

УДК 620.9:621.311

Терентьев Павел Валерьевич,
к.т.н., доцент кафедры «ПМФиВМ»,
Нижегородский государственный агротехнологический
университет им. Флорентьева Л. Я.
Terentyev Pavel Valeryevich,
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor at the Department of PMFiVM,
Nizhny Novgorod State Agrotechnological
University named after L. Ya. Florentiev

Торопов Дмитрий Евгеньевич, магистрант,
Нижегородский государственный агротехнологический
университет им. Флорентьева Л. Я.
Toropov Dmitry Evgenievich, Master's student,
Nizhny Novgorod State Agrotechnological
University named after L. Ya. Florentiev

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МИКРОГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА
ЛЕСОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ: ИНТЕГРАЦИЯ СЕТЕВОЙ
СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
DEVELOPMENT OF A MICROGENERATION SYSTEM FOR A WOOD
PROCESSING PLANT: INTEGRATION OF A GRID-CONNECTED
SOLAR POWER PLANT INTO THE POWER SUPPLY SYSTEM**

Аннотация. В статье рассматривается актуальная задача повышения энергетической эффективности лесоперерабатывающего предприятия Нижегородской области путём внедрения системы микрогенерации на основе сетевой солнечной электростанции. Проведён анализ существующей системы электроснабжения предприятия, включающей комплектную трансформаторную подстанцию с двумя трансформаторами 2×1000 кВА, пять вводно-распределительных устройств и установку компенсации реактивной мощности. Обоснована целесообразность применения фотоэлектрических модулей российского производства Hevel TOPCon, обладающих пониженным температурным коэффициентом мощности. Разработан проект сетевой солнечной электростанции установленной мощностью 340 кВт с возможностью дальнейшего расширения, обеспечивающей замещение до 30% годового потребления электроэнергии. Выполнено технико-экономическое обоснование: капитальные затраты составляют 25 712 000 руб., годовая экономия 10 655 000 руб., простой срок окупаемости 2,4 года. Предложены схемы подключения станции к существующей КТП на уровне 0,4 кВ, рассчитаны параметры защитной коммутации.

Abstract. The article considers the urgent task of increasing the energy efficiency of a timber processing enterprise in the Nizhny Novgorod region by implementing a microgeneration system based on an on-grid solar power plant. An analysis of the existing power supply system of the enterprise, including a complete transformer substation with two 2×1000 kVA transformers, five input-distribution devices and a reactive power compensation unit, is carried out. The feasibility of using Russian-made Hevel TOPCon photovoltaic modules with a reduced temperature power factor is substantiated. A design for an on-grid solar power plant with an installed capacity of 340 kW with the possibility of further expansion, providing for the replacement of up to 30% of the annual electricity consumption, has been developed. A feasibility study has been completed: capital



expenditures amount to RUB 25 712 000, annual savings amount to RUB 10 655 000, and a simple payback period of 2.4 years. Schemes for connecting the station to the existing transformer substation at the 0.4 kV level have been proposed, and protective switching parameters have been calculated.

Ключевые слова: Микрогенерация, лесоперерабатывающее предприятие, сетевая солнечная электростанция, фотоэлектрические модули, Хевел, технико-экономическое обоснование, энергоэффективность, цифровой инжиниринг, электроснабжение.

Keywords: Microgeneration, wood processing plant, grid-tied solar power plant, photovoltaic modules, Hevel, feasibility study, energy efficiency, digital engineering, power supply.

Лесоперерабатывающая промышленность является одной из ключевых отраслей экономики Нижегородской области, обладающей значительными лесными ресурсами. Технологические процессы заготовки, распиловки, сушки и переработки древесины характеризуются высокой энергоёмкостью и требуют бесперебойного электроснабжения. Современные лесоперерабатывающие предприятия оснащаются автоматизированными линиями, валочными машинами, бревнопильными станками, сушильными камерами и оборудованием для производства готовой продукции, что обуславливает рост электропотребления [1].

В условиях постоянного роста тарифов на электрическую энергию для юридических лиц Нижегородской области (в 2025 году средний тариф для лесоперерабатывающего предприятия составлял 8,65 руб./кВт·ч, а среднегодовой рост тарифа составляет около 10%) особую актуальность приобретает поиск альтернативных источников энергоснабжения [2]. Одним из перспективных направлений является микрогенерация на основе возобновляемых источников энергии, в частности, солнечной энергии. Принятые в России поправки к законодательству о микрогенерации упростили процедуру технологического присоединения объектов генерации и создали экономические предпосылки для внедрения сетевых солнечных электростанций на промышленных предприятиях [3-6].

