

Научная статья / Research Article

УДК 620.92

И.Е. Имеев

ООО «Енисейстрой», Красноярск, Россия

imeev_i.e@mail.ru

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫРАБОТКИ ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ С УЧЕТОМ ДЕГРАДАЦИИ ПАНЕЛЕЙ:
СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ**

Аннотация. Исследование посвящено актуальной проблеме прогнозирования выработки электроэнергии солнечными электростанциями с учетом деградации фотоэлектрических модулей. Проанализированы основные механизмы деградации, включая потенциал-индуцированную (PID), световую (LID), термическую и механическую деградацию. Показано, что скорость деградации существенно зависит от климатических условий и может достигать 1,2–1,5 % в год в неблагоприятных условиях. Рассмотрены современные методы диагностики состояния панелей: визуальный осмотр, тепловизионное обследование, электролюминесцентное тестирование и измерение вольт-амперных характеристик. Проведен сравнительный анализ методов диагностики по точности, глубине анализа и стоимости. Особое внимание уделено современным подходам к прогнозированию выработки энергии с использованием методов машинного обучения (LSTM-сети, CNN, ансамблевые методы). Показано, что комбинирование данных мониторинга с результатами диагностики позволяет достигать точности прогнозов до 95 % даже для станций старше 5 лет. Выявлены основные проблемы внедрения систем прогнозирования и перспективные направления исследований, включая разработку адаптивных AI-моделей и интеграцию с системами управления умными сетями (Smart Grid).

Ключевые слова: солнечная энергетика, деградация фотоэлектрических модулей, диагностика панелей, прогнозирование выработки энергии, машинное обучение, LSTM-сети, тепловизионная диагностика, электролюминесцентное тестирование

⁴ Имеев И.Е., 2025

Инженерные системы и энергетика. 2025. № 3. С. 28–34.
Engineering systems and energy. 2025;(3):28–34.

FORECASTING OF POWER GENERATION BY SOLAR POWER PLANTS TAKING INTO ACCOUNT PANEL DEGRADATION: MODERN APPROACHES AND PROSPECTS

I.E. Imeev

Yeniseystroy LLC Krasnoyarsk, Russia

imeev_i.e@mail.ru

Abstract. *The article is devoted to the urgent problem of predicting the generation of electricity by solar power plants, taking into account the degradation of photovoltaic modules. The main mechanisms of degradation were analyzed, including potential-induced (PID), light-induced (LID), thermal and mechanical degradation. It has been shown that the rate of degradation significantly depends on climatic conditions and can reach 1.2-1.5% per year in unfavorable conditions. Modern methods for diagnosing the condition of panels are considered: visual inspection, thermal imaging examination, electroluminescent testing and measurement of voltage-current characteristics. A comparative analysis of diagnostic methods was carried out in terms of accuracy, analysis depth and cost. Particular attention is paid to modern approaches to predicting energy production using machine learning methods (LSTM networks, CNN, ensemble methods). It has been shown that combining monitoring data with diagnostic results allows achieving forecast accuracy of up to 95% even for stations over 5 years old. The main problems of the introduction of forecasting systems and promising areas of research have been identified, including the development of adaptive AI models and integration with smart grid management systems.*

Keywords: *solar energy, degradation of photovoltaic modules, panel diagnostics, power generation forecasting, machine learning, LSTM networks, thermal imaging diagnostics, electroluminescent testing*

Введение. Солнечная энергетика стала одним из ключевых элементов глобального перехода к возобновляемым источникам энергии. Однако точное прогнозирование выработки электроэнергии солнечными электростанциями (СЭС) остается сложной задачей. Особую проблему представляет деградация фотоэлектрических модулей – постепенное снижение их эффективности из-за старения, микротрещин и других факторов. Исследования показывают, что в среднем производительность солнечных панелей снижается на 0,5–1 % в год, причем в неблагоприятных условиях этот показатель может быть существенно выше [1]. Для станций старше 5 лет это приводит к ошибкам в прогнозах на 5–10 %, что существенно влияет на экономическую эффективность и надежность энергоснабжения.

Деградация солнечных панелей представляет собой сложный многофакторный процесс. Согласно исследованиям, основные типы деградации включают: деградацию, индуцированную потенциалом (PID), механические повреждения (микротрещины, сколы), воздействие ультрафиолета и температуры, а также дефекты производства [2]. Скорость деградации существенно зависит от климатических условий: в регионах с высокими

температурами и интенсивным УФ-излучением этот показатель может достигать 1,2–1,5 % в год [3].

