

ВЕРОЯТНОСТНЫЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПУСТУЮЩИХ И НЕПРИГОДНЫХ ДЛЯ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА ТЕРРИТОРИЯХ

¹д. т. н. Кузнєцов Н. П.,
²к. т. н. Лысенко О. В.

Украина,

¹г. Киев, Институт возобновляемой энергетики НАН Украины,

²г. Мелитополь, Таврический государственный агротехнологический университет.

Abstract. Abandoned and unsuitable for agriculture areas allow for the placement of significant wind and solar power plants. These facilities appear localized in relation to the grid, despite the fact that some of them have network infrastructure and high-voltage power lines needed for transmission of electricity to the national network. However, the use of renewable is often raises questions about the impact on the reliability of the grid. This applies to balance of power consumption, stability dynamic processes in power systems, frequency control capabilities, and so on. In these processes, the determining factor is sensitive to current changes in capacity and scope of irregular changes of power generation. Assessment of reliability and stability of the network is performed from these factors.

Combining of the different sources of energy used to ensure the stability of generating. Determining the optimal configuration of complex local power system requires mathematical modeling. A common method is simulation, which allows us to predict various possible combinations of data, using indicators such as average values (mathematical expectations), dispersion, allowable rate of change, distribution of probability. This approach takes into account statistics from different time averaging - monthly, daily, current (fixed intervals of a few minutes). Fundamentally important in this presentation is an opportunity to highlight the estimated component in the changing behavior of RES capacity. Timely forecasting and planning (for the current day and a day ahead) of renewable energy allow us to optimize the structure of a combined power and achieve economically satisfactory results, as well the implementation of environmental requirements and the needs to ensure reliable operation of the network. Multi-objective optimization is preferred because the presence of diverse requirements, and offered mathematical modeling of complex power system is an efficient way to achieve the goal.

Keywords: local grid, wind power, solar power, mathematical model, optimization.

Введение

Использование пустыющих и непригодных для сельского хозяйства территорий с целью получения энергии из возобновляемых источников имеет ряд аспектов экономического, социального, экологического направления. В Украине к таким территориям можно отнести многие земли, начиная от заброшенных карьеров и солончаков до пустыни «Алешковские пески» и Чернобыльской зоны.

Использование комбинированных систем генерирования на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является направлением, которое активно развивается. Однако применение ВИЭ нередко порождает вопрос о влиянии на надежность работы энергосистемы. Так, стабильность электроснабжения от солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций зависит от погодных факторов и является слабо предсказуемой [1, 2].

В случае с пустынными и непригодными для сельского хозяйства районами возможна установка значительных объемов ВЭС и СЭС (а в Чернобыльской зоне это, по разным оценкам, несколько сотен или даже тысяч мегаватт). Их локализация по отношению к общей электросети в виде некоторого кластера требует специального исследования, которое учитывало бы вероятностную природу энергии, генерируемой этими станциями.

Анализ проблем интеграции ВИЭ в энергосистему

Сменный и слабо прогнозируемый характер выдачи мощности, присущий ветровой и солнечной энергетике, может привести к негативному влиянию на режимы работы энергосистемы. Это в частности касается устойчивости динамических процессов в системах электроснабжения и соответственно организации диспетчерского управления. Значительное внедрения ВИЭ, если оно не сопровождается технологиями аккумулирования энергии, требует

дополнительного регулирования мощности энергосистемы, чтобы сбалансировать текущие колебания не только потребления, но и генерируемой энергии [7]. Кроме того, увеличение доли ВЭС и СЭС в энергосистеме будет вытеснять традиционные электростанции, что усложнит возможность регулирования частоты и напряжения в случае потери генерации или нагрузки [8]. Баланс потребления электроэнергии и регулирование частоты – основные технические проблемы в энергосистемах со значительным уровнем внедрения ВИЭ [9].

