

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

М.А. Софронов¹, В.Л. Петров¹

¹ НИТУ МИСИС, Москва, Россия, e-mail: petrovv@misis.ru

Аннотация: Использование нетрадиционных источников энергии в промышленности является одним из направлений по реализации политики декарбонизации индустриального сектора экономики. Основной проблемой применения солнечных электростанций является отсутствие генерации электроэнергии в темное время суток, что не позволяет использовать их в качестве основного источника питания для предприятий, имеющих относительно стабильное значение потребляемой электроэнергии. На горных предприятиях реализуются достаточно энергоемкие процессы с характерным для них графиком нагрузки. Представленные в работе исследования направлены на обоснование технических решений по использованию солнечной генерации для горного предприятия без применения накопителей электроэнергии. Для этой цели был проанализирован реальный график нагрузок технологического комплекса карьера, определена возможность покрытия дневного максимума электрических нагрузок за счет установки солнечной электростанции. Представлено обоснование технических решений по структуре и оборудованию солнечной электростанции, а также определены параметры этого оборудования. На основе технико-экономической оценки определены экономические показатели реализации проекта по внедрению солнечной генерации на горном предприятии. Расчетный анализ показал, что солнечная электростанция позволяет заменить 41 млн кВт·ч электроэнергии в год в общем энергетическом балансе предприятия. Срок окупаемости проекта при этом достигает 5 лет. Кроме того, сниженное потребление в дневные часы приводит к уменьшению стоимости электроэнергии за счет применения иных тарифных ставок, не подразумевающих гарантированное покрытие дневного максимума нагрузок потребителя. Расчетные аналитические процедуры проводились для реальных условий Лебединского горно-обогатительного комбината.

Ключевые слова: горное предприятие, электроснабжение, электроэнергия, нагрузка, максимум нагрузок, возобновляемые источники энергии, генерация, солнечная энергия, солнечная электростанция, экономическая целесообразность, Лебединский ГОК.

Для цитирования: Софронов М. А., Петров В. Л. Перспективы применения солнечных электростанций в системах электроснабжения горных предприятий // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 10. – С. 152–165. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_10_0_152.

Prospects for solar power plants in electricity supply systems in mines

M.A. Sofronov¹, V.L. Petrov¹

¹ NUST MISIS, Moscow, Russia, e-mail: petrovv@misis.ru

Abstract: The use of nonconventional sources of energy is one of the decarbonization policies in the industry sector of economy. The main problem of solar power plants is non-generation of energy in darkness hours, which prevents from using the solar power plants as a main supply source at factories with constant energy consumption. Mining involves implementation of many energy-intensive processes with intrinsic load patterns. The present studies aim at substantiation of solar generation technologies for mines without using energy storage units. With this end in view, an actual load pattern of a technological system of an open pit mine is analyzed, and feasibility of covering the daylight peak demand by a solar power plant is determined. The engineering designs concerned with the structure and equipment of a solar power plant are substantiated, and the equipment parameters are set. From the technical and economic assessment, the economic performance of a solar generation project at a mine is evaluated. The design analysis shows that a solar power plant replaces 41 million kilowatt hours annually in the general energy budget of a mine. The payback period of the project reaches 5 years. For another thing, the lower consumption in the day-time reduces the cost of power owing to different rates without regard obligatory coverage of the daylight peak demand of a consumer. The analytical estimations were carried out as a case-study of Lebedinsky Mining and Processing Plant (GOK).

Key words: mine, power supply, electric energy, load, peak demand, renewable energy sources, generation, solar energy, solar power plant, economic expediency, Lebedinsky GOK.

For citation: Sofronov M. A., Petrov V. L. Prospects for solar power plants in electricity supply systems in mines. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2024;(10):152-165. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_10_0_152.

Введение

Проблема глобального потепления в последнее время становится все более актуальной. Оно приводит к повышению средней температуры по планете, таянию ледников, более коротким зимам. Весь мир связывает данную проблему с ростом содержания углекислого газа в атмосфере, который ведет к усилению парникового эффекта [1, 2]. Одной из мер борьбы с ростом углекислого газа является декарбонизация, то есть снижение генерации электроэнергии путем сжигания угля, газа или других видов топлива. По этой причине происходит активное внедрение источников возобновляемой

энергии во всем мире [3]. Энергетическая отрасль оценивает перспективы и технические возможности применения данных источников электроэнергии, поскольку они не оказывают тех вредных воздействий, которые можно наблюдать у тепловых электростанций. Сжигание угля, газа и других видов топлива является основным источником электроэнергии [4, 5], поэтому замещение его на декарбонизированные источники может привести к значительному эффекту в части снижения количества углекислого газа, выбрасываемого в атмосферу.

Одним из наиболее распространенных и относительно давно применяемых

источников энергии является солнечная энергетика. Однако распространению таких источников мешает относительно малое количество территорий, на которых целесообразно их применение. Наиболее целесообразно применение солнечных панелей в районах с большой инсоляцией [6]. Такими районами являются территории экватора и близкие к ним.

Еще одной проблемой является цикличность солнечного сияния, что непосредственно влияет на количество электроэнергии, генерируемой в течение суток. В районах экватора и близлежащих к нему длительность солнечного сияния при ясной погоде стремится к 12 ч в течение суток и остается относительно постоянной в течение года. Но при движении в сторону северного или южного полюса данное значение сильно меняется. Так, в районах Крайнего Севера в декабре наступает полярная ночь. Особенность данного явления заключается в том, что при наступлении полярной ночи не происходит восход солнца. Но в этих регионах имеет место и обратный эффект, называемый полярным днем, когда, наоборот, солнце достигает отметки горизонта при завершении дня и снова поднимается вверх по небосводу.