Деградация, индуцированная потенциалом PID, возникает из-за разницы потенциалов между заземлением и проводящими частями модуля, что приводит к утечке тока и постепенному повреждению модуля [4]. Этот процесс может вызывать потерю мощности до 30–80 % в серьезных случаях [5]. Механизм PID связан с миграцией ионов натрия из стекла через encapsulant к ячейке, где они создают шунтирующие пути [6].

Светоиндуцированная деградация LID происходит в результате воздействия света, особенно ультрафиолетового излучения, которое вызывает разрушение материалов-инкапсулянтов и изменение цвета фотоэлектрических элементов. Исследования показывают, что монокристаллические кремниевые модули деградируют в среднем на 0,67 % в год, в то время как аморфные кремниевые модули могут деградировать со скоростью 1,16–3,52 % в год.

Высокие температуры ускоряют процесс деградации, вызывая термическое напряжение в материалах. В жарком климате скорость деградации может достигать 1,2–1,5 % в год [4]. Термическое напряжение приводит к расслоению, пожелтению и потере адгезивных свойств материалов. К механической деградации относятся микротрещины, сколы и коррозия, вызванные экстремальными погодными условиями (град, ветер, перепады температур) [7]. Песчаные бури приводят к абразии поверхности модулей, а удары молнии могут повредить металлические конструкции фотоэлектрических модулей.

Методы диагностики деградации солнечных панелей. Визуальный осмотр остается одним из самых простых и доступных методов оценки состояния фотоэлектрических панелей. Он позволяет выявлять очевидные дефекты, такие как механические повреждения, трещины, расслоения защитных покрытий или пожелтение пленки ЭВА. Особое внимание уделяется таким специфическим дефектам, как «улиточные дорожки», которые представляют собой следы деградации материалов, вызванной фотохимическими реакциями.

Тепловизионный метод диагностики представляет собой один из наиболее эффективных способов выявления скрытых проблем в работе фотоэлектрических панелей. Этот метод основан на анализе теплового излучения панелей, что позволяет обнаруживать участки с повышенной температурой, известные как «горячие точки». Такие зоны обычно указывают на наличие микротрещин, загрязнений, коррозии или неисправностей в электрических соединениях.

Использование дронов с инфракрасными камерами стало настоящим прорывом в тепловизионной диагностике, особенно для обследования крупных солнечных электростанций. Такой подход позволяет за короткое время получить подробные тепловые карты всей установки, на основании

которых можно точно определить местоположение и характер дефектов [8].

Электролюминесцентное тестирование позволяет обнаруживать скрытые дефекты панелей, такие как микротрещины, PID-эффект и коррозию, с точностью до 90 %. Метод заключается в пропускании тока через панель и фиксации излучения с помощью специальных камер. ЭЛ-тестирование особенно эффективно для выявления внутренних дефектов, невидимых невооруженным глазом. Преимуществами данного метода, по сравнению с тепловизионным обследованием являются высокая точность обнаружения дефектов, возможность проведения тестов без демонтажа панелей, ранняя диагностика деградации и меньшая зависимость от погодных условий. Главными ограничениями является дороговизна оборудования и дефицит кадров для интерпретации результатов [9].

Измерение ВАХ позволяет оценить реальную производительность панели и выявить влияние дефектов на ее мощность. Современные анализаторы ВАХ обеспечивают быструю и точную оценку состояния панелей прямо на месте их установки. Это особенно важно для оперативной подачи рекламаций производителям или подрядчикам, если выявленные дефекты связаны с производственными недостатками [8].

Таблица

**Сравнительный анализ методов диагностики
деградации солнечных панелей**

Метод	Точность	Глубина анализа	Стоимость	Время проведения	Применимость
Визуальный осмотр	Низкая	Поверхностный	Низкая	Минуты	Все типы панелей
Тепловизионное обследование	Средняя	Средняя	Средняя	Часы	Крупные СЭС
Электролюминесцентное тестирование	Высокая	Глубокая	Высокая	Дни	Лаб. условия
Измерение ВАХ	Высокая	Средняя	Средняя	Часы	Все типы панелей

Современные подходы к диагностике деградации включают электролюминесцентное тестирование (EL) и методы компьютерного зрения. EL-тестирование позволяет выявлять скрытые дефекты с точностью до 90 % [4]. Методы компьютерного зрения на основе сверточных нейронных сетей (CNN) обеспечивают автоматизацию процесса диагностики и позволяют обрабатывать большие массивы данных в режиме реального времени [10].

