ограничения $Q^* \geq 60\%$, поскольку в случае аварийного отключения РС при малой генерации ФБ можно в ночное время остаться без электроэнергии. Значение P_{56} определяется по (1). В ясный зимний день при $w \approx 0.3$ в полуденные часы P_{PV} превышает значение P_{AVD} , поэтому в это время ФЭС работает автономно.

Основой для формирования рекомендованного графика нагрузки является метеопрогноз, который в течение дня может меняться, прогнозируемые значения P_{PVP} отличаются от фактической генерации P_{PVF} . Значения, которые может принимать фактическая нагрузка ЛО, имеют определенную дискретность и не могут точно соответствовать рекомендациям, также следует учитывать и особенности функционирования ЛО. Таким образом, возникает необходимость текущей корректировки рекомендаций, что возможно на базе значений P_{PVP} и P_{PVF} , а также фактической степени заряда Q^*_F .

Используется усредненное значение P_{PVPi} на интервале 5-10 мин, предшествующем моменту времени t_i , когда вносится коррекция. Определяется значение $P_i = P_{PVFi}/P_{PVPi}$ (P_{PVPi} – значение на момент t_i). Значение энергии ФБ на соответствующей ступени $P_{LR}(t)$, начиная с t_i , принимается равным $W_{PVi} = P_i W_{PVPi}$ (W_{PVPi} – прогнозируемое значение). Значение $P_{LR}(t)$ пересчитывается по соответствующим текущей ступени графика выражениям (1) – (3). В следующей точке корректировки t_{i+1} процедура аналогичная.

Для проверки эффективности данного метода разработана имитационная модель энергетических процессов в ФЭС с использованием блока корректировки рекомендованной нагрузки (Correction Load Unit – CLU). При этом предусмотрена возможность корректировки нагрузки ЛО в пошаговом режиме с использованием программируемой паузы и последующим продолжением моделирования. Шаг коррекции 0.5 ч. CLU включает в себя набор устройств выборки – хранения с шагом 0.5 ч для измерения значений P_{PVF} , P_{PVP} , Q^*_F . Расчет $P_{LR}(t)$ производится по выражениям, соответствующим выбранному сценарию.

Значения W_{PVP} для соответствующих точкам коррекции 7.00, 7.30, ...20.00 интервалам времени (например, для точки 7.30 в сценарии CS1 это интервал (7.30 – 11.00)), длительности интервалов (в данном случае $t_2-t_1=3.5$ ч), а также контрольные значения Q^*_{C} по интервалам (в данном случае $Q^*_{C}=Q^*_2=55$ %) задаются в табличной форме. Также в табличной форме задаются зависимости $P_{PVP}(t)$ (по архивным данным [18] для г. Киева при $P_{PVI}=1$ кВт), $P_{PVF}(t)$ и $P_{LRI}(t)$ – рекомендованный график нагрузки по прогнозу на момент $t_1=7.00$. Коррекция P_L осуществляется непосредственно в таблице $P_{LRI}(t)$. Также рассчитывается значение k_E за сутки.

Модель АКБ выполнена по каталожным данным. Заряд АКБ с учетом потерь энергии $Q = Q_S + \int I_B \cdot dt$, где Q_S – начальное значение, $I_B^1 = I_B \eta_B$ – при заряде и $I_B^1 = I_B / \eta_B$ – при разряде АКБ. Значение I_B формируется в соответствии с зарядными характеристиками АКБ [17] в виде $I_B(Q^*)$. В режиме разряда введено ограничение допустимого значения I_{Brcmax} для 30 мин. Это реализовано при использовании регулируемого ограничения, когда верхний предел задается $I_B(Q^*)$, а нижний I_{Brcmax} . Напряжение АКБ также задается в виде зависимости $U_B(Q^*)$. Значение I_B в автономном режиме

$$I_B = \frac{K_2 P_{PV} \cdot \eta_C - P_L}{U_B},$$

где K_2 – состояние реле ($K_2=1$, когда реле включено, и $K_2=0$, когда реле выключено).