Так, приближенная оценка «прочности» сети может определяться отношением мощности короткого замыкания на системных шинах к мощности ВИЭ. Однако при таком подходе не учитываются динамические свойства собственно источника энергии, а именно характерного поведения его мощности, рассматривается только общая мощность. Это же касается устойчивости энергосистемы [13-15]. Так, в соответствии с СОУ-Н [16] влияние перепадов мощности на устойчивость определяется таким показателем, как коэффициент запаса устойчивости активной мощности в контролируемом сечении электросети:

$$K_p = \frac{(P_{sp} - P - \Delta P)}{P_{sp}}, \quad (1)$$

где P_{sp} – предельно допустимая активная мощность перетока;

P – текущий переток мощности в сечении;

ΔP – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности.

Под влиянием флуктуаций мощности переток меняется в пределах $P \pm \Delta P$, и именно размах нерегулярных изменений является определяющим при расчете запаса устойчивости. Если всю мощность ВИЭ считать неконтролируемой, это наложит довольно жесткие ограничения на ее объем. Однако работа ВЭС, так и СЭС характеризуется наличием некоторой средней мощности и стохастической составляющей, рассматриваемых как функции времени [17-19]. Средняя мощность может считаться хорошо прогнозируемой на краткосрочную перспективу, и считаться контролируемым параметром [15, 20]. Тогда ограничения должны быть наложены только на стохастическую составляющую, которая и определяет величину аварийно допустимого перетока в сечении.

Изменение частоты тока в сети также зависит от того, насколько значительным было нарушение баланса мощности [9]. Именно рост активной нагрузки потребителей или снижения активной мощности генераторов в первую очередь вызывают падение частоты в системе. Следовательно, установление действительного характера изменчивости текущей мощности объектов возобновляемой энергетики необходимо для расчета допустимых безопасных уровней внедрения ВИЭ или дополнительных потребностей в регулирующих мощностях. Для этого нужно иметь адекватную модель совместной работы генерирующей группы и потребителя с учетом вероятной природы каждого из объектов.

Методика математического моделирования мощности объектов ВИЭ

Поскольку взятые отдельно такие источники возобновляемой энергии, как солнце или ветер, имеют высокий уровень непредсказуемой изменчивости, целесообразно комбинировать их друг с другом и с другими, более регулируемыми источниками энергии [21]. Проблемным вопросом при создании такой системы является оптимизация ее состава и режимов работы [12].

Оптимизация осуществляется главным образом по экономическим показателям, однако при наличии ВИЭ в качестве дополнительных условий выступает обеспечение определенного уровня надежности подачи энергии. Поскольку условие баланса мощности может выполняться не в каждый момент времени, показатели (индексы) надежности должны определяться как вероятные величины [22].

Эти показатели могут быть получены двумя основными методами, а именно: аналитическим и имитационным.

Аналитическое распределение функций распределения случайных величин позволяет непосредственно рассчитать искомые индексы, однако выбор таких функций требует предварительного изучения достаточного набора статистических данных и принятия некоторых гипотез о характере распределения. Такой подход позволяет обобщить имеющиеся данные, упростить расчеты для большого количества возможных комбинаций объектов [12, 17].

Объем произведенной или потребленной электроэнергии может быть рассчитан в зависимости от способа описания мощности. При известной аналитической или статистической

зависимости от времени формула для определения энергии будет иметь вид: $E(T) = \int_0^T P(t)dt$ или $E(T) = \sum_i^N \Delta t \cdot P_i$, где $T = \Delta t \cdot N$ – общее время генерации.

Если известна функция $f(x)$ плотности распределения переменных x , которая описывает наличие энергоносителя (скорость ветра или солнечную радиацию), то:

$$E(T) = \int_0^{\infty} P(x) f(x) dx, \quad (2)$$

где $P(x)$ – известные характеристики мощности генераторов.

Таким образом можно определить всю генерируемую за время T энергию, или все потребление. Однако определение индексов надежности энергообеспечения требует синхронного сопоставления генерации и потребления, для определения текущих излишков или недостаточности энергии.