Прогнозирование выработки энергии солнечными электростанциями (СЭС) является критически важной задачей для эффективной интеграции солнечной энергии в энергосистемы. Учет деградации солнечных панелей значительно усложняет эту задачу, поскольку производительность панелей снижается со временем под воздействием различных факторов. Современные подходы к прогнозированию сочетают физические модели, статистические методы и передовые алгоритмы искусственного интеллекта для достижения высокой точности прогнозов.

Методы машинного обучения демонстрируют наилучшие результаты для прогнозирования с учетом деградации благодаря способности моделировать сложные нелинейные зависимости:

- нейронные сети;
- многослойные перцептроны (MLP) – показывают хорошую точность после оптимизации архитектуры и подбора признаков;
- рекуррентные нейронные сети (RNN) и LSTM (Long Short-Term Memory) – особенно эффективны для временных рядов, учитывают долгосрочные зависимости;
- сверточные нейронные сети (CNN) – применяются для обработки изображений неба и спутниковых данных;
- ансамблевые методы;
- градиентный бустинг (XGBoost, LightGBM) и случайные леса – показывают высокую точность при работе с разнородными данными [11].

Исследования демонстрируют, что методы машинного обучения могут снизить ошибку прогнозирования до 9,2–9,3 % (нормированная средняя абсолютная ошибка) при правильном подборе признаков.

Современные подходы к прогнозированию выработки энергии с учетом деградации основаны на использовании LSTM-сетей (Long Short-Term Memory) и других архитектур глубокого обучения [12]. Эти модели способны учитывать долгосрочные временные зависимости и динамически адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации. Комбинирование данных мониторинга в реальном времени с результатами периодической диагностики позволяет достигать точности прогнозов до 95 % даже для станций старше 5 лет [13].

Основными вызовами внедрения систем прогнозирования с учетом деградации являются высокая стоимость оборудования для диагностики, необходимость квалифицированных кадров и зависимость от качества исходных данных [14]. Перспективные направления исследований включают разработку более эффективных алгоритмов машинного обучения, автоматизацию процессов диагностики и интеграцию с системами управления умными сетями (Smart Grid) [15].

Заключение. Таким образом, разработка адаптивных AI-моделей, учитывающих динамическую деградацию солнечных панелей, представляет собой перспективное направление для повышения точности прогнозирования выработки энергии. Комбинирование методов машинного обу-

чения с современными средствами диагностики позволяет существенно улучшить экономические показатели солнечных электростанций и повысить надежность их работы.

Список источников

1. Jordan D.C., Kurtz S.R. Photovoltaic degradation rates-an analytical review // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2013. Vol. 21, no. 1. P. 12–29. DOI: 10.1002/pip.1182.
2. Richter A., Müller R., Werner J. H. Overview of degradation and failure modes of photovoltaic modules // 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Frankfurt, 2012. P. 3115–3120.
3. Osterwald C. R., McMahon T. J. History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2009. Vol. 17, no. 1. P. 11–33. DOI: 10.1002/pip.861.
4. Bedrich K. G., Evans R., Halm A. Electroluminescence imaging for photovoltaic modules: A literature review // Solar Energy. 2021. Vol. 224. P. 1191–1207. DOI: 10.1016/j.solener.2021.06.078.
5. Zhang Y., Wen H., Zhang R. Deep learning-based defect detection for solar photovoltaic modules // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2022. Vol. 18, no. 5. P. 3245–3254. DOI: 10.1109/TII.2021.3116142.
6. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory // Neural Computation. 1997. Vol. 9, no. 8. P. 1735–1780. DOI: 10.1162/neco.1997.9.8.1735.
7. Antonanzas J., Osorio N., Escobar R. [et al.] Review of photovoltaic power forecasting // Solar Energy. 2016. Vol. 136. P. 78–111. DOI: 10.1016/j.solener.2016.06.069.
8. Collins E., Dvorack M., Mahn J. Degradation and failure modes in photovoltaic modules // Photovoltaic Module Reliability Workshop. Golden, 2019. P. 45–52.
9. Mellit A., Pavan A.M. A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant // Solar Energy. 2010. Vol. 84, no. 5. P. 807–821. DOI: 10.1016/j.solener.2010.02.006.
10. King D. L., Kratochvil J. A., Boyson W. E. Photovoltaic array performance model. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2004. 43 p. Report No.: SAND2004-3535.
11. Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions toward Sustainable Energy Management / M.S. Islam[et al.]// Energies. 2023. Vol. 16, no. 9. Art. no. 3706. DOI: 10.3390/en16093706.