Цель работы – разработка технически обоснованного и экономически эффективного решения по интеграции сетевой солнечной электростанции в систему электроснабжения лесоперерабатывающего предприятия Нижегородской области для снижения затрат на электроэнергию.

Задачи исследования: Провести анализ существующей системы электроснабжения лесоперерабатывающего предприятия. Оценить ресурсный потенциал солнечной энергии в Нижегородской области. Обосновать выбор фотоэлектрических модулей российского производства. Разработать проект сетевой солнечной электростанции мощностью 50% от расчётной мощности предприятия с возможностью расширения. Выполнить технико-экономическое обоснование внедрения.

Анализ системы электроснабжения лесоперерабатывающего предприятия.

Характеристика технологического процесса и электроприёмников.

Рассматриваемое лесоперерабатывающее предприятие осуществляет полный цикл переработки древесины: от заготовки леса до производства готовой продукции (двери, строительные щиты, вагонка, дверной короб, древесный уголь, пеллеты). Технологический процесс включает следующие основные этапы:

- заготовка леса с использованием валочных машин;
- подача брёвен к месту распила;
- распиловка брёвен на доски;
- сушка древесины в сушильных камерах;
- создание готовой продукции;
- упаковка товаров;
- производство древесного угля и пеллет.



Электроснабжение предприятия осуществляется от комплектной трансформаторной подстанции (КТП) с двумя трансформаторами марки ТМГ мощностью 1000 кВА каждый. Распределение электроэнергии от шин 0,4 кВ осуществляется через пять вводно-распределительных устройств (ВРУ).

Таблица 1

Параметры электрических нагрузок предприятия

Наименование ВРУ	Установленная мощность $P_{уст}$, кВт	Расчётная мощность $P_{расч}$, кВт	Расчётный ток $I_{расч}$, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$
ВРУ-1	320,9	251,1	504,4	0,76
ВРУ-2	366,4	266,9	523,2	0,78
ВРУ-3	124,6	90,0	172,6	0,82
ВРУ-СПЗ	7,18	7,18	11,6	0,94
ВРУ-5	82,4	65,0	113,8	0,89
Итого	901,48	680,18	—	—

Суммарная расчётная активная мощность по всем ВРУ составляет 680,18 кВт. Основными потребителями являются ВРУ-1 и ВРУ-2, на долю которых приходится более 75% установленной мощности. Значения коэффициента мощности ($\cos\varphi$) для этих распределительных устройств составляют 0,76 и 0,78, что типично для производств с преобладанием асинхронных электродвигателей.

Для снижения потерь, связанных с перетоками реактивной энергии, на предприятии установлена установка компенсации реактивной мощности (УКРМ) номиналом 200 кВАр. С учётом компенсации результирующий коэффициент мощности повышается до 0,90.

Оценка годового электропотребления.

Годовое потребление электроэнергии предприятием оценивается исходя из расчётных мощностей и характерных режимов работы. При средней загрузке около 65% от установленной мощности и работе 365 дней в году ориентировочное энергопотребление составляет:

$$W_{год} \approx 0,65 \times 680,18 \text{ кВт} \times 24 \text{ ч} \times 365 \text{ дней} \approx 3\,876\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

При среднем тарифе для юридических лиц в 2026 году $T_{э} = 9,52 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$, годовые затраты на электроэнергию достигают:

$$З_{э} = 3\,876\,000 \times 9,52 \approx 36\,900\,000 \text{ руб.}$$

Следовательно, даже незначительное снижение закупаемой из сети электроэнергии обеспечит существенную экономию.

Оценка ресурсного потенциала солнечной энергии.

Климатические условия Нижегородской области.

Нижегородская область расположена в зоне умеренно-континентального климата с годовой суммой солнечной радиации порядка 1050–1150 кВт·ч/м². Среднегодовое значение инсоляции составляет 3,55 кВт·ч/м² в сутки. Данные о помесечной инсоляции приведены в таблице 2.

