

Моделирование элементов солнечно-дизельных комплексов

А Г Васьков, Н Ю Моздер и А Ф Нарынбаев

Кафедра гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии Национальный исследовательский Университет «Московский энергетический институт», Москва, Россия

Аннотация. При проектировании систем энергоснабжения на основе возобновляемых источников энергии крайне актуальной задачей является построение математических моделей таких систем и их элементов. В статье представлен подход и описание математических моделей элементов солнечно-дизельных комплексов (СДК), предназначенных для использования при принятии решений по управлению работой СДК.

1 ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации существует большое количество районов, энергоснабжение потребителей на территории которых децентрализовано и осуществляется, как правило, с помощью дизельных электростанций. При этом для изолированных энергосистем характерно наличие ряда проблем:

- Морально и физически устаревшее генерирующее оборудование с высоким удельным расходом топлива.
- Негативное воздействие на окружающую среду.
- Высокая себестоимость электроэнергии.

В соответствии с [1] к системам энергоснабжения предъявляются требования к их энергетической эффективности [2]: энергоэффективность электростанций должна быть обеспечена “путем реализации правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии”.

Реализация нескольких десятков проектов модернизации изолированных энергосистем на территории Дальневосточного федерального округа [4] показала, что создание электростанций, объединяющих дизельную генерацию и энергоустановку на основе нестабильного возобновляемого источника энергии, позволяет построить энергетические комплексы с неплохими технико-экономическими характеристиками [3] благодаря снижению удельного расхода условного топлива на единицу выработанной электрической энергии для всей электростанции [2] (далее - удельного расхода).

Достижение низкого удельного расхода возможно при выполнении оптимизации проектных и эксплуатационных показателей энергокомплекса, что требует наличия верифицированных математических моделей его элементов:

- Ресурсной модели поступления возобновляемого энергоресурса.

- Технической модели (описание конкретных технических решений, позволяющих реализовать функцию энергоснабжения).
- Экономической модели (оценка технических и организационных решений в экономических (финансовых) показателях).

Для задач проектирования и управления СДК указанные математические модели также должны обладать противоречивыми свойствами: с одной стороны - давать как можно более точное описание природных условий и технических особенностей; с другой - быть относительно простыми и наглядными при применении. Также для моделирования задач проектирования и эксплуатации СДК применяют разные группы математических моделей. Цель первых - расчёт установившихся режимов работы СДК (моделирование усредненных показателей, как правило - часовых), вторых - моделирование мгновенных режимов работы. Ниже представлен обзор способов моделирования установившихся режимов СДК.

2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2.1 Модель выходной мощности солнечного модуля

Выходная мощность единичного солнечного модуля (СМ) P_{PV} определяется исходя из его геометрических размеров, КПД и интенсивности солнечного излучения одним из двух способов:

- Выходная мощность СМ зависит от интенсивности солнечного излучения (СИ) [5]:

$$P_{PV}(t) = P_{RPV} \cdot \left(\frac{G(t)}{G_{ref}} \right) \cdot \eta_{PV} \quad (1)$$

где P_{PVref} , Вт – номинальная мощность СМ; $G(t)$, Вт/м² – солнечное излучение (СИ) в плоскости СМ; G_{ref} – СИ при стандартных условиях, обычно принимается 1000 Вт/м²; η_{PV} , о.е. – коэффициент полезного действия солнечного модуля.

- В статье [6] для расчета мощности СМ используется соотношение, учитывающее геометрические размеры СМ:

$$P_{PV}(t) = \eta_{PV} \cdot A \cdot G(t) \quad (2)$$

где A , м² – площадь одного СМ, используемого в системе.

2.2 Оценка эффективности солнечного модуля

КПД СМ - величина, зависящая от параметров окружающей среды, поскольку температура влияет на основные электрические величины, такие как напряжение и ток фотоэлектрического модуля. Учёт влияния температуры на эффективность СМ представлен в работе [7], где предлагается нелинейная зависимость:

$$\eta_{PV} = \eta_{ref} \left(1 - \beta_{ref} \cdot (T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G \right) \quad (3)$$

где η_{Tref} , о.е. – эффективность СМ при стандартных условиях; β_{Tref} , о.е. – температурный коэффициент; T_{ref} , К – температура в стандартных условиях; T_c , К – температура ячейки солнечного модуля; γ , о.е. – поправочный коэффициент освещенности.

