

DOI

УДК 620.9

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА АПК

Ю.В. Даус, И. В. Юдаев

Реферат. Исследования проводили с целью предложить критерий технико-экономической оценки вариантов компоновки фотоэлектрических систем, позволяющий обеспечить потребителей электрической энергией себестоимостью ниже, чем действующий тариф в Единой электрической системе, и выполнить требования к окупаемости проектов в энергетике. Теоретической основой поиска экономически целесообразного варианта компоновки модулей фотоэлектрической системы служила математическая постановка задачи оптимизации с использованием следующего критерия: себестоимость вырабатываемой электрической энергии ниже или равна действующему тарифу энергосистемы на потребляемую электрическую энергию. При этом учитывалось требование, чтобы срок окупаемости проекта не превышал нормативного значения 8 лет. На примере перерабатывающего сельскохозяйственного предприятия, расположенного в Ростовской области, с учетом особенностей его застройки и режима инсоляции территории определили потребителей, на крышах которых возможно установить фотоэлектрические системы. Режим функционирования предполагает генерацию в рамках системы электроснабжения предприятия без генерации за точку балансовой принадлежности. Проанализированные изменения технико-экономических показателей фотоэлектрической системы при увеличении её мощности, если последняя работает с аккумулярованием электрической энергии и с учётом графика нагрузки, позволили выявить, что на территории предприятия можно установить 5 фотоэлектрических систем максимальной мощностью от 0,4 кВт до 71 кВт суммарной установленной мощностью 77,4 кВт. Но только для четырех из них выполняется предложенный критерий: срок окупаемости не более 8 лет (5,7...7,4 года), а себестоимость вырабатываемой электрической энергии (4,0...5,5 руб./кВт·ч) ниже действующего тарифа (8,3 руб./кВт·ч). Избыток выработки электрической энергии фотоэлектрическими системами, по сравнению с нагрузкой потребителей, на крыше которых они размещены, направлен в систему электроснабжения объекта АПК для электрообеспечения остальных потребителей, что позволяет в большей мере реализовать ресурс солнечной энергии в географической точке размещения объекта.

Ключевые слова: фотоэлектрическая система, объект АПК, себестоимость выработанной электрической энергии, срок окупаемости.

Введение. Технологические изменения, происходящие в России и в мире, оказывают влияние на многие отрасли экономики, в том числе на электроэнергетику. В последние годы обозначилась тенденция ухода потребителей от централизованного электроснабжения на основе углеводородного топлива. Это связано с широким распространением и удешевлением технологий генерации на основе возобновляемых источников энергии, систем накопления электроэнергии, а также с развитием систем интеллектуального учета [1]. Потребление традиционных (ископаемых) источников энергии в сельском хозяйстве увеличивает выбросы углекислого газа и, как следствие, вызывает ухудшение условий производства сельскохозяйственной продукции [2, 3, 4]. Применение фотоэлектрических систем позволяет организовать совместное производство и переработку сельскохозяйственной продукции и электрической энергии без выведения из оборота земель и угодий, снижая антропогенное влияние на эффективность агропромышленного комплекса [5, 6].

Совместное производство электрической энергии с использованием технологии фотоэлектрического преобразования солнечной энергии и аграрной продукции создает новую взаимосвязь между энергией, землей и водой, потенциально расширяя производственные

мощности и обеспечивая производство экологически безопасной продукции [7].

Технико-экономические показатели фотоэлектрической системы определяют в первую очередь применяемой технологией преобразования солнечной энергии в электрическую, стоимостью технических компонентов, производительностью системы и механизмами государственной поддержки [8, 9, 10].

Еще недавно, когда первые проекты фотовольтаики начинали внедрять в мировую электроэнергетику, стоимость производства электрической энергии на таких станциях и цена её продажи были относительно высокими относительно традиционных технологий генерации [11]. Для снижения себестоимости и повышения экономической конкурентоспособности технологии преобразования солнечной энергии в электрическую совершенствовались технология производства элементов системы, субсидировали наращивание производственных мощностей [12]. Процессы технического совершенствования в солнечной энергетике направлены на снижение стоимости фотоэлектрических модулей с целью уменьшения первоначальных инвестиционных затрат, повышение экономической эффективности, конкурентоспособности и инвестиционной привлекательности проектов возобновляемой энергетики [13]. Кроме того, уделяется внимание поиску путей оптимизации влияния

на выработку электрической энергии неопределенных внешних факторов (например, согласование выработки и потребления электрической энергии для различных периодов времени), что приводит к снижению затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание фотоэлектрической системы [14, 15].

Технико-экономическая оценка применения фотоэлектрических установок в системе электроснабжения сельскохозяйственных потребителей включает в себя определение и анализ капитальных и текущих затрат. Капитальные представляют собой затраты на разработку проекта, приобретение технологического оборудования, средства электрификации, монтаж машин и оборудования, монтаж внутренней электропроводной системы, строительство специальных помещений и сооружений, торгово-транспортные и складские расходы. Текущие затраты связаны с эксплуатацией технических средств, включая заработную плату, затраты на материалы, отчисления на техническое обслуживание и ремонт, срок окупаемости и капитальные затраты [16, 17, 18].