Таблица 2

Солнечная инсоляция для Нижегородской области

Месяц	Инсоляция, кВт·ч/м ²	Оптимальный угол наклона ФСМ, град.
Январь	1,56	73
Февраль	2,63	64
Март	3,77	51
Апрель	4,61	35



Май	5,66	21
Июнь	5,81	12
Июль	5,76	18
Август	4,60	27
Сентябрь	3,27	44
Октябрь	2,18	58
Ноябрь	1,58	70
Декабрь	1,09	74
Среднее за год	3,55	45,4

Данные таблицы показывают ярко выраженную сезонную неравномерность поступления солнечного излучения. В летние месяцы инсоляция достигает 5,76–5,81 кВт·ч/м² в сутки, тогда как в декабре этот показатель снижается до 1,09 кВт·ч/м².

Обоснование выбора фотоэлектрических модулей.

Для проектируемой солнечной электростанции выбраны фотоэлектрические модули российского производства Hevel TOPCon HVL 144 MBV M10 GG 05 540 Вт. Компания Hevel (Хевел) является первым и единственным в России и крупнейшим в Европе заводом полного цикла по производству гетероструктурных солнечных ячеек и модулей в промышленном масштабе. Технология TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) основана на нанесении специального тонкого оксидного слоя, который служит дополнительным барьером для удержания непоглощённого солнечного света. Это позволяет увеличить количество энергии, которую может преобразовать солнечная панель. Данная технология не требует серьёзного переоборудования производственной линии, а значит, не сильно повышает стоимость производства солнечных модулей [7].

Таблица 3

Технические характеристики модуля Hevel TOPCon 540 Вт

Параметр	Значение
Номинальная мощность, Вт	540
Тыльная засветка +10%, Вт	586
Тыльная засветка +20%, Вт	632
Эффективность (КПД), %	20,9
Ток при максимальной мощности, А	12,04
Напряжение при максимальной мощности, В	45,09
Ток короткого замыкания, А	12,58
Напряжение холостого хода, В	53,21
Температурный коэффициент P _{max} , %/°C	-0,26
Температурный коэффициент V _{oc} , %/°C	+0,24
Температурный коэффициент I _{sc} , %/°C	+0,055
Температура эксплуатации, °C	-40 ... +85
Размеры (Д×Ш×Т), мм	2256×1135×35
Вес, кг	37
Срок службы, лет	30
Стоимость, руб.	17 400

Модули Hevel TOPCon обладают следующими преимуществами:

- пониженный температурный коэффициент мощности (–0,26%/°C), что обеспечивает меньшие потери в летний период при нагреве панелей;



- двусторонняя конструкция, позволяющая генерировать электроэнергию как с лицевой, так и с тыльной стороны;
- длительная гарантия – до 30 лет;
- российское производство, что снижает логистические расходы и зависимость от импорта;
- наличие международных сертификатов соответствия CE, EAC и TUV.

Разработка проекта сетевой солнечной электростанции.

Определение расчётной мощности СЭС.

Мощность солнечной электростанции принимается равной 50% от суммарной расчётной активной мощности предприятия:

$$P_{\text{сэс}} = 0,5 \times 680,18 = 340,09 \text{ кВт}$$

Принимается установленная мощность СЭС 340 кВт (по постоянному току) с возможностью дальнейшего расширения.

На основе анализа суточных графиков нагрузок предприятия установлено, что минимальное потребление приходится на период с 23:00 до 5:00 и составляет около 280–300 кВт. Максимальное потребление наблюдается в интервале 10:00–17:00 и достигает 620–650 кВт. Таким образом, выработка СЭС мощностью 340 кВт в дневные часы не будет превышать текущее потребление, что исключает необходимость продажи излишков в сеть.

Расчёт количества модулей и конфигурации массива.

Для достижения общей мощности 340 кВт при использовании модулей Hevel TOPCon мощностью 540 Вт требуется:

$$N = 340\,000 / 540 = 629,6 \approx 630 \text{ модулей}$$

Принимается 630 модулей. Общая фактическая мощность массива:

$$P_{\text{факт}} = 630 \times 540 = 340\,200 \text{ Вт} = 340,2 \text{ кВт}$$

Общая площадь, занимаемая панелями (без учёта межрядных проходов):

$$S_{\text{пан}} = 630 \times 2,256 \times 1,135 = 630 \times 2,56 = 1\,613 \text{ м}^2$$

С учётом межрядных расстояний (для наземной установки), необходимых для предотвращения затенения соседних рядов, общая занимаемая площадь составит примерно 3 200–3 500 м² (около 0,35 га).