Обычно поправочный коэффициент освещенности сводится к нулю и выражение приводится к виду:

$$\eta_{PV} = \eta_{ref} \left(1 - \beta_{ref} \cdot (T_c - T_{ref}) \right) \quad (4)$$

Данное выражение представляет собой традиционное линейное выражение для эффективности солнечного модуля [8]. Современные исследования чаще всего применяют эту модель для описания эффективности солнечного модуля [9, 10].

В работе [11] отмечается, что нелинейная модель расчета КПД солнечного модуля не является адекватной, поскольку значения КПД во всех случаях выше экспериментально полученных. Для расчета эффективности солнечной модели предлагается использовать линейную модель. Эта модель может использоваться для расчетов в течение всего года. Преимущество использования этой модели заключается в том, что она имеет простые и легкодоступные требуемые параметры и может быть использована для различных климатических условий.

2.3 Определение температурного коэффициента

Как правило значение температурного коэффициента β , приводится заводом-изготовителем в паспортных данных СМ. Однако данное значение может быть вычислено по формуле [12]:

$$\beta = \frac{1}{T_0 - T_{ref}} \quad (5)$$

где T_0 – температура, при которой электрическая эффективность фотоэлектрического модуля падает до нуля [13], эта температура зависит от материала модуля.

2.4 Модель температуры ячейки

Предлагаемые в литературе корреляции обычно выражают T_c как функцию от соответствующих погодных переменных, а именно от температуры окружающей среды T_a , местной скорости ветра V_w и солнечного излучения, падающий на СМ, $G(t)$.

Простейшее уравнение для установившегося режима работы, связывает T_c с температурой окружающей среды и потоком СИ:

$$T_c = T_a + k \cdot G \quad (6)$$

В этом линейном выражении, которое справедливо для холостого хода и не учитывает влияние ветра, постоянная k , известная как коэффициент Росса, выражает повышение температуры выше температуры окружающей среды с увеличением СИ. Основная сложность в использовании этой линейной модели заключается в оценке k . В таблице 1 приведены значения параметра k для различных типов установки массивов СМ.

Таблица 1. Эмпирический коэффициент Росса[14]

Тип монтажа	k , (К·м ² /Вт)
Свободная установка	0.021
Плоская крыша	0.026
Наклонная крыша (хорошая вентиляция)	0.020
Наклонная крыша (средняя вентиляция)	0.034
Наклонная крыша (плохая вентиляция)	0.056
Интеграция в фасад здания (прозрачные СМ)	0.046
Интеграция в фасад здания (непрозрачные СМ)	0.054

Наиболее распространенный способ определения температуры ячейки заключается в использовании нормальной рабочей температуры ячейки (NOCT). Температура ячейки зависит от температуры окружающей среды T_a , освещенности $G(t)$ и описывается уравнением [15]:

$$T_c = T_a + (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \quad (7)$$

Для учета влияния местной скорости ветра используются две модели, учитывающие ветровую конвекцию отдельно стоящих массивов, и справедливых для скорости ветра больше 0 м/с [16]:

$$T_c = T_a + \left(\frac{0.25}{5.7 + 3.8V_f} \right) \cdot G \quad (8)$$

$$T_c = T_a + \left(\frac{0.32}{8.91 + 2.0V_f} \right) \cdot G \quad (9)$$

где V_w – скорость ветра в точке установки PV массива; V_f – скорость ветра свободного потока в наветренной стороне PV массива, $V_f = (V_w + 0.5)/0.68$.

Использование (8, 9) возможно только для свободно стоящих массивов СМ. Однако, это ограничение может быть устранено при помощи коэффициента Росса, который позволит учесть способ монтажа солнечных модулей. Таким образом, (9) преобразуется:

$$T_c = T_a + \omega \cdot \left(\frac{0.32}{8.91 + 2.0V_f} \right) \cdot G \quad (10)$$

Значения эмпирического коэффициента ω представлены в таблице 2. Другая модель учитывает скорость ветра [17]:

$$T_c = T_a + \frac{(\tau\alpha) \cdot G_t}{U_0 + U_1 V} \quad (11)$$

где V – скорость ветра, U_0 – коэффициент, описывающий влияние излучения на температуру модуля, а U_1 описывает охлаждение ветром. Коэффициенты определяются для соответствующей местности; τ и α – коэффициенты пропускания и поглощения соответственно.