Перечисленные показатели технико-экономической оценки применения фотоэлектрической системы дают возможность оценить целесообразность выработки ею электрической энергии, но не позволяют выявить, как необходимо варьировать компоновку и параметры фотоэлектрических установок, в случае, когда генерировать электрическую энергию не выгодно. Величина себестоимости позволяет соотнести производственные затраты с количеством конечной продукции и поэтому может стать инструментом оценки возможности повышения рентабельности производства

электрической энергии, более рационального ведения производственно-хозяйственной деятельности на этапах проектирования, введения в эксплуатацию и функционирования генерирующих объектов. В связи с этим актуален анализ технико-экономических показателей по вариантам компоновки фотоэлектрических систем в составе действующей системы электроснабжения предприятия.

Цель исследования – предложить критерий технико-экономической оценки вариантов компоновки фотоэлектрических систем, который позволит обеспечить потребителей электрической энергией себестоимостью ниже, чем действующий тариф в Единой электрической системе, и выполнить требования к окупаемости проектов в энергетике.

Условия, материалы и методы. В качестве объекта исследования использовали план перерабатывающего сельскохозяйственного предприятия, расположенного в Ростовской области, с указанием геометрических размеров, пространственной ориентации зданий и сооружений, направления и угла наклона их крыш относительно горизонта, запрещенных и разрешенных зон для размещения фотоэлектрических модулей согласно режиму инсоляции территории объекта (рис. 1).

К запрещенным участкам для установки модулей фотоэлектрической системы относили те, которые затеняются в течение характерного летнего дня и в пик интенсивности солнечной радиации всех дней года, когда Земля находится в крайних положениях относительно Солнца. Разрешенными участками для установки модулей фотоэлектрической системы считали те, которые освещены во все времена года.

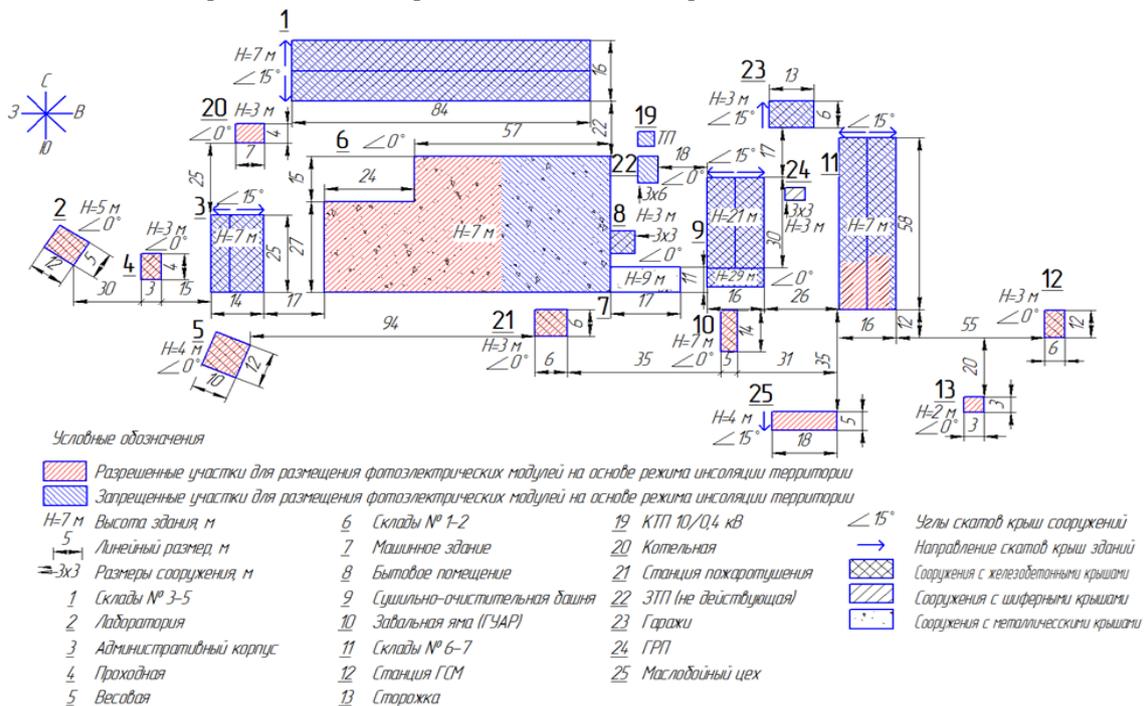


Рис. 1 – Генплан сельскохозяйственного предприятия с разрешенными и запрещенными зонами для установки фотоэлектрических модулей

С учетом ориентации по сторонам света, размеров крыш зданий, размещения потребителей электрической энергии и режима инсоляции территории предприятия подходящими для установки модулей фотоэлектрических систем приняты плоские крыши зданий 2, 4, 6, 12 (рис. 1, фотоэлектрические системы обозначены как ИГ с указанием номера здания, на крыше которого запланировано их размещение – ИГ2, ИГ4, ИГ5, ИГ6, ИГ9, ИГ12). Расчеты проводили для фотоэлектрических модулей типа ФСМ-200 номинальной мощностью 200 Вт

Таблица 1 – Показатели компоновки источников генерации максимально возможным количеством модулей