Такие явления природы приводят к тому, что в зимнее время года генерация электроэнергии ограничена из-за отсутствия первичного источника энергии, а в летнее время этот источник доступен круглосуточно. По этой причине применение их в качестве непрерывного источника электроэнергии невозможно.

Для южных районов эта проблема также присутствует, но в значительно меньшей степени, поскольку и длительность часов солнечного сияния, и погодные факторы в этих районах гораздо лучше, чем в северных. Однако это не решает проблемы отсутствия возможности генерации электроэнергии в темное

время суток. Также проблемой солнечных электростанций является процесс накопления излишков электроэнергии для дальнейшего применения их в моменты отсутствия генерации. В качестве накопителей в основном применяют аккумуляторные батареи (АКБ). На данный момент срок службы аккумуляторных батарей в среднем составляет 10 лет, что приводит к большим амортизационным отчислениям. При применении АКБ возникает также необходимость в применении контроллеров заряда, поскольку напряжение на выходе сборки из солнечных панелей является величиной непостоянной и может опускаться ниже уровня, который необходим для процесса заряда АКБ. Решением считается применение литий-ионных аккумуляторов, но данный вопрос пока что находится в стадии технологической проработки [7]. Также возникают сложности с большими разрядными токами АКБ, которые не позволяют полностью раскрыть их потенциал [8], а также с большой глубиной разряда [9].

По этой причине предлагается рассмотреть вариант использования солнечных источников энергии без применения аккумуляторных батарей для целей электроснабжения. Такой вариант должен позволить снизить затраты на строительство и эксплуатацию, а также уменьшить срок окупаемости. В то же время при таком подходе есть возможность решить ряд сложных вопросов с выравниванием графика нагрузки предприятия для внешнего источника (энергосистемы) и получить определенные выгоды от этого.

Цель работы

Исследование целесообразности применения солнечной электростанции без аккумуляторной батареи для уменьшения издержек за счет применения более дешевых источников энергии.

Задачи исследований:

- Обоснование параметров оборудования для обеспечения электрической генерации на основе солнечных батарей.
- Техничко-экономическое обоснование проектов солнечной генерации для горных предприятий.

Основная часть

Особенности реализации технологических процессов на горных предприятиях приводят к специфическому характеру нагрузок [10–12]. В то же время в целом предприятия горной промышленности характеризуются относительно равномерной нагрузкой в течение суток, что приводит к снижению неравномерности нагрузок и возможности прогнозирования потребления предприятия [13].

Данная особенность связана с тем, что предприятия имеют сменный характер и отлаженный технологический процесс, который позволяет по максимуму исполь-

зовать оборудование распределительных и питающих сетей горного предприятия. Это дает возможность определить предельно относительно постоянное количество потребляемой электроэнергии в течение всего времени работы и максимальное значение потребляемой мощности.

Проведем анализ на основе графика мгновенной потребляемой мощности машин всего комплекса карьера, включая вскрышные, добычные участки и водоотлив Лебединского горно-обогатительного комбината [14], представленного на рис. 1.

Можно видеть, что колебания потребляемой активной мощности очень часто пересекают величину 20 МВт. При этом в часы, когда происходит смена персонала, наблюдаются провалы потребляемой мощности до 12 и 16 МВт в интервале получаса.

В данный временной промежуток происходит восход и заход солнца. Это об-

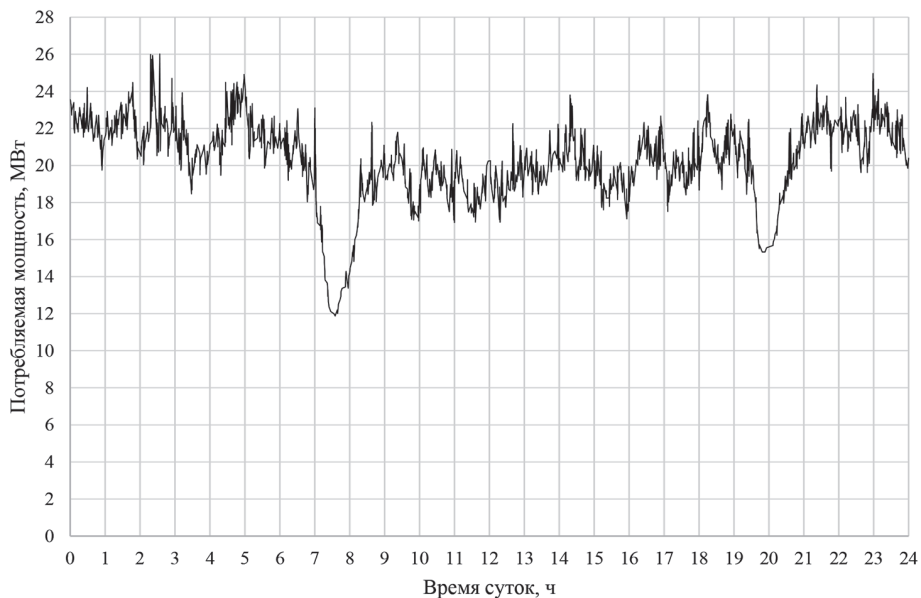


Рис. 1. График мгновенной потребляемой мощности машин технологического комплекса карьера, включая вскрышные, добычные участки и водоотлив

Fig. 1. Graph of the instantaneous power consumption of the quarry technological complex machines, including overburden, mining sites and drainage



Рис. 2. Сглаженный график мгновенной потребляемой мощности
 Fig. 2. Smoothed graph of instantaneous power consumption

стоятельство позволяет рассмотреть возможность применения солнечной электростанции в качестве источника электроэнергии в рассматриваемый временной интервал.