Модули объединяются в последовательные стринги (рис. 1). Максимальное количество модулей в одном стринге ограничивается максимальным входным напряжением инвертора (1100 В).

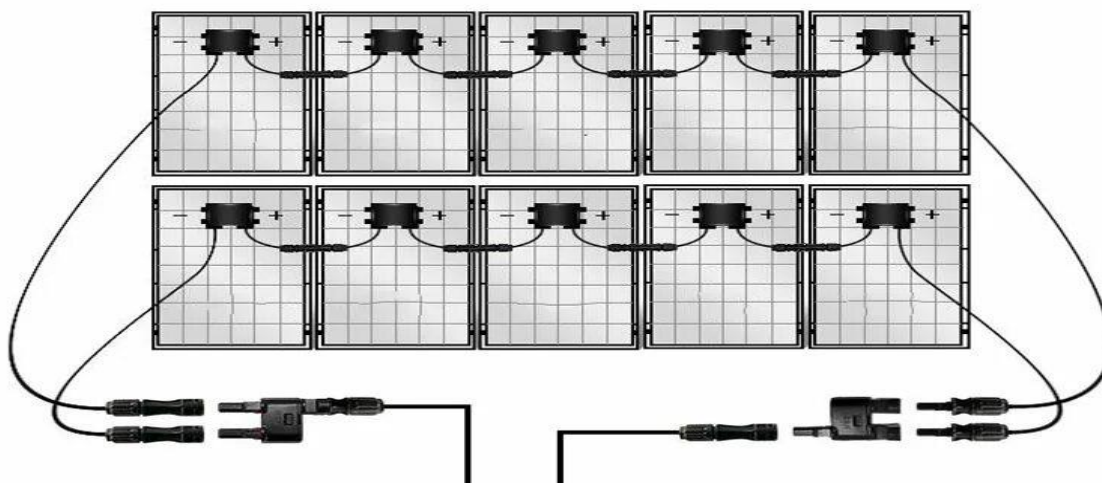


Рисунок 1. Пример установки солнечных модулей в последовательные стринги



Максимальное напряжение одного модуля при -35°C :

$$U_{\max} = 53,21 \times (1 + 0,0024 \times 60) = 53,21 \times 1,144 = 60,9 \text{ В}$$

Максимальное количество модулей в цепочке:

$$N_{\text{посл}} = 1100 / 60,9 = 18,06 \approx 18 \text{ модулей}$$

Принимается 18 модулей в одном стринге.

Напряжение одного стринга в точке максимальной мощности при 25°C :

$$U_{\text{стринга}} = 18 \times 45,09 = 811,6 \text{ В}$$

Мощность одного стринга:

$$P_{\text{стринга}} = 18 \times 540 = 9\,720 \text{ Вт}$$

Количество стрингов:

$$N_{\text{стрингов}} = 630 / 18 = 35 \text{ стрингов}$$

Выбор сетевого инвертора.

Для преобразования постоянного тока в переменный выбраны стринговые инверторы мощностью 60 кВт каждый. Технические характеристики инвертора приведены в таблице 4.

Таблица 4

Технические характеристики сетевого инвертора

Параметр	Значение
Номинальная выходная мощность, кВт	60
Максимальная выходная мощность, кВт	66
Количество МРРТ-трекеров	6
Максимальное входное напряжение, В	1100
Диапазон напряжения МРРТ, В	200–1000
Номинальное выходное напряжение, В	400 (3-фазный)
КПД (максимальный), %	98,7

Для обслуживания 35 стрингов при количестве МРРТ-трекеров на один инвертор, равном 6, требуется: $N_{\text{инв}} = 35 / 6 = 5,83 \approx 6$ инверторов

При установке 6 инверторов по 60 кВт общая мощность инверторов составит 360 кВт (переменного тока), с возможностью подключения дополнительных стрингов при расширении СЭС. Коэффициент нагрузки инвертора (ILR) составляет $340/360 = 0,94$.

Разработка схемы подключения СЭС к существующей КТП.