Поскольку в автономном режиме поддерживается $Q^* \leq 80$ %, ограничение тока I_B отсутствует.

При подключении к сети (байпас)

$$I_B = \frac{P_{PV} \cdot \eta_C + P_{ga} \cdot \eta_C}{U_B},$$

где P_{ga} – мощность, потребляемая из сети, когда P_{PV} недостаточно для обеспечения заряда АКБ с заданным значением тока с учетом ограничения, задаваемого как $I_B(Q^*)$.

Значение K_2 задается релейным элементом, который переключается в состояние: $K_2=0$ при $P_{PV} \cdot \eta_C \geq P_L$ и условии $Q^* \geq 80$ %; $K_2=1$ при $P_{PV} \cdot \eta_C < P_L$ и условии $Q^* \leq 75$ %. Нагрузка подключается к сети при условии, что $20.00 \geq t \geq 12.00$, $P_{PV} \cdot \eta_C < P_L$, $Q^* \leq Q^*_d$, а также независимо от других факторов при $Q^* \leq 50$ %.

Результаты моделирования в Matlab. Рассмотрено использование коррекции на интервале (t_1, t_3). В идеальных условиях для ясного дня июня ($P_{PVF}(t)=P_{PVP}(t)$) и нагрузке $P_{LRI}(t)$ значение $k_E=5.63$. При незначительном расхождении значений $P_{PVF}(t)$ и $P_{PVP}(t)$ на отдельных интервалах времени (рис. 3) и $P_{LRI}(t)$ значение $k_E=4.91$. В случае коррекции мощности нагрузки (рис. 3) $k_E=5.302$.

При значении $P_{PVF}(t)=0.9P_{PVP}(t)$ и $P_{LRI}(t)$ $k_E=4.01$. При использовании коррекции (рис. 4) $k_E=5.098$. В случае, когда фактическая генерация выше $P_{PVF}(t) > P_{PVP}(t)$, особой необходимости в коррекции нет, поскольку k_E увеличивается, при $P_{PVF}(t)=1.15P_{PVP}(t)$ значение $k_E=5.735$. При использовании коррекции $k_E=6.206$.