В первую очередь необходимо преобразовать график нагрузок к такому виду, чтобы всплески (шумы) потребляемой энергии не затрудняли восприятие кривой нагрузки и не исказили картину восприятия [15].

Для данной задачи используем фильтрацию методом скользящего среднего. Суть метода заключается в том, что берется некоторое среднее значение выборки на определенном интервале, с каждым следующим значением интервал смещается вправо. В результате новый график представляет собой кривую, лишенную шумов.

Результаты обработки графика нагрузок представлены на рис. 2.

Из графика видно, что с 7:20 до 8:00 наблюдается рост потребления и выход на относительно стабильное значение потребляемой мощности, а ближе к 19:00 наблюдается спад. Можно принять, что с 8 до 19 ч имеется стабильный

максимум нагрузок. Теперь необходимо определить минимальную длительность солнечного сияния в самый короткий день в году.

Для Лебединского ГОКа, расположенного рядом с г. Губкин, время восхода равняется 8:55, а заход в 16:00.

При применении солнечной электростанции часть электроэнергии, генерируемая в промежуток с 8 до 19 ч, может быть покрыта даже в самый короткий день в году.

Выбор оборудования для обеспечения солнечной генерации

Далее необходимо определить состав оборудования, исходя из максимальной мощности согласно графику нагрузок. Так, в интервал времени с 8:20 до 19:30 среднее значение потребляемой мощности составляет 19,91 МВт, а количество потребляемой электроэнергии равняется 224,42 МВт·ч. То есть приблизительная мощность генерации должна быть около 20 МВт, чтобы покрыть основную часть нагрузки в данный временной интервал.

Проектирование солнечной электростанции было выполнено в специализированном программном обеспечении (ПО) PVSyst версии 7.3 с пробным периодом 30 дней, доступном на сайте <https://www.pvsyst.com>. Данное ПО предназначено для проектировщиков, инженеров и исследователей, позволяет выполнить симуляцию процесса генерации электроэнергии солнечной электростанции, получить почасовое значение получаемой электроэнергии. Функционально ПО дает возможность выполнить полный цикл проектирования, начиная от исследования технического потенциала, заканчивая расчетом стоимости электростанции и оценкой количества углекислого газа, не выброшенного в атмосферу земли [16 – 18]. Поскольку данное ПО является элементом САПР, то соответствующие проверки на правильность выбора выполняются автоматически. В итоге мы получаем конечный вариант решений, в который можем вносить свои изменения для корректировки параметров устройств генерации.

Обоснование параметров оборудования

Перед началом выбора оборудования требуется оценить технический потенци-

ал солнечной энергии в данном регионе.

На рис. 3 можно видеть график инсоляции по месяцам года.

На рис. 3 видно, что наименьшая инсоляция наблюдается в зимнее время года, а именно в декабре, это связано с тем, что максимальный угол подъема солнца над поверхностью в этот месяц для северного полушария Земли имеет наименьшее значение за весь календарный год. По этой причине длительность солнечного сияния наименьшее в сравнении с остальным годом, если не брать в расчет иные погодные влияния, также оказывающие влияние на продолжительность солнечного сияния. Исходя из этой информации, для декабря месяца ожидается наименьшая генерация в году.

Переходя к выбору ФЭП, с целью сокращения количества солнечных панелей было принято решение применить ФЭП с максимальной мощностью на одну панель. Поэтому была выбрана солнечная панель Vertex TSM-DE19-555Wp с выходной мощностью в 555 Вт.

Данные панели объединяются в конфигурацию типа 24×126 или 24×127 на один силовой инвертор, где 24 — это количество солнечных панелей, соединенных последовательно; в результате напряжение на одной такой ветви рав-

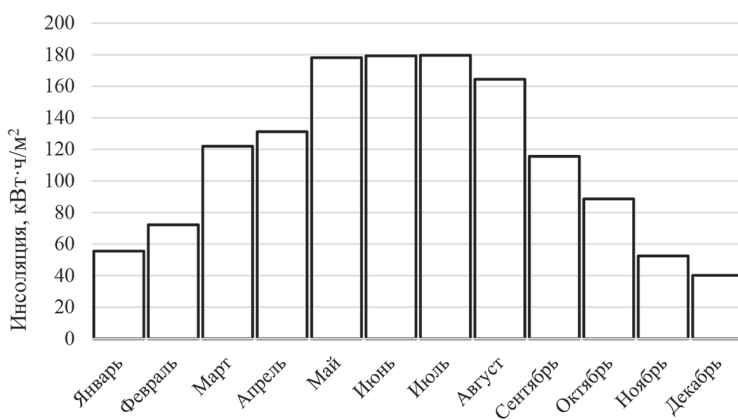


Рис. 3. Инсоляция на поверхности солнечной панели в районе Лебединского ГОКа с учетом корректировки на облачность

Fig. 3. Insolation in the Lebedinsky Mining and Processing plant area

няется 691 В. Далее 126–127 ветвей подключаются параллельно друг другу, образуя таким образом сборку мощностью 1,66 МВт в точке максимальной мощности по кривой мощности солнечной панели. В действительности данное значение достигается или с помощью MPPT-контроллеров или при проектировании на такую мощность, при которой сопротивление потребителя ограничивает ток и он оказывается равен току в точке максимальной мощности.

Для максимальной энергетической эффективности солнечные панели в летний период имеют угол наклона по отношению к поверхности земли в 20°, для зимнего периода 35°, согласно данным PVSyst, указанные углы позволяют охватить максимальное количество прямых солнечных лучей.