Фотоэлектрическая система	Максимальное количество модулей (N), шт.	Доля занимаемой модулями части крыши (S _{зан}), %	Годовая выработка электрической энергии системой (W _{год}), МВт·ч/год
ИГ2	8	19	3,8
ИГ4	2	23	1,0
ИГ5	12	14	5,8
ИГ6	355	21	170,6
ИГ12	10	19	4,8

Вследствие чего отношение площади поверхности модулей к площади крыши лежит в пределах 14...23% (табл. 1). Такие низкие доли занимаемой модулями части крыши – результат исключения взаимного затенения одного ряда модулей другим. При использовании в составе фотоэлектрической системы максимально возможного количества модулей для потребителя 2 и 6 потребление из сети электрической энергии снизится на 39 и 67% соответственно. Для ИГ4 при функционировании фотоэлектрической системы параллельно с сетью без генерации в Единую энергетическую систему за точку балансовой принадлежности предприятия годовая выработка электрической энергии превысит потребление в 16 раз, для ИГ5 и ИГ12 – в 1,7 раза.

Поиск экономически целесообразного варианта компоновки модулей фотоэлектрической системы осуществляли путем математической постановки задачи оптимизации. В качестве ее критерия была выбрана себестоимость вырабатываемой электрической энергии. Она должна быть ниже или равна действующему тарифу энергосистемы на потребляемую электрическую энергию:

$$\alpha \leq \alpha_T \tag{1}$$

где α_T – действующий тариф на потребляемую из сети электрическую энергию, руб. кВт·ч; α – себестоимость вырабатываемой фотоэлектрической установкой электрической энергии, руб./кВт·ч.

При этом учитывали требования, чтобы срок окупаемости проекта не превышал нормативного значения: $T_{ок} \leq T_{норм}$, который для проектов энергетики составляет 8 лет.

Себестоимость производства 1 кВт·ч электроэнергии фотоэлектрической системой (руб./кВт·ч) определяли из выражения:

размерами 1290×760 м. Ресурс солнечной энергии определяли с использованием экспресс-метода оценки потенциала солнечной энергии для заданной географической точки [19, 20, 21].

Так как крыши зданий 2, 4, 5, 12 и часть крыши здания 6 плоские, модули исследуемых фотоэлектрических систем на них целесообразно размещать под оптимальным углом наклона к горизонту для утилизации максимального ресурса солнечной радиации на приемной поверхности модуля.

$$\alpha = \frac{I}{W} \tag{2}$$

где I – текущие затраты, связанные с эксплуатацией технических средств (заработная плата, затраты на материалы, отчисления на техническое обслуживание и ремонт), тыс. руб.; W – выработка электрической энергии группой фотоэлектрических модулей с учетом частичного их затенения, кВт·ч.

Текущие затраты, связанные с эксплуатацией технических средств, рассчитывали по формуле:

$$I = 3П + 3_{об} + \sum_i^m \left(\frac{a_i + p_i}{100} \cdot K_i \right), \tag{3}$$

где m – количество оборудования, шт.; 3П – расходы на оплату труда обслуживающего персонала, тыс. руб.; 3_{об} – общепроизводственные и общехозяйственные расходы, тыс. руб.; a – годовая норма амортизационных отчислений на реновацию основных средств, тыс. руб.; p – годовая норма затрат на техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт и-го оборудования, тыс. руб.

Срок окупаемости капитальных затрат (лет) определяли по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{W \cdot \alpha_T} \tag{4}$$

где K – капитальные затраты, тыс. руб.

Капитальные затраты рассчитывали по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^m (k_{тр} \cdot k_{мппр} \cdot C_{об})_i \tag{5}$$

где $C_{об}$ – отпускная цена i -го оборудования, тыс. руб.;

$K_{тр}$ – коэффициент, учитывающий затраты на упаковку и транспортировку;

$K_{мнр}$ – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж оборудования и пусконаладочные работы.

Выработку электрической энергии группой фотоэлектрических модулей с учетом частичного их затенения определяли, исходя из уравнения:

$$W_{t,k} = R_{\beta,\gamma} \cdot \eta \cdot L \cdot N \cdot \left(H + (H - H_s) \cdot (N_p - 1) \right) + R_{df,fr,\beta,\gamma} \cdot \eta \cdot L \cdot N \cdot H_s, \quad (6)$$

где $R_{\beta,\gamma}$ – поток суммарного солнечного излучения, приходящий на поверхность фотоэлектрического модуля, размещенного под углом β к горизонту и углом γ по сторонам света, кВт·ч / м²;

$R_{df,fr,\beta,\gamma}$ – поток рассеянной и отраженной составляющих солнечного излучения, приходящий на поверхность фотоэлектрического модуля, размещенного под углом β к горизонту и углом γ по сторонам света, кВт·ч/м²;

η – коэффициент полезного действия фотоэлектрического модуля;

H, L – высота и ширина фотоэлектрического модуля соответственно, м;

N, N_p – количество модулей в ряду и количество рядов соответственно, шт.

Математическое моделирование проводили для количества модулей от 1-го до максимально возможного для каждой фотоэлектрической системы с анализом показателей каждого варианта компоновки фотоэлектрической системы по выбранному критерию.