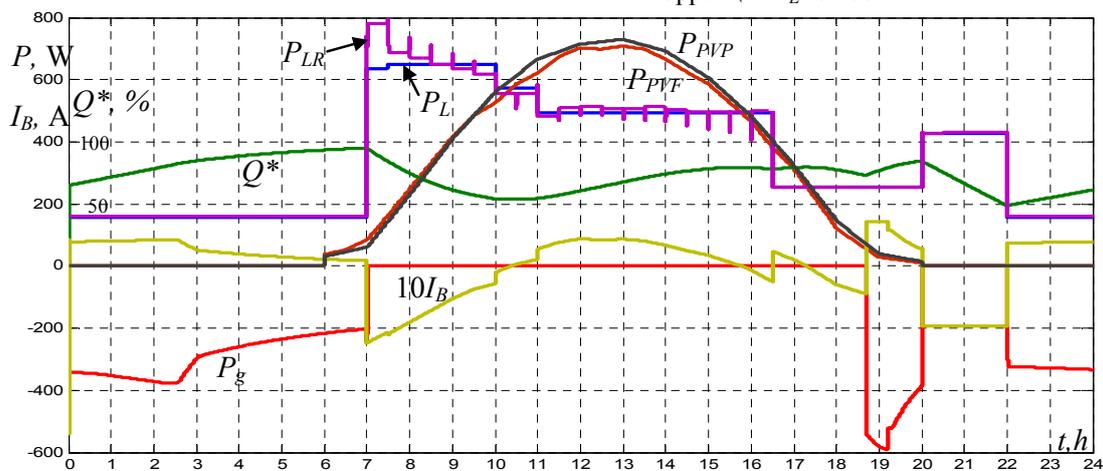


Рис. 3. Осциллограммы суточного цикла работы ФЭС

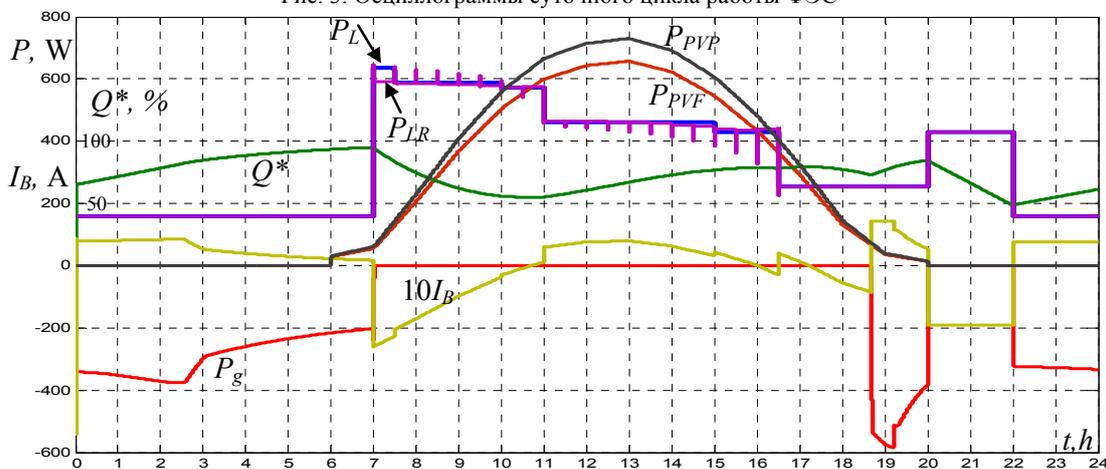


Рис. 4. Осциллограммы суточного цикла работы ФЭС при $P_{PVF}(t)=0.9P_{PVP}(t)$

В настоящее время изготовлена экспериментальная установка на базе гибридного инвертора Аxioma Energy ISMPPT 3000 (со встроенным MPPT контроллером для подключения ФБ и контроллером заряда АКБ) с разработанным программным модулем управления энергопотреблением. Проведены первые испытания с ФБ в условиях CS3 (по погодным условиям начала декабря), которые планируется продолжить (не ожидая лета) на экспериментальной установке при использовании электронного эмулятора ФБ.

Выводы. Ключевым для обеспечения эффективности ФЭС является использование программно-технических комплексов, которые обеспечивают управление энергопотреблением, а также рекомендательные функции с их коррекцией. При этом субъекту – потребителю предоставляется информация, которая позволяет организовать энергопотребление на день вперед при снижении затрат на оплату электроэнергии. При отсутствии реакции на рекомендации система сохраняет работоспособность, исключая разряд АКБ ниже установленного уровня. Рассмотренные в статье подходы можно использовать и при другом графике тарифных зон в часы пиковых нагрузок.

Предложенные решения могут быть использованы при разработке новых и модернизации существующих ФЭС с гибридными инверторами при подключении их к сети с многозонной тарификацией. Рассмотренное решение не предполагает параллельную работу инвертора с РС. Это ограничивает возможности его применения, поскольку мощность нагрузки зависит от солнечной генерации. Поэтому дальнейшим развитием работы является совершенствование принципов реализации ФЭС с использованием сетевого инвертора, когда питание нагрузки осуществляется от АИН и РС.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text> (Дата звернення: 15.08.2020).
2. Rao V.H., Selvan M.P. Prosumer participation in a transactive energy marketplace: a game-theoretic approach. *2020 IEEE International Power and Renewable Energy Conference*, Karpnagappally, India, 2020, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/iprecon49514.2020.9315274>.
3. Moira L. Nicolson, Michael J. Fell, Gesche M. Huebner. Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, December 2018, vol. 97, pp. 276-289. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.040>.
4. Shavelkin A., Shvedchykova I. Management of generation and redistribution electric power in grid-tied photovoltaic system of local object. *Technical electrodynamics*, 2020, no. 4, pp. 55-59. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.055>.
5. El-Hendawi M., Gabbar H.A., El-Saadu G., Ibrahim E.-N. A. Optimal operation and battery management in a grid-connected microgrid. *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 2018, vol. 8, no. 1, 195-206. doi: <https://doi.org/10.1080/22348972.2018.1528662>.
6. Гибридный сетевой инвертор Growatt Hybrid 10000 HY. Режим доступу: [https://alfa.solar/ru/gibridnyi-setevoj-invertor-](https://alfa.solar/ru/gibridnyi-setevoj-invertor-growatt-hybrid-10000-hy-id494.html)