Далее необходимо выбрать силовой инвертор. Здесь ситуация аналогичная с солнечными панелями, но при этом чем выше мощность одной такой установки, тем выше ее цена, что приводит к повышенным амортизационным отчислениям и снижению экономического эффекта от реализации проекта.

Рациональным решением будет установка силового инвертора Sunway TG 1200 1000V TE-400 с выходной мощностью 1316 кВА. При этом входное рабочее напряжение преобразования находится в диапазоне от 570 до 820 В, 1000 В. Это максимальное напряжение на входе, которое обычно возникает при работе сборки солнечных панелей на хо-

лостом ходу. Выходное напряжение равняется 0,4 кВ 50 Гц, оно является стандартным для ряда государств, включая Россию.

Сразу же возникает сложность в подключении такого большого количества панелей. Такие сборки обычно подключаются к шкафам постоянного тока, оборудованным специальными выключателями постоянного тока, в данном случае их наибольшее рабочее напряжение должно быть 1000 В, что позволит отключить возникшее короткое замыкание.

Для данного инвертора количество входов по стороне постоянного тока равняется 12, соответственно, на один вход инвертора приходится 10,6 солнечных панелей, округляя в большую сторону, примем к установке 11. Идя сверху вниз, после одного отходящего от инвертора кабеля идет подключение 11 кабелей от сборок солнечных панелей с конфигурацией 24×11. Подключение их осуществляется через шкаф постоянного тока (ШПТ), где всего будет 11 предохранителей и 1 вводной, который защищает кабель участка ШПТ–силовой инвертор. Оставшиеся 11 предохранителей предназначены для защиты кабелей участков солнечная сборка–ШПТ.

Суммарное количество инверторов равняется 19, чтобы обеспечить покрытие 20 МВт мощности.

Также стоит заметить, что суммарная активная мощность по стороне постоянного тока составляет 31 968 кВт при отношении мощности постоянного тока к

Таблица 1

Перечень основного оборудования силовой солнечной электростанции
The list of the main equipment of the power solar power plant

Наименование	Количество, шт.
Vertex TSM-DE19-555Wp	57 600
Sunway TG 1200 1000V TE-400	19
25AMP 1000V DC SOLAR FERRULE	2400
SM8-250HPV 1000 В, 250 А	219

Таблица 2

Энергетические показатели солнечной электростанции**Energy indicators of a solar power plant**

Месяц	Количество электроэнергии солнечной электростанции, кВт·ч	Количество электроэнергии, генерируемой сверх требуемого, кВт·ч
Январь	1 707 697	45 978
Февраль	2 188 462	76 503
Март	3 744 237	277 934
Апрель	3 971 557	147 804
Май	5 198 436	313 565
Июнь	5 169 010	314 403
Июль	5 146 521	258 124
Август	4 724 240	207 033
Сентябрь	3 432 128	86 126
Октябрь	2 679 282	139 596
Ноябрь	1 620 122	110 744
Декабрь	1 286 687	5358
Год	41 065 516	1 983 196

мощности переменного тока в инверторе на уровне 1,28. Таким образом, на выходе инвертора будем иметь 25 004 кВА, что при коэффициенте мощности 0,8 даст 20 003 кВт активной мощности. Соответственно, номинальная мощность установки позволяет покрыть основную часть нагрузки.

Более подробный процесс выбора оборудования солнечной электростанции описан в работах [19, 20]. В данной работе он проведен на уровне оценок.

По результатам предварительной укрупненной оценки (без учета кабелей и прочего оборудования) можно предложить следующий перечень оборудования, составляющего основу для силовой солнечной электростанции (см. табл. 1).

В табл. 2 представлены значения количества генерируемой электроэнергии по месяцам и в течение года.

Для того, чтобы понять, что действительно имеется возможность покрыть основную нагрузку, необходимо промоделировать почасовую генерацию.

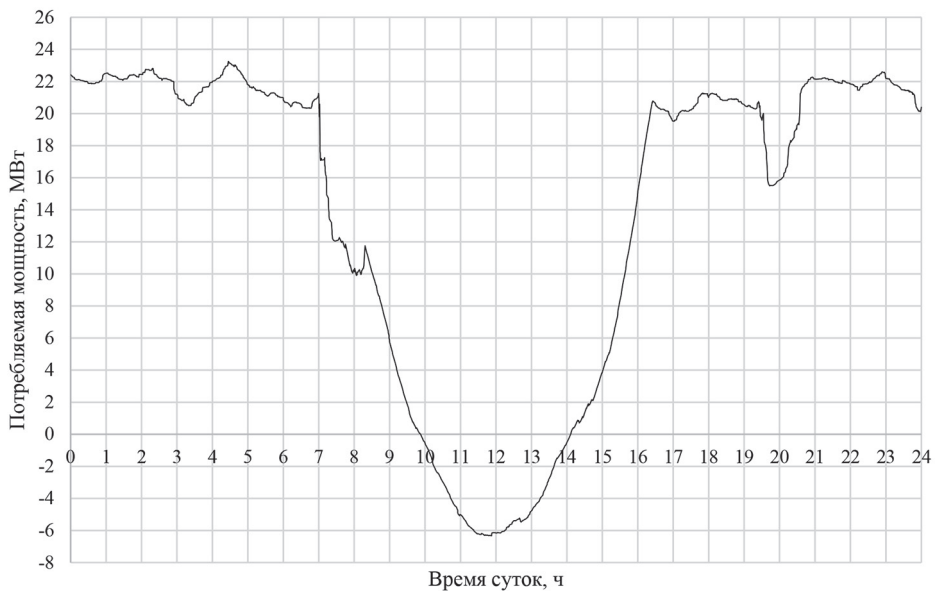


Рис. 4. График нагрузок с учетом покрытия максимума нагрузок от солнечной электростанции для 7 ноября

Fig. 4. Load graph, with account of the coverage of the maximum loads from the solar power plant for November 7

Поскольку данные на рис. 1 отражают нагрузку на момент 07.11.2003, то и генерация была смоделирована для 7 ноября. Результаты моделирования представлены на рис. 4.