Более детально рассмотрим изменение технико-экономических показателей при увеличении мощности фотоэлектрической системы, если она работает с аккумулярованием электрической энергии, и с учётом графика нагрузки потребителя на примере здания 2 (фотоэлектрическая система ИГ2).

Максимальное количество модулей, которые можно установить на ограждающих конструкциях здания 2 равно 8 шт. ($P_{ФЭС}=1,6$ кВт).

Результаты и обсуждение. Себестоимость вырабатываемой электрической энергии ниже действующего тарифа $\beta=8,2$ руб./кВт·ч (по 1 ценовой категории (менее 670 кВт) НН) при номинальной мощности фотоэлектрической системы более 0,6 кВт (табл. 2), при этом срок окупаемости не превышает нормативного значения (8 лет).

В интервале номинальных мощностей фотоэлектрической системы 0,2...0,6 кВт экономически нецелесообразно вырабатывать электрическую энергию, выгодней её покупать из Единой энергетической системы.

Таблица 2 – Техничко-экономические показатели функционирования фотоэлектрической системы ИГ2 для различных вариантов его мощности

Установленная мощность фотоэлектрической установки ($P_{ФЭС}$), кВт	Годовая выработка электрической энергии (W), кВт·ч/год	Капитальные вложения (K), тыс. руб.	Годовые издержки (I), тыс. руб.	Срок окупаемости ($T_{ок}$), лет	Себестоимость выработанной электрической энергии (a), руб./кВт·ч
0,2	538,44	76,43	9,1	16,6	16,8
0,4	1076,88	90,45	9,7	9,8	9,0
0,6	1615,31	104,48	10,3	7,6	6,4
0,8	2153,75	144,78	15,8	7,9	7,3
1	2692,19	158,81	16,5	6,9	6,1
1,2	3230,63	177,21	17,8	6,4	5,5
1,4	3769,06	191,23	18,4	5,9	4,9
1,6	4307,50	231,54	23,9	6,3	5,5

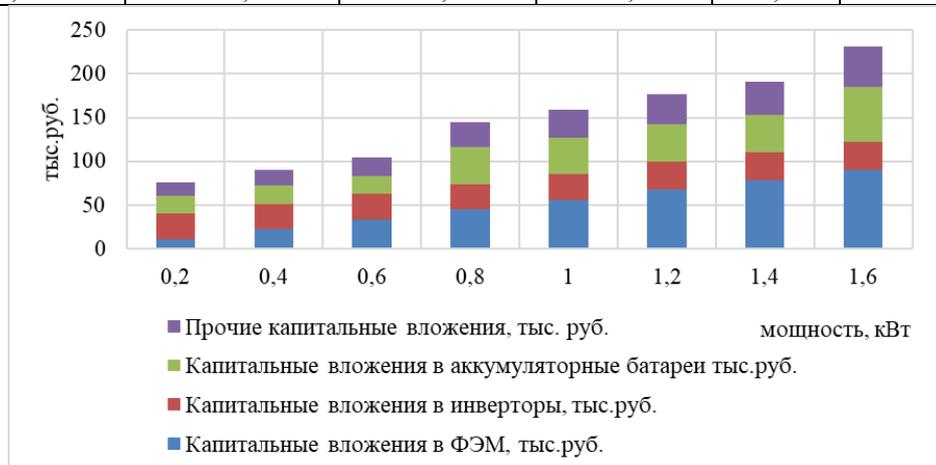


Рис. 2 – Структура капитальных вложений в фотоэлектрическую систему ИГ2 при различных значениях её мощности

Капитальные затраты (рис. 2) на аккумуляторные батареи лежат в пределах 20...29% от себестоимости вырабатываемой фотоэлектрической установкой электрической энергии, на инверторы – от 38% при мощности системы 0,2 кВт до 14% при 1,6 кВт, на фотоэлектрические модули – от 15 до 41%. При этом увеличение мощности фотоэлектрической системы с 0,2 кВт до 0,4 кВт приводит к уменьшению удельных капитальных затрат в 2 раза, с 0,2 кВт до 1,2 кВт – в 3 раза, а

с 1,2 кВт до 1,6 кВт – на 6...8%. Это можно объяснить тем, что номинальная мощность инвертора, согласно номенклатуре электротехнических изделий, изменяется ступенчато и при малой мощности фотоэлектрической установки, она завышена, так как номенклатура не содержит инверторов меньшей номинальной мощности. При большем количестве модулей можно подобрать тип и мощность инвертора наиболее близко к требуемой мощности фотоэлектрической установки.