Если независимой переменной считать текущее значение мощности, то при известной функции распределения собственно мощности $f_p(x)$ энергия будет определяться формулой:

$$E(T) = T \int_0^{\infty} p f_p(p) dp, \quad (3)$$

где интеграл определяет математическое ожидание мощности на интервале времени T .

Если потребление происходит в определенных границах, например $P_1 < P_{номп}(t) < P_2$ [6], то использование генерированной энергии можно описать следующим образом [11]:

$$E_0 = T \int_{P_1}^{P_2} p \cdot f_p(p) dp, \quad E_1 = T \int_{P_2}^{\infty} p \cdot f_p(p) dp, \quad E_2 = T \int_0^{P_1} (P_1 - p) \cdot f_p(p) dp, \quad (4)$$

где E_0 – энергия, непосредственно используемая потребителем;

E_1 – избыток энергии;

E_2 – дефицит энергии, который должен быть компенсирован из других источников.

Указанные величины зависят только от функции распределения, и позволяют сформулировать определенные требования к нужным объемам аккумулирования энергии с целью балансирования мощности.

Если потребляемая мощность определена как функция времени, целесообразно рассматривать величину небаланса, как разности генерируемой и потребляемой мощностей:

$$P_{\Delta}(t) = P_{ген}(t) - P_{номп}(t) \quad (5)$$

В случае использования ВИЭ генерируемая мощность должна учитывать также эффективность преобразователя энергии. Зная распределение небаланса мощности $P_{\Delta}(t_i)$ как случайной величины (или его вероятностные характеристики как случайного процесса), можно выразить искомые показатели: нужную емкость накопления энергии, возможную потерю нагрузки или произведенной энергии.

Имитационный подход к моделированию энергосистемы позволяет получить более информативный набор показателей надежности энергосистемы. Чаще всего имитационный подход базируется на методах типа Монте-Карло. Моделирование осуществляется путем имитации реального поведения энергосистемы как случайного процесса [22, 23]. Такой подход позволяет получить почти полное представление о возможных состояниях энергосистемы как случайных событиях, при различных сочетаниях обстоятельств и факторов.

Для оценки работы ВИЭ можно применить методы рекурсивного анализа, используя исторические данные о скорости ветра, солнечной радиации и режиме потребления. Имитационное моделирование оперирует не только с частным случаем, по которому есть исходные данные, но и допускает любые комбинации данных, не противоречащие модели.

Математическая модель мощности ВЭС и СЭС рассмотрена в частности в работах [21,

23]. Для моделирования использовано представление мгновенной мощности в виде суммы средних для заданного сезона значений (трендовой кривой), среднесуточного значения как случайной величины и текущих краткосрочных изменений как случайного процесса. Следовательно, мгновенную мощность $p=P(t)$ в формулах (3-5) можно представить в виде:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t), \quad (6)$$

где $\omega(t)$ – трендовая кривая, имитирует изменение в течение суток;
 σ – стандартное отклонение среднесуточных значений;
 ε – стандартная нормально распределенная случайная величина;
 $U(t)$ – отклонение от среднего в момент времени t как случайный процесс.

Аппроксимированное среднее $\omega(t)$ и случайный процесс $U(t)$ для объектов ВИЭ можно определить методами, изложенными в работе [23] (для ВЭС) или [21] (для СЭС). Для моделирования работы ВЭС применимы представления краткосрочных изменений $U(t)$ как случайного процесса Орнштейна-Уленбека. При моделировании уровня солнечной радиации используются нормально распределенная и равномерно распределенная случайные величины. Моделирование в обоих случаях осуществляется по таким показателям, как средние значения (математические ожидания), дисперсии, допустимые изменения в единицу времени, характер распределения вероятности определенных значений. При этом учитываются данные с различным временем усреднения – помесечные, среднесуточные, текущие (фиксированные с интервалом в несколько минут). Наиболее применимым для ветра считается распределение Вейбула. Для солнечной энергии четко выделяются дневное и ночное время, функция распределения интенсивности иногда представляется бета-распределением, но чаще всего аппроксимируется эмпирическими формулами. Отметим, что энергия солнца имеет четкую зависимость от географического положения, а скорость ветра зависит также от ландшафта.