На графике можно наблюдать, что примерно в 10 ч дня происходит полное покрытие потребляемой мощности. Уход в отрицательную часть говорит лишь о том, что электростанция производит излишек мощности, который можно направить во внешнюю сеть или на другие потребители горного комбината. В 14 ч покрытие заканчивается, наступает постепенный рост потребления из внешней сети. Примерно в 16:20–16:30 генерация электроэнергии прекращается.

Технико-экономическое обоснование проекта

В годовом выражении, количество сэкономленной электроэнергии оценивается в 41,066 млн кВт·ч. При переводе сэкономленного количества электроэнергии в денежный поток данные средства можно считать частью выручки, поскольку при неизменной стоимости конечного продукта горно-обогатительного комбината эти затраты являются теми издержками, которых удалось избежать путем введения данных мер.

Принимая данное количество денежных средств как источник финансирования

можно проанализировать экономические показатели проекта, чтобы оценить оправданность введения данных мер и чистую прибыль от реализации данных мер.

Для расчета количества денег необходимо определить удельную стоимость электроэнергии; стоимость с учетом НДС равняется 7 руб. 33 коп. В таком случае количество сэкономленных средств рассчитывается согласно формуле

$$P = p' \cdot C, \quad (1)$$

где p' — удельная цена электроэнергии, руб./кВт·ч; C — количество сэкономленной электроэнергии, кВт·ч. При ставке тарифа в 7 руб. 33 коп. за 1 кВт·ч количество сэкономленных денежных средств будет составлять 301 млн руб.

Теперь необходимо оценить денежные средства, которые принесет проект при его реализации. Так как первый год будет убыточным, поскольку капитальные и амортизационные отчисления закладываются в затраты первого года реализации проекта, то необходимо оценить денежный поток через несколько лет, чтобы понять, какие суммы может принести данный проект. Необходимо оценить также срок окупаемости проекта, поскольку при больших значениях срока окупаемости инвестиционная привлекательность проекта падает или вовсе

Таблица 3

Оценка капитальных затрат на создание солнечной генерации *Assessment of capital costs for the creation of solar generation*

Наименование	Количество, шт.	Капитальные вложения, тыс. руб.
Vertex TSM-DE19-555Wp	57 600	238 867
Sunway TG 1200 1000V TE-400	19	184 357
25AMP 1000V DC SOLAR FERRULE	2400	1104
SM8-250HPV 1000 В, 250 А	219	1776
Капитальные затраты на строительство и пуско-наладочные работы	—	904 289
	Итого	426 104

исчезает. Необходимо также учитывать объективные инфляционные явления. По этой причине расчет будет производиться с помощью дисконтированной стоимости, которая позволяет не только оценить денежный поток через определенный временной интервал, но также включить туда обесценивание денег и прочие риски, связанные с обстановкой на рынке.

В первую очередь необходимо оценить капитальные затраты проекта. Цены на оборудование и суммарная стоимость капитальных вложений приведены в табл. 3.

Затраты на солнечные панели рассчитывались согласно [21]. Для солнечной панели при мощности 555 Вт цена составляет 8,335 долл. США за м², при переводе в российские рубли цена равняется 0,78 тыс. руб., при этом, учитывая инфляцию с 2014 по 2024 гг., цена уже будет 1,587 тыс. руб. При площади одного модуля в 2,613 м² цена одного модуля равняется 4,147 тыс. руб.

Цены на прочее оборудование устанавливаются производителями соответствующих компонентов.

Вложения в строительство составляют 1,19 евро/Вт мощности согласно [22], но это с учетом всего оборудования. При допущении, что оценочная стоимость строительных и монтажных работ составляет 30% от указанной удельной стоимости, для электростанции с установленной мощностью 25,6 МВт она равняется 904 300 тыс. руб.

Следующим этапом перед определением денежного потока является этап определения амортизационных отчислений, связанный с заменой оборудования, вышедшего из строя ввиду естественного старения и возрастающего числа отказов по мере приближения к порогу ресурса работы.

Амортизационные отчисления складываются из отчислений на покупку

нового оборудования и отчислений на проведение ремонта оборудования.

Согласно [23], амортизационные отчисления можно представить в виде

$$И = K_{\text{сэс}} \left(\frac{1}{25} + \alpha_{\text{рем}} \right), \quad (2)$$

где $K_{\text{сэс}}$ — капиталовложения в солнечную электростанцию, тыс. руб.; $\alpha_{\text{рем}}$ — норма амортизационных отчислений на ремонт, равная 0,02 — 0,03.

В результате ежегодные амортизационные отчисления будут равны 29 830 тыс. руб.

Для сравнения также проведен расчет при отсутствии дисконтирования, чтобы оценить срок окупаемости и чистый денежный поток. При этом ставка дисконтирования взята равной 16%, так как данный процент будет наихудшим при отсутствии денег на рынке. Также этот процент перекрывает и остальные риски, указанные выше.

Расчетным периодом взят срок в 5 лет, который позволяет оценить окупаемость проекта и доход, который будет получен через 5 лет. В остальном расчет ничем не отличается от тех, что проводят для оценки дисконтированной стоимости.