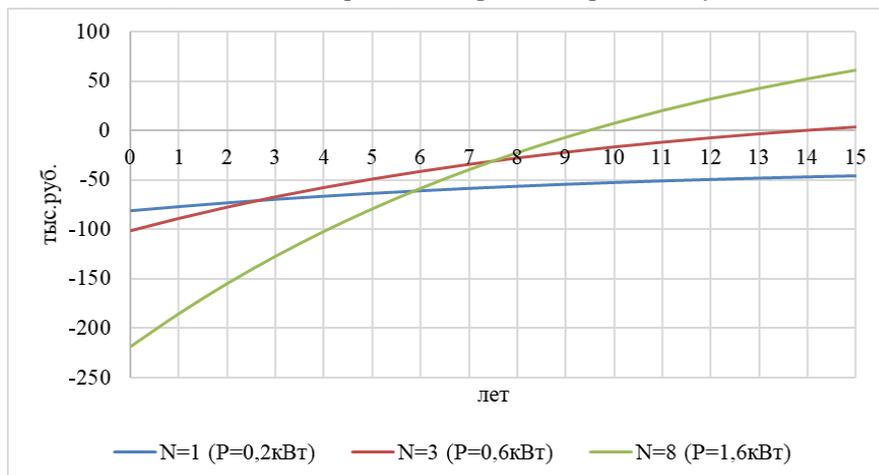


Рис. 3 – Чистый дисконтированный доход по вариантам компоновки фотоэлектрической системой ИГ2

Дисконтированный срок окупаемости для всех вариантов компоновки фотоэлектрической системы ИГ2, обеспечивающей различные сочетания мощности генерации и потребления

электрической энергии, превысил нормативный срок (8 лет) и был минимальным при номинальной мощности фотоэлектрической системы 1,6 кВт – 9,5 лет, а при мощности 0,2 кВт она не окупалась (рис. 3).

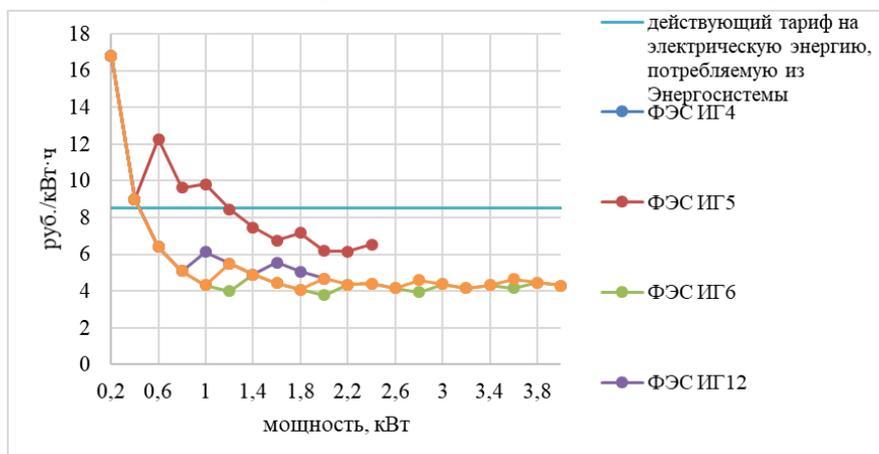


Рис. 4 – Зависимость себестоимости вырабатываемой электрической энергии фотоэлектрической системой ИГ4, ИГ5, ИГ6, ИГ12 от её мощности

Для ИГ6 и ИГ12 себестоимость выработки электрической энергии фотоэлектрической системой была ниже действующего тарифа, а простой срок окупаемости меньше нормативного при мощности более 0,6 кВт. Для ИГ4 при всех вариантах мощности установка фотоэлектрической системы экономически нецелесообразна: себестоимость выработанной электрической энергии равна 8,8 руб./кВт·ч, а срок окупаемости – 9 лет. Для ИГ5 себестоимость

электрической энергии, выработанной фотоэлектрической системой, ниже действующего тарифа на потребляемую электрическую энергию при мощности выше 1,4 кВт, но срок окупаемости проекта не превышает 8 лет только при номинальной мощности системы 2 кВт и более. Дисконтированный срок окупаемости (в случае, если используются заемные средства для приобретения оборудования) фотоэлектрических систем ИГ7 и ИГ6

для различных вариантов сочетания мощности генерации и потребления электрической энергии составляет 11 и 12...14 лет соответственно. При минимальной мощности фотоэлектрической системы ИГ12 её проект не окупается, а при максимальной – окупается за 10 лет (рис. 4).

Максимально возможное количество модулей в составе фотоэлектрической системы для электроснабжения потребителей рассматриваемого объекта АПК позволяет в наибольшей мере реализовать ресурс в рассматриваемой географической точке в условиях застройки объекта и при нормативной сроке окупаемости (8 лет), а также действующем тарифе на электрическую энергию (8,3 руб./кВт·ч) утилизирует солнечную энергию согласно предложенному критерию экономически целесообразно: для ИГ2 – срок окупаемости 6,3 года, себестоимость вырабатываемой электрической энергии 5,5 руб./кВт·ч), ИГ5 – срок окупаемости 6,5 лет, себестоимость вырабатываемой электрической энергии 7,4 руб./кВт·ч),

ИГ6 – срок окупаемости 5,1 года, себестоимость вырабатываемой электрической энергии 4,0 руб./кВт·ч, ИГ12 – срок окупаемости 4,7 года, себестоимость вырабатываемой электрической энергии – 4,7 руб./кВт·ч. Избыток выработки электрической энергии фотоэлектрическими системами (табл. 1), по сравнению с нагрузкой потребителей, на крыше которых они размещены, можно перераспределить в системе электроснабжения объекта АПК для обеспечения потребителей, которые не могут быть оборудованы отдельными фотоэлектрическими системами вследствие худших условий освещенности ограждающих конструкций их зданий.