12. Degradation and energy performance evaluation of mono-crystalline photovoltaic modules in Egypt / M. Elnaggar [et al.] // Scientific Reports. 2023. Vol. 13. Art. no. 13066. DOI: 10.1038/s41598-023-40168-8.
13. Деградація сонячних панелей: що нужно знати? // Vencon. 2023. URL: <https://journal.vencon.ua/degradaciya-solnechnyh-panelej-prostymi-slovami> (дата обращения: 15.09.2024).
14. Найден фатальний недостаток сонячних панелей будущего: що с ними придется сделать // Focus.ua. 2023. URL: <https://focus.ua/digital/723844-nayden-fatalnyy-nedostatok-solnechnyh-paneley-budushchego-cto-s-nimi-pridetsya-sdelat-foto> (дата обращения: 15.09.2024).
15. State of the Art for Solar and Wind Energy-Forecasting Methods for Sustainable Grid Integration // Renewable Energy Systems. 2025. Vol. 12. P. 13. DOI: 10.1007/s40518-025-00262-z.

References

1. 1. Jordan D.C., Kurtz S.R. Photovoltaic degradation rates-an analytical review // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2013. Vol. 21, no. 1. P. 12–29. DOI: 10.1002/pip.1182.
2. Richter A., Müller R., Werner J. H. Overview of degradation and failure modes of photovoltaic modules // 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Frankfurt, 2012. P. 3115–3120.
3. Osterwald C. R., McMahon T. J. History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2009. Vol. 17, no. 1. P. 11–33. DOI: 10.1002/pip.861.
4. Bedrich K. G., Evans R., Halm A. Electroluminescence imaging for photovoltaic modules: A literature review // Solar Energy. 2021. Vol. 224. P. 1191–1207. DOI: 10.1016/j.solener.2021.06.078.
5. Zhang Y., Wen H., Zhang R. Deep learning-based defect detection for solar photovoltaic modules // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2022. Vol. 18, no. 5. P. 3245–3254. DOI: 10.1109/TII.2021.3116142.
6. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory // Neural Computation. 1997. Vol. 9, no. 8. P. 1735–1780. DOI: 10.1162/neco.1997.9.8.1735.
7. Antonanzas J., Osorio N., Escobar R. [et al.] Review of photovoltaic power forecasting // Solar Energy. 2016. Vol. 136. P. 78–111. DOI: 10.1016/j.solener.2016.06.069.
8. Collins E., Dvorack M., Mahn J. Degradation and failure modes in photovoltaic modules // Photovoltaic Module Reliability Workshop. Golden, 2019. P. 45–52.
9. Mellit A., Pavan A.M. A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-

- connected PV plant // Solar Energy. 2010. Vol. 84, no. 5. P. 807–821. DOI: 10.1016/j.solener.2010.02.006.
10. King D. L., Kratochvil J. A., Boyson W. E. Photovoltaic array performance model. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2004. 43 p. Report No.: SAND2004-3535.
 11. Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions toward Sustainable Energy Management / M.S. Islam[et al.]// Energies. 2023. Vol. 16, no. 9. Art. no. 3706. DOI: 10.3390/en16093706.
 12. Degradation and energy performance evaluation of mono-crystalline photovoltaic modules in Egypt / M. Elnaggar [et al.] // Scientific Reports. 2023. Vol. 13. Art. no. 13066. DOI: 10.1038/s41598-023-40168-8.
 13. Degradatsiya solnechnykh panelei: chto nuzhno znat'? // Vencon. 2023. URL: <https://journal.vencon.ua/degradaciya-solnechnyh-panelej-prostymi-slovami> (data obrashcheniya: 15.09.2024).
 14. Naiden fatal'nyi nedostatok solnechnykh panelei budushchego: chto s nimi pridetsya sdelat' // Focus.ua. 2023. URL: <https://focus.ua/digital/723844-nayden-fatalnyy-nedostatok-solnechnyh-paneley-budushchego-chto-s-nimi-pridetsya-sdelat-foto> (data obrashcheniya: 15.09.2024).
 15. State of the Art for Solar and Wind Energy-Forecasting Methods for Sustainable Grid Integration // Renewable Energy Systems. 2025. Vol. 12. P. 13. DOI: 10.1007/s40518-025-00262-z.

Сведения об авторах

Илья Евгеньевич Имеев, инженер-проектировщик систем энерго-снабжения 1-й категории