Экономические показатели сведены в табл. 4. Можно видеть, что срок окупаемости составляет примерно 5 лет для недисконтированного варианта расчета и 4,23 года в случае дисконтирования. При этом через 5 лет в случае дисконтирования суммарная прибыль будет равна 25,5 млн руб., что почти в 1,8 раза меньше, чем при недисконтированной стоимости.

Подводя итог, можно утверждать, что с экономической точки зрения применение солнечной электростанции для покрытия дневного максимума нагрузок горного предприятия представляется целесообразным, о чем говорят экономические показатели. При этом стоит отметить, что в случае строительства

Таблица 4

Экономические показатели проектируемого варианта солнечной электростанции
Economic indicators of the projected version of the solar power plant

Наименование	Год				
	1	2	3	4	5
Экономия на электроэнергии, тыс. руб.	301 000,0	301 000,0	301 000,0	301 000,0	301 000,0
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	29 827	29 827	29 827	29 827	29 827
Чистый поток, тыс. руб.	271 173,0	271 173,0	271 173,0	271 173,0	271 173,0
Чистый поток денег, тыс. руб.	-1 059 220,0	271 173,0	271 173,0	271 173,0	271 173,0
Суммарный чистый поток денег, тыс. руб.	-1 059 220,0	-788 047,0	-516 874,0	-245 701,0	25 472,0
Срок окупаемости, лет	4,91				
Ставка дисконта, %	16				
Дисконт	0,86	0,74	0,64	0,55	0,48
Чистый поток денег дисконта, тыс. руб.	-913 120,7	201 525,7	173 729,1	149 766,4	129 109,0
Суммарный чистый поток денег дисконта, тыс. руб.	-913 120,7	-711 595,0	-537 865,9	-388 099,5	-258 990,5
Срок окупаемости дисконтированный, лет	4,23				

полномасштабной электростанции с подстанцией переменного тока для выдачи электроэнергии на более высоком напряжении капитальные затраты и срок окупаемости могут существенно вырасти, что сделает проект менее привлекательным, но не убыточным.

Заключение

При существующем графике нагрузок и сохраняющейся тенденции провалов потребляемой мощности в часы, когда происходит смена персонала, согласно рис. 1, применение солнечной электростанции, ведомой сетью, считается целесообразным и экономически вы-

годным. Предложенные решения по обеспечению солнечной генерации позволяют обеспечить высокую надежность электростанции, что определяется параллельной структурой источников питания.

Результаты проектирования и расчетные показатели получаемой генерируемой электроэнергии можно считать достоверными, что подтверждается также в ряде работ [24, 25].

Экономические показатели также достаточно высокие; так, 41 млн кВт·ч электроэнергии приносит 271 млн руб. чистой прибыли, а срок окупаемости доходит до 5 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Gailani A., Cooper S., Allen S., Pimm A., Taylor P., Gross R. Assessing the potential of sam decarbonization options for industrial sectors // Joule. 2024, vol. 8, pp. 576 – 603. DOI: 10.1016/j.joule.2024.01.007.

2. Яшалова Н. Н., Потравный И. М. Инструменты обеспечения углеродной нейтральности в российском угольном бизнесе // Уголь. — 2023. — № 10. — С. 66–71. DOI: 10.18796/0041-5790-2023-10-66-71.

3. Hiroaki Onodera, Rémi Delage, Toshihiko Nakata The role of regional renewable energy integration in electricity decarbonization. A case study of Japan // Applied Energy. 2024, vol. 363, article 123118. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123118.

4. Веселов Ф., Соляник А., Урванцева Л. Низкоуглеродная перестройка электроэнергетики России до 2035 года: потенциал снижения эмиссии CO₂ и его «цена» для потребителя // Энергетическая политика. — 2021. — № 11(165). — С. 30–43. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_11165_30.

5. Артамонов Г. Е., Васенев И. И., Гутников В. А. Экологическая оценка углеродного и азотного следа объектов тепловой энергетики в условиях города Москвы // Экология. — 2023. — № 4. — С. 16–25. DOI: 10.24412/1816-1863-2023-4-16-25.

6. Еникеева А. Р., Шарипов Б. А., Федосеева Е. А. Применение нетрадиционных источников энергии для покрытия нагрузки на подогрев резервуаров // Электротехнические и информационные комплексы и системы. — 2019. — № 3. — С. 30–35. DOI: 10.17122/1999-5458-2019-15-3-30-35.

7. Chatzigeorgiou N. G., Theocharides S., Makrides G., Georghiou G. E. A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector // Journal of Energy Storage. 2024, vol. 86, article 111192. DOI: 10.1016/j.est.2024.111192.

8. Степаненко В. С., Мальшаков И. Н. Перспективы применения в горной промышленности суперконденсаторных накопителей и возобновляемых источников энергии // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2017. — № 6. — С. 153–163.

9. Seon Hyeog Kim, Yong-June Shin Optimize the operating range for improving the cycle life of battery energy storage systems under uncertainty by managing the depth of discharge // Journal of Energy Storage. 2023, vol. 73. DOI: 10.1016/j.est.2023.109144.

10. Топно С., Умре Б., Авар М., Саху Л. Внутренний и перекрестный сопоставительный анализ потребления электроэнергии на угольных разрезах // Горные науки и технологии. — 2023. — № 8(3). — С. 232–244. DOI: 10.17073/2500-0632-2023-03-100.

11. Садридинов А. Б. Анализ энергетических показателей работы горнопроходческих комплексов угольной шахты // Горные науки и технологии. — 2020. — № 5(4). — С. 367–375. DOI: 10.17073/2500-0632-2020-4-367-375.