[growatt-hybrid-10000-hy-id494.html](https://alfa.solar/ru/gibridnyi-setevoj-invertor-growatt-hybrid-10000-hy-id494.html) (Дата звернення: 15.08.2020).

7. Conext SW. Hybrid Inverter. Режим доступу: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61645-conext-sw/> (Дата звернення: 15.08.2020).

8. ABB solar inverters. Product manual REACT-3.6/4.6-TL (from 3.6 to 4.6 kW). Режим доступу: https://www.x-win.it/wp-content/uploads/2017/03/REACT-3.6_4.6-TL-Product-manual-EN-RevBM0000025BG.pdf (Дата звернення: 15.08.2020).

9. Шведчикова І.О., Кравченко О.П., Романченко Ю.А., Козаков Е.В. Розробка бази даних для прогнозування сонячної генерації в програмно-технічному комплексі управління електроспоживанням локального об'єкта. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*, 2020, № 1 (22), С. 55-61. doi: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-55-61>.

10. Каплун В.В., Штепа В.М., Макаревич С.С. Нейромережева модель прогнозування генерації електроенергії відновлювальними джерелами у системі енергоменеджменту локальних об'єктів. *Енергетика: економіка, технології, екологія*, 2019. № 2, С. 27-39. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2019.190002>.

11. Naderipour A., Abdul-Malek Z., Zahedi Vahid M., Mirzaei Seifabad Z., Hajivand M., Arabi-Nowdeh S. Optimal, Reliable and Cost-Effective Framework of Photovoltaic-Wind-Battery Energy System Design Considering Outage Concept Using Grey Wolf Optimizer Algorithm – Case Study for Iran. *IEEE Access*, 2019, vol. 7, pp. 182611-182623. doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2958964>.

12. Forecast. Solar. Режим доступу: <https://forecast.solar/> (Дата звернення: 15.08.2020).

13. Traore A., Taylor A., Zohdy M., Peng F. Modeling and Simulation of a Hybrid Energy Storage System for Residential Grid-Tied Solar Microgrid Systems. *Journal of Power and Energy Engineering*, 2017, vol. 5, no. 5, pp. 28-39. doi: <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.55003>.

14. Barelli L., Bidini G., Bonucci F., Castellini L., Castellini S., Ottaviano A., Pelosi D., Zuccari A. Dynamic Analysis of a Hybrid Energy Storage System (H-ESS) Coupled to a Photovoltaic (PV) Plant. *Energies*, Feb. 2018, vol. 11, no. 2, p. 396. doi: <https://doi.org/10.3390/en11020396>.

15. Shavolkin O., Shvedchykova I., Demishonkova S. Simulation model of the photovoltaic system with a storage battery for a local object connected to a grid with multi-zone tariffication. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 368-372. doi: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9160112>.

16. Lawder M.T., Suthar B., Northrop P.W.C., De S., Hoff C.M., Leitermann O., Crow M.L., Santhanagopalan S., Subramanian V.R. Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. *Proceedings of the IEEE*, Jun. 2014, vol. 102, no. 6, pp. 1014-1030. doi: <https://doi.org/10.1109/jproc.2014.2317451>.