Подключение СЭС осуществляется на уровне сборных шин РУ-0,4 кВ КТП (после УКРМ). Такое решение обеспечивает простоту учёта электроэнергии, не требует согласования работы инверторов с системой компенсации реактивной мощности и повышает общую надёжность системы.

Схема подключения включает:

- фотоэлектрические модули, объединённые в стринги;
- DC-щит с аппаратами защиты и коммутации;
- сетевые инверторы;
- AC-щит с автоматическими выключателями, УЗО и счётчиком;
- кабельную линию до РУ-0,4 кВ КТП.

Для коммерческого учёта электроэнергии устанавливается двунаправленный электрический счётчик.

Моделирование месячной выработки электроэнергии.

Для оценки ожидаемой выработки проектируемой солнечной электростанции проведено месячное моделирование с использованием среднемесячных значений солнечной инсоляции для Нижегородской области и технических характеристик выбранного оборудования.



Исходные данные для расчёта:

- Установленная мощность (по модулям): 340,2 кВт
- Номинальная мощность инверторов: 360 кВт (при 6 инверторах)
- КПД инвертора (средний): 98,0%
- Потери в кабелях постоянного тока: 2%
- Потери из-за нагрева модулей (среднегодовые): 7% (с учётом температурного коэффициента $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$)
- Потери из-за запыленности и загрязнения модулей: 3%
- Потери из-за неоптимального угла наклона: 5–7% в год

Таблица 5

Помесячная выработка электроэнергии СЭС

Месяц	Выработка, кВт·ч
Январь	38 045
Февраль	68 990
Март	106 823
Апрель	131 025
Май	162 189
Июнь	164 452
Июль	159 070
Август	129 141
Сентябрь	92 772
Октябрь	58 969
Ноябрь	40 918
Декабрь	25 917
Итого	1 178 311

Годовая выработка СЭС составит около 1 178 000 кВт·ч, что эквивалентно примерно 30% от годового потребления предприятия. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) достигает 39,6%, что является высоким показателем для умеренного климата.

Технико-экономическое обоснование внедрения.

Расчёт капитальных затрат.

Капитальные затраты на реализацию проекта включают расходы на приобретение оборудования, его доставку, монтаж, пусконаладочные работы, проектирование и технологическое присоединение к электрическим сетям.

Таблица 6

Расчёт стоимости основного оборудования

Наименование оборудования	Количество	Цена за ед., руб.	Общая стоимость, руб.
Фотоэлектрические модули Nevel TOPCon 540 Вт	630 шт.	17 400	10 962 000
Сетевые инверторы 60 кВт	6 шт.	350 000	2 100 000
Монтажные конструкции (наземные)	340 кВт	10 000	3 400 000
Кабельная продукция	компл.	—	1 200 000
Защитная коммутация и учёт	компл.	—	350 000
Итого по оборудованию			18 012 000



Таблица 7

Расчёт стоимости работ и прочих затрат

Наименование затрат	Сумма, руб.
Проектные работы	1 800 000
Строительно-монтажные работы (СМР)	3 400 000
Пусконаладочные работы (ПНР)	400 000
Технологическое присоединение	900 000
Доставка оборудования	200 000
Страхование	100 000
Непредвиденные затраты (5%)	900 000
Итого по работам и прочим затратам	7 700 000

Таблица 8

Сводный расчёт капитальных затрат проекта

Статья затрат	Сумма, руб.	Доля, %
Оборудование	18 012 000	70,1
Проектные работы	1 800 000	7,0
Строительно-монтажные работы	3 400 000	13,2
Пусконаладочные работы	400 000	1,6
Технологическое присоединение	900 000	3,5
Доставка и страхование	300 000	1,2
Непредвиденные затраты	900 000	3,5
ИТОГО	25 712 000	100

Удельные капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности составляют:

$$K_{уд} = 25\,712\,000 / 340 = 75\,624 \text{ руб./кВт}$$

Это значение находится в диапазоне рыночных показателей для наземных СЭС в России (70 000–80 000 руб./кВт).

Расчёт годовой экономии.

Годовая экономия затрат на электроэнергию равна стоимости электроэнергии, выработанной СЭС и потреблённой предприятием:

$$Э_{год} = W_{год} \times T_{э} \times K_{сам}$$

где:

$W_{год} = 1\,178\,311 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ – годовая выработка СЭС;

$T_{э} = 9,52 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$ – тариф на электроэнергию в 2026 году;

$K_{сам} = 0,95$ – коэффициент самопотребления.

$$Э_{год} = 1\,178\,311 \times 9,52 \times 0,95 = 10\,655\,000 \text{ руб./год}$$

Оценка экономической эффективности.