Экономически целесообразно устанавливать фотоэлектрическую систему на крыше здания ИГ4, поскольку затраты на инвертор существенно увеличивают суммарные капитальные и текущие затраты, вследствие чего выгоднее покупать электрическую энергию из сети, чем генерировать ее по 9,0 руб./кВт·ч (табл. 3).

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели фотоэлектрических систем при компоновке её максимальным количеством модулей

ИГ	Установленная мощность системы (P _{ФЭС}), кВт	Годовая выработка электрической энергии (W), кВт·ч/год	Текущие затраты (I), тыс.руб.	Себестоимость вырабатываемой электрической энергии (α), руб./кВт·ч	Капитальные вложения (K), тыс. руб.	Срок окупаемости (Ток), лет
ИГ4	0,4	1076,88	9,7	9,0	90,45	9,8
ИГ2	1,6	4307,50	23,9	5,5	231,54	6,3
ИГ5	2,4	6461,25	42,2	6,5	410,29	7,4
ИГ12	2	5384,38	25,2	4,7	259,59	5,7
ИГ6	43,2	116302,51	467,9	4,0	5019,07	5,1

Выводы. Предложенный критерий технико-экономической оценки вариантов компоновки фотоэлектрических систем позволяет организовать снабжение потребителей электрической энергией себестоимостью ниже действующего тарифа в Единой электрической системе с соблюдением требования к окупаемости проектов в энергетике (менее 8 лет).

Избыток выработки электрической энергии фотоэлектрическими системами по сравнению

с нагрузкой потребителей, на крыше которых они размещены, может быть направлен в системе электроснабжения объекта АПК для электрообеспечения потребителей, которые не могут быть оборудованы отдельными фотоэлектрическими системами вследствие худших условий освещенности ограждающих конструкций их зданий, что позволит реализовать в большей мере ресурс солнечной энергии в географической точке расположения объекта.

Литература

1. Газетдинов, Ш. М. Исследование и экономико-математическое моделирование миграции населения сельских территорий / Ш. М. Газетдинов, Б. Г. Зиганшин // Вестник Казанского государственного аграрного университета. – 2022. – Т. 17, № 3(67). – С. 138-143. – DOI 10.12737/2073-0462-2022-138-143.
2. Технология получения биогаза из сельскохозяйственных растительных отходов с высокой биодоступностью, активированных методом паровзрывной обработки / Д. Б. Просвирников, Б. Г. Зиганшин, Л. И. Гизатуллина, И. Х. Гайфуллин // Вестник Казанского государственного аграрного университета. – 2022. – Т. 17, № 4(68). – С. 90-97. – DOI 10.12737/2073-0462-2023-90-97.
3. Галиев, И. Г. Модернизация смазочной системы подшипника турбокомпрессора дизельного двигателя / И. Г. Галиев, Е. П. Парлюк, Б. Г. Зиганшин // Вестник Казанского государственного аграрного университета. – 2021. – Т. 16, № 3(63). – С. 67-71. – DOI 10.12737/2073-0462-2021-67-71.
4. An innovative approach to combine solar photovoltaic gardens with agricultural production and ecosystem services / T. Semeraro, A. Scarano, A. Santino, et al. // Ecosystem Services. 2022. Vol. 56. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2212041622000468> (дата обращения: 30.09.2022).
5. Кузьмин П. С. Активные потребители электроэнергии: обзор инновационных моделей взаимодействия субъектов электроэнергетики и конечных потребителей // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2021. Vol. 12. No. 4. С. 306–321. doi: 10.17747/2618-947X-2021-4-306-321