12. Ключев Р. В., Босиков И. И., Гаврина О. А., Ляшенко В. И. Оценка эксплуатационной надежности электроснабжения развивающихся участков добычи руд на высокогорном руднике // Горные науки и технологии. — 2021. — № 6(3). — С. 211–220. DOI: 10.17073/2500-0632-2021-3-211-220.

13. Шклярский Я. Е., Пирог С. Влияние графика нагрузки на потери в электрической сети предприятия // Записки Горного института. — 2016. — Т. 222. — С. 859–863. DOI: 10.18454/PML.2016.6.859.

14. Красникова Ю. Д., Разуваева В. В. Горные машины. Динамика и стабилизация нагрузок оборудования карьеров. — М.: Издательство МГОУ, 2013. — 100 с.

15. Fernandez A., Bella J., Dorronsoro J. R. Supervised outlier detection for classification and regression // Neurocomputing. 2022, vol. 486, no. 2. DOI: 10.1016/j.neucom.2022.02.047.

16. Mohammad Baqir, Harpreet Kaur Channi Analysis and design of solar PV system using Pvsyst software // Materials Today: Proceedings. 2022, vol. 48. DOI: 10.1016/j.matpr.2021.09.029.

17. Ravi Kumar, Rajoria C. S., Amit Sharma, Sathans Suhag Design and simulation of standalone solar PV system using PVsyst Software. A case study // Materials Today: Proceedings. 2021, vol. 46. DOI: 10.1016/j.matpr.2020.08.785.

18. Longares Jose Manuel, García-Jiménez A., García-Polanco N. Multiphysics simulation of bifacial photovoltaic modules and software comparison // Solar Energy. 2023, vol. 257, pp. 155–163. DOI: 10.1016/j.solener.2023.04.005.

19. Handan Akulker, Erdal Aydin Equipment selection for coupling a microgrid with a power-to-gas system in the context of optimal design and operation // Computers & Chemical Engineering. 2024, vol. 181. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2023.108512.


20. Arcell Lelo Konde, Kusaf Mehmet, Dagbasi Mustafa An effective design method for grid-connected solar PV power plants for power supply reliability // Energy for Sustainable Development. 2022, vol. 70, pp. 301–313. DOI: 10.1016/j.esd.2022.08.006.

21. Мингалеев Р. Д., Бессель В. В., Топилин А. В., Зайцев В. С. Статистический метод оценки первоначальных инвестиций при выборе солнечных PV-панелей для солнечной электростанции // Территория Нефтегаз. — 2014. — № 12. — С. 136–139.

22. Шуткин О. И. Оценка конкурентоспособности солнечной генерации в электроэнергетике России // Энергетическая политика. — 2014. — № 1. — С. 67–77.

23. Бастрон А. В., Бастрон Т. Н., Наумов И. В., Ямщикова И. В. Технико-экономический аспект использования солнечных электростанций в системах электроснабжения сельскохозяйственного производства и быта в условиях Сибири // Социально-экономический и гуманитарный журнал Красноярского ГАУ. — 2023. — № 3. — С. 101–116. DOI: 10.36718/2500-1825-2023-3-101-116.

24. Ismail Bendaas, Kada Bouhouicha, Smail Semaoui, Abdelhak Razagui, Salim Bouchakour, Saliha Boulahchiche Performance evaluation of large-scale photovoltaic power plant in Saharan climate of Algeria based on real data // Energy for Sustainable Development. 2023, vol. 76. DOI: 10.1016/j.esd.2023.101293.

25. Neha Bansal, Shiva Pujan Jaiswal, Gajendra Singh Long term performance assessment and loss analysis of 9 MW grid tied PV plant in India // Materials Today. 2022, vol. 60. DOI: 10.1016/j.matpr.2022.01.263. 

REFERENCES

1. Gailani A., Cooper S., Allen S., Pimm A., Taylor P., Gross R. Assessing the potential of sam decarbonization options for industrial sectors. *Joule*. 2024, vol. 8, pp. 576–603. DOI: 10.1016/j.joule.2024.01.007.

2. Yashalova N. N., Potravny I. M. Tools for ensuring carbon neutrality in the Russian coal business. *Ugol'*. 2023, no. 10, pp. 66–71. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2023-10-66-71.

3. Hiroaki Onodera, Rémi Delage, Toshihiko Nakata The role of regional renewable energy integration in electricity decarbonization. A case study of Japan. *Applied Energy*. 2024, vol. 363, article 123118. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123118.

4. Veselov F., Solyanik A., Urvantseva L. Low-carbon restructuring of the Russian electric power industry until 2035: the potential for reducing CO₂ emissions and its «price» for consumers. *Energy Policy*. 2021, no. 11(165), pp. 30–43. [In Russ]. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_11165_30.

5. Artamonov G. E., Vasenev I. I., Gutnikov V. A. Environmental assessment of the carbon and nitrogen footprint of thermal energy facilities in the conditions of the city of Moscow. *Ecology*. 2023, no. 4, pp. 16–25. [In Russ]. DOI: 10.24412/1816-1863-2023-4-16-25.

6. Enikeeva A. R., Sharipov B. A., Fedoseeva E. A. The use of non-traditional technologies for concealing goods on subprograms. *Electrical and data processing facilities and system*. 2019, no. 3, pp. 30–35. [In Russ]. DOI: 10.17122/1999-5458-2019-15-3-30-35.

7. Chatzigeorgiou N. G., Theocharides S., Makrides G., Georghiou G. E. A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector. *Journal of Energy Storage*. 2024, vol. 86, article 111192. DOI: 10.1016/j.est.2024.111192.

8. Stepanenko V. P., Mal'shakov I. N. Prospects for supercapacitors and renewable energy sources in mining industry. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2017, no. 6, pp. 153–163. [In Russ].