Следующая модель использует эмпирические коэффициенты учитывающие типы модулей и способы монтажа. Предлагаемые значения эмпирических коэффициентов a и b сведены в таблицу 3 [18].

Модель температуры ячейки имеет уравнение [18]:

$$T_c = T_a + G \cdot \exp(a + bV) \quad (12)$$

Таблица 2. Значение эмпирического коэффициента ω [16]

Тип Монтажа	ω
Отдельно стоящие СМ	1.0
Плоская крыша	1.2
Наклонная крыша	1.8
Интеграция в фасад	2.4

Таблица 3. Значение коэффициентов a, b

Тип модуля	Тип монтажа	a	b
Стекло/ячейка/стекло	Свободно стоящий	-3.47	-0.059
Стекло/ячейка/стекло	Установка на крыше	-2.98	-0.047
Стекло/ячейка/полимер	Свободно стоящий	-3.56	-0.075
Стекло/ячейка/полимер	Интегрированный	-2.81	-0.046
Полимер/пленка/сталь	Свободно стоящий	-3.58	-0.113

Одно из последних исследований определило следующую модель температуры [19]:

$$T_c = \frac{U_L T_a + \left[(\tau\alpha) - \eta_{stc} (1 - \beta T_{ref}) \left(1 + \gamma_{Pmp} \cdot \ln \left(\frac{G_g}{G_0} \right) \right) \right] \cdot G_g}{U_L + \eta_{stc} \beta \left(1 + \gamma_{Pmp} \cdot \ln \left(\frac{G_g}{G_0} \right) \right) \cdot G_g} \quad (13)$$

где U_L - коэффициент тепловых потерь; η_{stc} и β - эффективность модуля и температурный коэффициент рассчитанные для оптимальных условий; T_{ref} и G_0 - температура модуля и интенсивность солнечной радиации для стандартных условий; G_g - интенсивность солнечной радиации в точке установки PV массива. γ_{Pmp} - безразмерный коэффициент, который находится между 0,03 и 0,12 для монокристаллического кремния.

Коэффициент тепловых потерь U_L рассчитывается следующим образом:

$$U_L = U_{L0} + U_{L1} \cdot V \quad (14)$$

где U_{L0} и U_{L1} коэффициенты учитывающие тепловые потери на конвекцию и излучение, которые рассчитываются для конкретной точки.

Представленные выше модели были протестированы, полученные результаты сведены в таблицу 4 [19].

Таблица 4. Экспериментальное сравнение моделей температуры ячейки

Модель температуры ячейки	R ² (%)	RMSE (°C)
(7)	93.97	3.85
(8)	98.30	1.24
(9)	98.47	1.22
(11)	98.61	1.27
(12)	97.44	2.03
(13)	98.77	1.13

Из таблицы можно сделать вывод, что данные модели имеют удовлетворительную точность и могут быть применены для определения температуры ячейки. Результаты показывают, что включение параметра ветра делает расчет температуры модуля более точным.

3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Наиболее простым подходом к описанию ДЭС является её представление как источника напряжения [20]. Недостатком такого подхода, несомненно, является представление ДЭС как эквивалентного источника питания, по мощности равного сумме установленных мощностей всех дизельных генераторов, установленных на ДЭС.

С точки зрения проектирования при таком подходе определяющим критерием выбора дизельного генератора является максимум графика нагрузки – мощность ДЭС должна быть не ниже суммарной максимальной мощности всего оборудования, работающего одновременно [21]. Также учитываются ограничения на минимальную P_{DPP}^{min} и максимальную P_{DPP}^{max} рабочую мощность ДЭС:

$$P_{DPP}^{min} \leq P_{DPP}(t) \leq P_{DPP}^{max} \quad (15)$$

При этом рабочая мощность ДЭС определяется исходя из уравнения баланса мощности энергосистемы:

$$P_{DPP}(t) = P_{load}(t) - P_{PV}(t) \quad (16)$$

где $P_{load}(t)$ - потребляемая среднечасовая мощность, кВт.