Простой срок окупаемости проекта:

$$T_{ок} = K / Э_{год} = 25\,712\,000 / 10\,655\,000 = 2,4 \text{ года}$$

Таблица 9

Сводные технико-экономические показатели проекта

Показатель	Значение
Установленная мощность СЭС	340 кВт
Количество фотоэлектрических модулей	630 шт.
Количество инверторов	4 шт.
Годовая выработка электроэнергии	1 178 000 кВт·ч



Доля замещения годового потребления	30 %
Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)	39,6 %
Капитальные затраты	25 712 000 руб.
Удельные капитальные затраты	75 624 руб./кВт
Годовая экономия на электроэнергии	10 655 000 руб./год
Срок окупаемости	2,4 года

Выводы

1. Проведён анализ существующей системы электроснабжения лесоперерабатывающего предприятия, включающей КТП с двумя трансформаторами 2×1000 кВА, пять ВРУ и УКРМ мощностью 200 кВАр. Суммарная расчётная активная мощность составляет 680,18 кВт, годовое потребление электроэнергии – около 3 876 000 кВт·ч.

2. Оценён ресурсный потенциал солнечной энергии в Нижегородской области. Среднегодовая инсоляция составляет 3,55 кВт·ч/м² в сутки (около 1150–1200 кВт·ч/м² в год). Выявлена ярко выраженная сезонная неравномерность поступления солнечного излучения.

3. Обоснован выбор фотоэлектрических модулей российского производства Nevel TOPCon HVL 144 MBV M10 GG 05 540 Вт. Модули обладают пониженным температурным коэффициентом мощности (–0,26%/°C), двусторонней конструкцией, длительной гарантией до 30 лет и стоимостью 17400 руб. за штуку.

4. Разработан проект сетевой солнечной электростанции мощностью 340 кВт (50% от расчётной мощности предприятия) с возможностью дальнейшего расширения. Станция включает 630 модулей Nevel TOPCon мощностью 540 Вт каждый и 6 стринговых инвертора мощностью по 60 кВт. Годовая выработка электроэнергии составит около 1 178 000 кВт·ч, что эквивалентно замещению 30% годового потребления.

5. Выполнено технико-экономическое обоснование внедрения. Капитальные затраты составляют 25 712 000 руб. (75 624 руб./кВт), годовая экономия – 10 655 000 руб./год, простой срок окупаемости – 2,4 года.

Общий вывод: внедрение сетевой солнечной электростанции мощностью 340 кВт на лесоперерабатывающем предприятии Нижегородской области с использованием фотоэлектрических модулей российского производства Nevel TOPCon является технически реализуемым, экономически эффективным и экологически обоснованным инвестиционным проектом. Проект предусматривает возможность дальнейшего расширения мощности станции при необходимости.

Список литературы:

1. Чубинский А.Н., Тамби А.А., Шагалова Т.А. Основы проектирования предприятий. Технологическое проектирование деревообрабатывающих производств. Учебное пособие. – СПб.: 2010. – 169 с.

2. Стоимость электроэнергии. Формулы расчета стоимости электроэнергии для ценовых категорий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nn.tns-e.ru/legal/pricing>.

3. Терентьев П.В., Чертилов Д.А., Абрамов Н.В., Кибонги А.П., Перспективы развития солнечной энергетики в Российской Федерации //Флагман науки: научный журнал. Ноябрь 2025.-СПб., Изд.ГНИИ "Нацразвитие"-2025. №11 (34).

4. Федеральный закон от 27.12.2019 № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации» // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2019. – № 52 (ч. I). – Ст. 7789.



5. Распоряжение Правительства РФ от 26.09.2026 № 2675-р «Об определении предельных значений объема выдачи электрической энергии объектами микрогенерации в электрическую сеть».

6. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.09.2026 № 1242 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

7. Солнечная батарея двусторонняя Hevel TOPCon HVL 144 MBV M10 GG 05 540 Вт (24 В, 540 Вт) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://smartsystems21.ru/products/geterostrukturnyy-modul-hevel-topcon-540>.