9. Seon Hyeog Kim, Yong-June Shin Optimize the operating range for improving the cycle life of battery energy storage systems under uncertainty by managing the depth of discharge. *Journal of Energy Storage*. 2023, vol. 73. DOI: 10.1016/j.est.2023.109144.

10. Topno S., Umre B., Aware M., Sahoo L. Internal and cross sectional benchmarking of electrical energy use in opencast coal mine. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2023, no. 8(3), pp. 232–244. [In Russ]. DOI: 10.17073/2500-0632-2023-03-100.

11. Sadridinov A. B. Analysis of energy performance of heading sets of equipment at a coal mine. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2020, no. 5(4), pp. 367–375. [In Russ]. DOI: 10.17073/2500-0632-2020-4-367-375.

12. Klyuev R. V., Bosikov I. I., Gavrina O. A., Lyashenko V. I. Assessment of operational reliability of power supply to developing ore mining areas at a high-altitude mine. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2021, no. 6(3), pp. 211–220. [In Russ]. DOI: 10.17073/2500-0632-2021-3-211-220.

13. Shklyarsky Ya. E., Pirog S. The influence of the load schedule on losses in the electric network of the enterprise. *Journal of Mining Institute*. 2016, vol. 222, pp. 859–863. [In Russ]. DOI: 10.18454/PMI.2016.6.859.

14. Krasnikova Yu. D., Razuvaeva V. V. *Gornye mashiny. Dinamika i stabilizatsiya nagruzok oborudovaniya kar'erov* [Mining machines. Dynamics and stabilization of loads of quarry equipment], Moscow, Izdatel'stvo MGOU, 2013, 100 p.
15. Fernandez A., Bella J., Dorronsoro J. R. Supervised outlier detection for classification and regression. *Neurocomputing*. 2022, vol. 486, no. 2. DOI: 10.1016/j.neucom.2022.02.047.
16. Mohammad Baqir, Harpreet Kaur Channi Analysis and design of solar PV system using Pvsyst software. *Materials Today: Proceedings*. 2022, vol. 48. DOI: 10.1016/j.matpr.2021.09.029.
17. Ravi Kumar, Rajoria C. S., Amit Sharma, Sathans Suhag Design and simulation of standalone solar PV system using PVsyst Software. A case study. *Materials Today: Proceedings*. 2021, vol. 46. DOI: 10.1016/j.matpr.2020.08.785.
18. Longares Jose Manuel, García-Jiménez A., García-Polanco N. Multiphysics simulation of bifacial photovoltaic modules and software comparison. *Solar Energy*. 2023, vol. 257, pp. 155 – 163. DOI: 10.1016/j.solener.2023.04.005.
19. Handan Akulker, Erdal Aydin Equipment selection for coupling a microgrid with a power-to-gas system in the context of optimal design and operation. *Computers & Chemical Engineering*. 2024, vol. 181. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2023.108512.
20. Arcell Lelo Konde, Kusaf Mehmet, Dagbasi Mustafa An effective design method for grid-connected solar PV power plants for power supply reliability. *Energy for Sustainable Development*. 2022, vol. 70, pp. 301 – 313. DOI: 10.1016/j.esd.2022.08.006.
21. Mingaleev R. D., Bessel V. V., Topilin A. V., Zaitsev V. S. Statistical method for estimating initial investments when choosing solar PV panels for a solar power plant. *Oil and Gas Territory*. 2014, no. 12, pp. 136 – 139. [In Russ].
22. Shutkin O. I. Assessment of the competitiveness of solar generation in the Russian electric power industry. *Energy Policy*. 2014, no. 1, pp. 67 – 77. [In Russ].
23. Bastron A. V., Bastron T. N., Naumov I. V., Yamshchikova I. V. Technical and economic aspect of the use of solar power plants in power supply systems for agricultural production and everyday life in Siberia. *Social and economic and humanitarian magazine of Krasnoyarsk SAU*. 2023, no. 3, pp. 101 – 116. [In Russ]. DOI: 10.36718/2500-1825-2023-3-101-116.
24. Ismail Bendaas, Kada Bouchouicha, Smail Semaoui, Abdelhak Razagui, Salim Bouchakour, Saliha Boulahchiche Performance evaluation of large-scale photovoltaic power plant in Saharan climate of Algeria based on real data. *Energy for Sustainable Development*. 2023, vol. 76. DOI: 10.1016/j.esd.2023.101293.
25. Neha Bansal, Shiva Pujan Jaiswal, Gajendra Singh Long term performance assessment and loss analysis of 9 MW grid tied PV plant in India. *Materials Today*. 2022, vol. 60. DOI: 10.1016/j.matpr.2022.01.263.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Софронов Матвей Андреевич¹ — магистр,
e-mail: sarychev_2000@inbox.ru,

Петров Вадим Леонидович¹ — д-р техн. наук,
профессор, e-mail: petrovv@misis.ru,

¹ НИТУ МИСИС.

Для контактов: Петров В.Л., e-mail: petrovv@misis.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

M.A. Sofronov¹, Magister,

e-mail: sarychev_2000@inbox.ru,

V.L. Petrov¹, Dr. Sci. (Eng.), Professor,

e-mail: petrovv@misis.ru,

¹ NUST MISIS, 119049, Moscow, Russia.

Corresponding author: V.L. Petrov, e-mail: petrovv@misis.ru.

Получена редакцией 28.04.2024; получена после рецензии 29.05.2024; принята к печати 10.09.2024.

Received by the editors 28.04.2024; received after the review 29.05.2024; accepted for printing 10.09.2024.