В случае эквивалентирования дизельных генераторов в ДЭС не удаётся определить значения удельного расхода топлива отдельных дизельных генераторов из-за различий в их индивидуальных энергетических характеристиках. Для более точного моделирования величины удельного расхода топлива необходимо учитывать типоразмеры и количество установленных на ДЭС дизель-генераторов, их нагрузочный режим и износ.

Известно [22], что для обеспечения устойчивой и надёжной работы дизельных генераторов необходимо распределить между ними активную мощность пропорционально их номинальным мощностям.

Обеспечение оптимальной загрузки дизельных генераторов осуществляется исходя из индивидуальных зависимостей удельного расхода топлива от рабочей мощности дизельного генератора Рисунок 1.

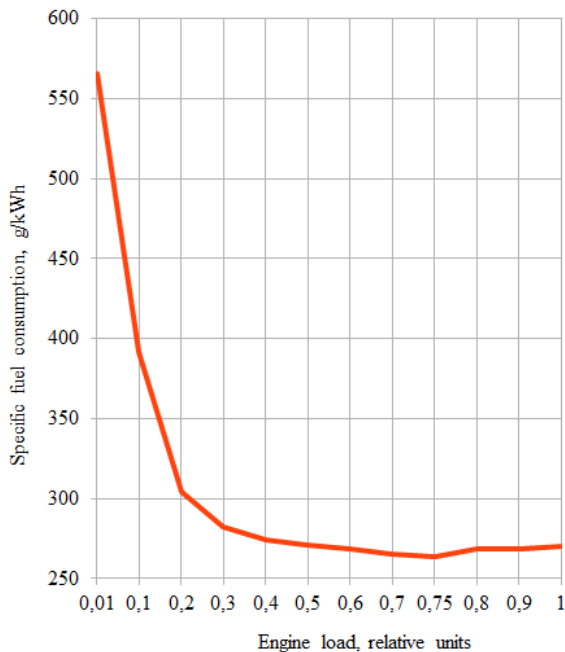


Рисунок 1. Типовая зависимость удельного расхода топлива от рабочей мощности дизельного генератора

Анализ зависимостей удельного расхода топлива от рабочей мощности дизельного генератора показывает, что оптимальная загрузка дизель-генераторных установок ДЭС обеспечивается при максимизации удельной загрузки:

$$P_{DGU}^{sp} = P_{DGU}(t) / P_{DGU}^{nom} \rightarrow \max \quad (17)$$

Очевидно, что указанное условие выполняется при удельной загрузке наиболее близкой к 1, т.е. работе дизельных генераторов с мощностью, близкой к номинальной. Кроме того, важной особенностью современных систем управления ДЭС является реализация равномерного распределения удельной загрузки:

$$P_{DGU1}^{sp} = \dots = P_{DGUn}^{sp} = P_{DPP}^{sp} \quad (18)$$

Для выбора состава работающих дизельных генераторов составляется матрица вариантов обеспечения максимальной рабочей мощности ДЭС, например, для ДЭС, включающей 3 дизельных генератора “Таблица 5”.

В соответствии с (17) выбирается вариант с:

$$P_{DPP}^{sp} = P_{DPP}^{max.op} / P_{load}(t) \rightarrow \max \quad (19)$$

$$P_{DPP}^{sp} \leq 1.$$

Дополнительно рекомендуется учитывать наработку моточасов каждого дизель-генератора.

Таблица 5 Пример реализации вариантов обеспечения максимальной рабочей мощности ДЭС.