6. Botero-Valencia J. S., Mejia-Herrera M., Pearce J. M. Low cost climate station for smart agriculture applications with photovoltaic energy and wireless communication // *Hardware X*. 2022. Vol. 11. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468067222000414> (дата обращения: 30.09.2022).
 7. Maksimov, I. I. Theoretical fundamentals for determining soil erosion potential (energy concept) part 1 / I. I. Maksimov, N. R. Adigamov, A. A. Mustafin [et al.]. – 2019. – Vol. 16, No. 31. – P. 540-557.
 8. Global sensitivity based prioritizing the parametric uncertainties in economic analysis when co-locating photovoltaic with agriculture and aquaculture in China / R. Jing, Y. He, J. He, et al. // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 194. P. 1048–1059. doi: 10.1016/j.renene.2022.05.163.
 9. Khaliullin, D. T. Optimization of plow adjustment / D. T. Khaliullin, A. Belinsky, A. R. Valiev [et al.] // Bio web of conferences: International Scientific-Practical Conference “Agriculture and Food Security: Technology, Innovation, Markets, Human Resources” (FIES 2020). – EDP Sciences, 2020. – P. 000103. – DOI 10.1051/bioconf/20202700103.
 10. Key factors affecting the adoption willingness, behavior, and willingness-behavior consistency of farmers regarding photovoltaic agriculture in China / B. Li, J. Ding, J. Wang, et al. // *Energy Policy*. 2021. Vol. 149. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520308120> (дата обращения: 30.09.2022).
 11. Lombardi G., Berni R. Renewable energy in agriculture: Farmers willingness-to-pay for a photovoltaic electric farm tractor // *Journal of Cleaner Production*. 2021. Vol. 313. No. 1. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965262101739X> (дата обращения: 30.09.2022).
 12. Zhao X., Wang Z. Technology, cost, economic performance of distributed photovoltaic industry in China // *Renew Sustain Energy Rev*. 2019. Vol. 110. P. 53–64. doi: 10.1016/j.rser.2019.04.061.
 13. The effect of distribution network on the annual energy yield and economic performance of residential PV systems under high penetration / G. Pillai, G. Putrus, N. Pearsall, et al. // *Renewable Energy*. 2017. Vol. 108. P. 144–55. doi: 10.1016/j.renene.2017.02.047.
 14. Ресурсный потенциал солнечной энергии для установок, использующих ее в системе энергоснабжения потребителей г. Волжского / Ю. В. Даус, Н. М. Веселова, И. В. Юдаев и др. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. 2017. № 129. С. 297–307.
 15. The economic performance of concentrated solar power industry in China / L. Z. Ren, X. G. Zhao, Y. Z. Zhang, et al. // *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 205. P. 799–813. doi: 10.1016/j.jclepro.2018.09.110.
 16. Dynamic subsidy model of photovoltaic distributed generation in China / Y. He, Y. Pang, X. Li, et al. // *Renewable Energy*. 2018. Vol. 118. P. 555–564. doi: 10.1016/j.renene.2017.11.042.
 17. Fu R., Chung D., Lowder T., U.S. solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2016. Technical report. Denver: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016. URL: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf](https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf) (дата обращения: 30.09.2022).
 18. Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems / M. Obi, S. M. Jensen, J. B. Ferris, et al. // *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 67. P. 908–920. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.043.
 19. Increasing Solar Radiation Flux on the Surface of Flat-Plate Solar Power Plants in Kamchatka Krai Conditions / Y. V. Daus, I. V. Yudaev, K. A. Pavlov, et al. // *Applied Solar Energy*. 2019. Vol. 55. No. 2. P. 101–105. doi: 10.3103/S0003701X19020051
 20. Даус Ю. В. Оценка потенциала солнечной энергии Южного федерального округа // *Инновации в сельском хозяйстве*. 2015. № 4. Т.14. С. 190–193.
 21. Даус Ю. В., В Харченко. В., Юдаев И. В. Оценка потенциала солнечной энергии в заданной точке Южного федерального округа // *Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016612047*, 18.02.2016.
- Сведения об авторах:**
 Даус Юлия Владимировна – кандидат технических наук, доцент кафедры физики, e-mail: zirochka2505@gmail.com
 Юдаев Игорь Викторович – доктор технических наук, профессор кафедры применения электроэнергии, e-mail: etsh1965@mail.ru
 Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина, Краснодар, Россия.

TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF PHOTOELECTRIC SYSTEM APPLICATION FOR POWER SUPPLY OF AGROBUSINESS OBJECT

Yu.V. Daus, I.V. Yudaev

Abstract. The studies were carried out in order to propose a criterion for the technical and economic assessment of photovoltaic systems layout options, which allows providing consumers with electric energy at a cost lower than the current tariff in the Unified Electric System, and meeting the requirements for the payback of projects in the energy sector. The theoretical basis for the search for an economically viable option for the layout of the modules of the photovoltaic system was the mathematical formulation of the optimization problem using the following criterion: the cost of generated electrical energy is lower than or equal to the current tariff of the power system for consumed electrical energy. At the same time, the requirement that the payback period of the project does not exceed the standard value of 8 years was taken into account. On the example of a processing agricultural enterprise located in Rostov region, taking into account the peculiarities of its development and the regime of insolation of the territory, consumers were identified, on whose roofs it is possible to install photovoltaic systems. The mode of operation involves generation within the power supply system of the enterprise without generation beyond the point of balance. The analyzed changes in the technical and economic indicators of a photovoltaic system with an increase in its power, if the latter operates with the accumulation of electric energy and taking into account the load schedule, made it possible to identify that 5 photovoltaic systems with a maximum power of 0.4 kW to 71 kW of total installed power can be installed on the territory of the enterprise. with a power of 77.4 kW. But only for four of them the proposed criterion is met: the payback period is not more than 8 years (5.7 ... 7.4 years), and the cost of generated electrical energy (4.0 ... 5.5 rubles / kWh) is lower than the current tariff (8.3 rubles/kWh). The excess of electricity generation by photovoltaic systems, compared to the load of consumers on the roof of which they are located, is

directed to the power supply system of the agro-industrial complex for the power supply of other consumers, which makes it possible to realize the solar energy resource to a greater extent at the geographic location of the object.

Key words: photovoltaic system, agro-industrial complex facility, cost of generated electrical energy, payback period.