17. DG12-100 (12V100Ah). Режим доступу: <https://www.ritarpower.com/products/176.html> (Дата звернення: 15.08.2020).

18. Photovoltaic geographical information system. Режим доступу: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#SA (Дата звернення: 15.08.2020).

REFERENCES

1. Pro vnesennia zmin do deiakyykh zakoniv Ukrainy shchodo udoskonalennia umov pidtrymky vyrobnytstva elektrychnoi enerhii z alternatyvnykh dzherel enerhii: Zakon Ukrainy vid 21 lypnia 2020 r. № 810-IX [On amendments to some laws of Ukraine regarding the improvement of conditions for supporting the production of electrical energy from alternative energy sources: Law of Ukraine of July 21, 2020 No. 810-IX]. Available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text> (Accessed 15.08.2020). (Ukr).

2. Rao B.H., Selvan M.P. Prosumer participation in a transactive energy marketplace: a game-theoretic approach. *2020 IEEE International Power and Renewable Energy Conference*, Karunagappally, India, 2020, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/iprecon49514.2020.9315274>.

3. Moira L. Nicolson, Michael J. Fell, Gesche M. Huebner. Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, December 2018, vol. 97, pp. 276-289. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.040>.

4. Shavelkin A., Shvedchykova I. Management of generation and redistribution electric power in grid-tied photovoltaic system of local object. *Technical electrodynamics*, 2020, no. 4, pp. 55-59. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.055>.

5. El-Hendawi M., Gabbar H.A., El-Saad G., Ibrahim E.-N. A. Optimal operation and battery management in a grid-connected microgrid. *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 2018, vol. 8, no. 1, 195-206. doi: <https://doi.org/10.1080/22348972.2018.1528662>.

6. *Hybrid Grid Inverter Growatt Hybrid 10000 HY*. Available at: <https://alfa.solar.ru/gibridnyj-setevoj-invertor-growatt-hybrid-10000-hy-id494.html> (Accessed 15.08.2020). (Rus).

7. *Conext SW. Hybrid Inverter*. Available at: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61645-conext-sw/> (Accessed 15.08.2020).

8. *ABB solar inverters. Product manual REACT-3.6/4.6-TL (from 3.6 to 4.6 kW)*. Available at: https://www.x-win.it/wp-content/uploads/2017/03/REACT-3.6_4.6-TL-Product-manual-EN-RevBM0000025BG.pdf (Accessed 15.08.2020).

9. Shvedchykova I.O., Kravchenko O.P., Romanchenko J.A., Kozakov E.V. Development of a database for predicting the solar generation in the software and technical complex for the management of electrical supply of the local object. *Scientific papers of Donetsk National Technical University. Series: Electrical and Power Engineering*, 2020, no. 1 (22), pp. 55-61. (Ukr). doi: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2020-1-55-61>.

10. Kaplun V., Shtepa V., Makarevych S. Neuro-network model for providing electricity generation by renewable sources in energy management system of local object. *Power Engineering: Economics, Technique, Ecology*, 2019, no. 2, pp. 27-39. (Ukr). doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2019.190002>.

11. Naderipour A., Abdul-Malek Z., Zahedi Vahid M., Mirzaei Seifabad Z., Hajivand M., Arabi-Nowdeh S. Optimal, Reliable and Cost-Effective Framework of Photovoltaic-Wind-Battery Energy System Design Considering Outage Concept Using Grey Wolf Optimizer Algorithm – Case Study for Iran. *IEEE Access*, 2019, vol. 7, pp. 182611-182623. doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2958964>.

12. *Forecast. Solar*. Available at: <https://forecast.solar/> (Accessed 15.08.2020).

13. Traore A., Taylor A., Zohdy M., Peng F. Modeling and Simulation of a Hybrid Energy Storage System for Residential Grid-Tied Solar Microgrid Systems. *Journal of Power and Energy Engineering*, 2017, vol. 5, no. 5, pp. 28-39. doi: <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.55003>.