Вариант загрузки	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3	ДГУ максимальная рабочая мощность ДЭС $P_{DPP}^{max.op}$
1	1	0	0	P_{DGU1}^{nom}
2	0	1	0	P_{DGU2}^{nom}
3	0	0	1	P_{DGU3}^{nom}
4	1	1	0	$P_{DGU1}^{nom} + P_{DGU2}^{nom}$
5	1	0	1	$P_{DGU1}^{nom} + P_{DGU3}^{nom}$
6	0	1	1	$P_{DGU2}^{nom} + P_{DGU3}^{nom}$
7	1	1	1	$P_{DGU1}^{nom} + P_{DGU2}^{nom} + P_{DGU3}^{nom}$

4 Выводы

Обоснование параметров СДК происходит путём моделирования их режима работы для различных исходных составов и параметрах оборудования. Разнообразие существующих подходов к моделированию установившихся режимов работы элементов СДК приводит к необходимости анализа их достоинств и недостатков и возможности применения в реальной проектной деятельности. В связи с этим в статье дан обзор и краткая характеристика простых и удобных в применении математических моделей, при этом точность которых достаточно высока.

5 Благодарность

Работа выполнена в рамках проекта «Разработка программных средств принятия решений по управлению работой солнечно-дизельного комплекса с учётом краткосрочного прогноза прихода солнечного излучения» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программ научных

исследований «Энергетика», «Электроника, радиотехника и IT» и «Технологии индустрии 4.0 для промышленности и робототехника» в 2020-2022 гг.».

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
- [2] ГОСТ Р 55007-2012 Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Энергоэффективность.
- [3] Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электро-станциями: учебное пособие/ Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 128 с.
https://portal.tpu.ru/SHARED/i/IOM/liter/Tab2/Lukutin_S_elsnab.pdf
- [4] Солнечные электростанции <http://www.rao-esv.ru/activity/renewable-energy/solar-power/>
- [5] Maleki A and Pourfayaz F, “Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 471–483, 2015.
- [6] Smaoui M, Abdelkafi A and Krichen L, “Optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind/hydrogen hybrid system supplying a desalination unit,” *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 263–276, 2015.
- [7] Zondag H, “Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 4, pp. 891–959, 2008.
- [8] Evans D L and Florschuetz L W, “Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration,” *Sol. Energy*, vol. 19, no. 3, pp. 255–262, 1977.
- [9] Kant K, Shukla A, Sharma A and Biwole P H, “Heat transfer studies of photovoltaic panel coupled with phase change material,” *Sol. Energy*, vol. 140, pp. 151–161, 2016.
- [10] Mayer M J and Gróf G, “Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting,” *Appl. Energy*, no. 116239, p. 116239, 2020.
- [11] Pantic L S, Pavlović T M, Milosavljević D D, Radonjic I S, Radovic M K and Sazhko G, “The assessment of different models to predict solar module temperature, output power and efficiency for Nis, Serbia,” *Energy (Oxf.)*, vol. 109, pp. 38–48, 2016.
- [12] Hart G W and Raghuraman P, “Simulation of thermal aspects of residential photovoltaic systems”, *STIN...83*, 1982.
- [13] Garg H P and Agarwal R K, “Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 36, no. 2, pp. 87–99, 1995.
- [14] Nordmann T, Clavadetscher L, Understanding temperature effects on PV system performance, in: *Proceedings of the Third World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, May 11–18, Osaka, Japan, 2003, pp. 2243–2246.
- [15] Mattei M, Notton G, Cristofari C, Muselli M and Poggi P, “Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 553–567, 2006.
- [16] Skoplaki E, Boudouvis A G and Palyvos J A, “A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 92, no. 11, pp. 1393–1402, 2008.
- [17] Koehl M, Heck M, Wiesmeier S and Wirth J, “Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 7, pp. 1638–1646, 2011.

- [18] Kratochvil J A, Boyson W E and King D L, "Photovoltaic array performance model," Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2004.
- [19] Akhsassi M et al., "Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar PV module," Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 180, pp. 271–279, 2018.
- [20] Савкин К Д, Комбинированные автономные системы электроснабжения с использованием ВИЭ. Маг. дисс. <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/38411/1/TPU337084.pdf>
- [21] ГАШИМОВ А М, РАХМАНОВ Н Р, АХМЕДОВА С Т, Гибридные системы распределенной генерации с возобновляемыми источниками: моделирование и анализ их режимов работы в энергосистеме <https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/5449/%20.%2021%20-%2031.pdf?sequence=1>
- [22] Штерн В И, Эксплуатация дизельных электростанций - М.: Энергия, 1980. - 120 с.