References

1. Gazetdinov ShM, Ziganshin BG. [Research and economic-mathematical modeling of population migration in rural areas]. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*. 2022; Vol. 17. 3 (67). 138-143 p. – DOI 10.12737/2073-0462-2022-138-143.
2. Prosvirnikov DB, Ziganshin BG, Gizatullina LI, Gaifullin IKh. [Biogas production technology from agricultural plant waste with high bioavailability, activated by steam-explosive treatment]. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*. 2022; Vol. 17. 4 (68). 90-97 p. – DOI 10.12737/2073-0462-2023-90-97.
3. Galiev IG, Parlyuk EP, Ziganshin BG. [Modernization of the lubrication system of the diesel engine turbocharger bearing]. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*. 2021; Vol. 16. 3 (63). 67-71 p. – DOI 10.12737/2073-0462-2021-67-71.
4. Semeraro T, Scarano A, Santino A. An innovative approach to combine solar photovoltaic gardens with agricultural production and ecosystem services. [Internet]. *Ecosystem Services*. 2022; Vol.56. [cited 2022, September 30]. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2212041622000468>.
5. Kuz'min PS. [Active consumers of electricity: a review of innovative models of interaction between subjects of the electric power industry and end consumers]. *Strategicheskie resheniya i risk-menedzhment*. 2021; Vol.12. 4. 306-321 p. doi: 10.17747/2618-947X-2021-4-306-321
6. Botero-Valencia JS, Mejia-Herrera M, Pearce JM. Low cost climate station for smart agriculture applications with photovoltaic energy and wireless communication. [Internet]. *Hardware X*. 2022; Vol.11. [cited 2022, September 30]. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468067222000414>.
7. Maksimov, I. I. Theoretical fundamentals for determining soil erosion potential (energy concept) part 1 / I. I. Maksimov, N. R. Adigamov, A. A. Mustafin [et al.]. – 2019. – Vol. 16, No. 31. – P. 540-557.
8. Jing R, He Y, He J. Global sensitivity based prioritizing the parametric uncertainties in economic analysis when co-locating photovoltaic with agriculture and aquaculture in China. *Renewable energy*. 2022; Vol.194. 1048-1059 p. doi: 10.1016/j.renene.2022.05.163.
9. Khaliullin, D. T. Optimization of plow adjustment / D. T. Khaliullin, A. Belinsky, A. R. Valiev [et al.] // Bio web of conferences: International Scientific-Practical Conference "Agriculture and Food Security: Technology, Innovation, Markets, Human Resources" (FIES 2020). – EDP Sciences, 2020. – P. 000103. – DOI 10.1051/bioconf/20202700103.
10. Li B, Ding J, Wang J. Key factors affecting the adoption willingness, behavior, and willingness-behavior consistency of farmers regarding photovoltaic agriculture in China. [Internet]. *Energy policy*. 2021; Vol.149. [cited 2022, September 30]. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520308120>.
11. Lombardi G, Berni R. Renewable energy in agriculture: Farmers willingness-to-pay for a photovoltaic electric farm tractor. [Internet]. *Journal of cleaner production*. 2021; Vol.313. 1. [cited 2022, September 30]. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965262101739X>.
12. Zhao X, Wang Z. Technology, cost, economic performance of distributed photovoltaic industry in China. *Renew sustain energy rev*. 2019; Vol.110. 53-64 p. doi: 10.1016/j.rser.2019.04.061.
13. Pillai G, Putrus G, Pearsall N. The effect of distribution network on the annual energy yield and economic performance of residential PV systems under high penetration. *Renewable energy*. 2017; Vol.108. 144-55 p. doi: 10.1016/j.renene.2017.02.047.
14. Daus YuV, Veselova NM, Yudaev IV. [Resource potential of solar energy for installations using it in the energy supply system of consumers in the city of Volzhsky]. *Politematicheskii setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*. 2017; 129. 297-307 p.
15. Ren LZ, Zhao XG, Zhang YZ. The economic performance of concentrated solar power industry in China. *Journal of cleaner production*. 2018; Vol.205. 799-813 p. doi: 10.1016/j.jclepro.2018.09.110.
16. He Y, Pang Y, Li X. Dynamic subsidy model of photovoltaic distributed generation in China. *Renewable energy*. 2018; Vol.118. 555-564 p. doi: 10.1016/j.renene.2017.11.042.
17. Fu R, Chung D, Lowder T. U.S. solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2016. Technical report. Denver: National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2016; [cited 2022, September 30]. Available from: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf>.
18. Obi M, Jensen SM, Ferris JB. Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems. *Renewable & sustainable energy reviews*. 2017; Vol.67. 908-920 p. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.043.
19. Daus YV, Yudaev IV, Pavlov KA. Increasing solar radiation flux on the surface of flat-plate solar power plants in Kamchatka Krai conditions. *Applied solar energy*. 2019; Vol.55. 2. 101-105 p. doi: 10.3103/S0003701X19020051
20. Daus YuV. [Assessment of the solar energy potential of the Southern Federal district]. *Innovatsii v sel'skom khozyaistve*. 2015; 4. Vol.14. 190-193 p.
21. Daus YuV, Kharchenko VV, Yudaev IV. [Assessment of the potential of solar energy at a given point in the Southern Federal district]. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy dlya EVM № 2016612047*. 18.02.2016.

Authors:

Daus Yuliya Vladimirovna – Ph.D. of Technical sciences, associate professor of the Department of Physics, e-mail: zirochka2505@gmail.com

Yudaev Igor Viktorovich – Doctor of Technical sciences, professor of Electricity Application Department, e-mail: etsh1965@mail.ru

Kuban State Agrarian University named after I.T.Trubilin, Krasnodar, Russia.