14. Barelli L., Bidini G., Bonucci F., Castellini L., Castellini S., Ottaviano A., Pelosi D., Zuccari A. Dynamic Analysis of a Hybrid Energy Storage System (H-ESS) Coupled to a Photovoltaic (PV) Plant. *Energies*, Feb. 2018, vol. 11, no. 2, p. 396. doi: <https://doi.org/10.3390/en11020396>.

15. Shavolkin O., Shvedchykova I., Demishonkova S. Simulation model of the photovoltaic system with a storage battery for a local object connected to a grid with multi-zone tariffication. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 368-372. doi: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9160112>.

16. Lawder M.T., Suthar B., Northrop P.W.C., De S., Hoff C.M., Leitermann O., Crow M.L., Santhanagopalan S., Subramanian V.R. Battery Energy Storage System (BESS) and Bat-

tery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. *Proceedings of the IEEE*, Jun. 2014, vol. 102, no. 6, pp. 1014-1030. doi: <https://doi.org/10.1109/jproc.2014.2317451>.

17. *DG12-100 (12V100Ah)*. Available at: <https://www.ritarpower.com/products/176.html> (Accessed 15.08.2020).

18. *Photovoltaic geographical information system*. Available at: https://re.jrc.ec.europa.eu/pyg_tools/en/tools.html#SA (Accessed 15.08.2020).

Поступила (Received) 08.11.2020

Принята (Accepted) 14.02.2021

Опубликована (Published) 05.04.2021

Шавелкин Александр Алексеевич¹, д.т.н., проф.,

Gerlici Juraj², Professor, Dr. Ing.,

Шведчикова Ирина Алексеевна¹, д.т.н., проф.,

Kravchenko Kateryna², PhD,

Кругляк Геннадий Витальевич¹,

¹ Киевский национальный университет технологий и дизайна, 01011, Киев, ул. Немировича-Данченко, 2,

e-mail: ishved89@gmail.com

² University of Žilina,

Univerzita 8215/1, SK 01026 Žilina, Slovak Republic,

e-mail: juraj.gerlici@fstroj.uniza.sk

kateryna.kravchenko@fstroj.uniza.sk

A.A. Shavelkin¹, J. Gerlici², I.O. Shvedchykova¹, K. Kravchenko², H.V. Kruhliak¹

¹ Kyiv National University of Technologies and Design,

2, Nemirovich-Danchenko Str., Kyiv, 01011, Ukraine.

² University of Žilina,

Univerzita 8215/1, SK 01026 Žilina, Slovak Republic.

Management of power consumption in a photovoltaic system with a storage battery connected to the network with multi-zone electricity pricing to supply the local facility own needs.

Purpose. Improving the principles of management of photovoltaic system with storage battery and with autonomous functioning during daylight hours for a local object, connected to the grid with multi-zone payment when excluding the generation of energy into the grid. **Methodology.** Modeling and analysis of energy processes in the photovoltaic system was performed using the Matlab software package. The simulation model of energy processes is based on calculated expressions taking into account the characteristics of the battery. Operability of the proposed solutions are confirmed on an experimental setup based on a standard hybrid inverter. **Results.** It's shown, that due to the battery energy during the most loaded peak hours and part of the daytime the system operates autonomously and does not depend on possible violations of the quality of electricity in the grid. Scenarios of the recommended load schedule are proposed in accordance with the ratio of the predicted value of the daily energy generation of the photovoltaic battery to its possible maximum value. A simulation model of energy processes in the system with the correction of the recommended load value was developed. **Originality.** A method of the recommended load calculation with current correction for the actual generation and degree of battery charge is proposed, which allows taking into account differences the actual generation of the photovoltaic battery from its predicted value and the actual load from the recommended one. **Practical value.** The obtained solutions are the basis for the design of new and modernization of existing photovoltaic systems of local objects using software and hardware complexes for power consumption management. References 18, figures 4.

Key words: multi-zone electricity pricing, energy redistribution, storage battery state of charge, PWM, recommended load scenarios with current correction, simulation.