Выражение (6) можно относить как к отдельным объектам, таким как ВЭС, СЭС или потребитель, так и к их сумме, т.е. балансу мощности (5). При этом существенным является наличие достаточного объема статистических данных, представимых как синхронизированные временные ряды. Синхронизация важна для проверки наличия корреляции между потоками энергии. Так, потребность в регулировании возникает при наличии небаланса мощностей, который характеризуется величиной и продолжительностью отклонений от равновесного состояния. Допустим, в некоторой энергосистеме с традиционной генерацией дисперсия небаланса мощностей равна D (МВт²), тогда среднеквадратичное значение отклонений $\sigma = \sqrt{D}$ (МВт). Обычно полагают, что равновесное состояние отвечает нулевому математическому ожиданию, а распределение вероятности отклонений нормально. При этом дисперсия разности двух случайных величин (в данном случае генерации и потребления) определяется формулой:

$$D = \sigma^2 = \sigma_{ген}^2 + \sigma_{номп}^2 - 2\rho \cdot \sigma_{ген} \sigma_{номп}, \quad (7)$$

где ρ – коэффициент корреляции генерации и потребления как случайных величин.

Очевидно, при положительной корреляции (т.е. одновременном возрастании и убывании генерации и потребления) дисперсия уменьшается, т.е. небаланс близок к нулю.

При определении суммарной генерации энергии дисперсия также зависит от корреляции составляющих аналогично (7), только при сложении случайных величин она уменьшается в случае отрицательной корреляции (колебаниях мощности в противофазе).

Если в систему генерации добавлены объекты ВИЭ, вносящие дополнительную неопределенность, то увеличение потребности в балансирующих мощностях пропорционально возрастанию результирующего среднеквадратичного отклонения небаланса.

Принципиально важным в таком математическом моделировании является возможность в мощности ВИЭ выделить прогнозируемую и неконтролируемую составляющие (1), от соотношения которых зависит устойчивость энергосистемы. Наличие отлаженной системы прогнозирования и своевременная диспетчеризация позволяют предотвратить чрезмерную потребность в резервных мощностях и заранее (на стадии проектирования) обеспечить параметры надежной работы энергосистемы.

Результаты

Для расчета суммарной генерации электроэнергии ВЭС и СЭС, значение их мгновенных мощностей моделируются как независимые (на рис. 1-2 изображены случайные

составляющие с 15-минутным шагом осреднения). Затем, применяя методы Монте-Карло, можно определить вероятные уровни суммарной мощности, вероятность экстремальных значений и другие искомые показатели.

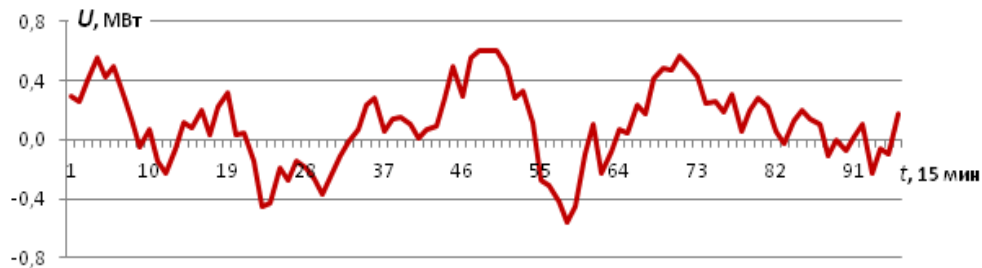


Рис. 1. Пример случайных отклонений мощности ВЭС от трендовой кривой

Мощность СЭС, в отличие от ВЭС, имеет ограничения по максимуму, зависящие от географической широты (рис.2).

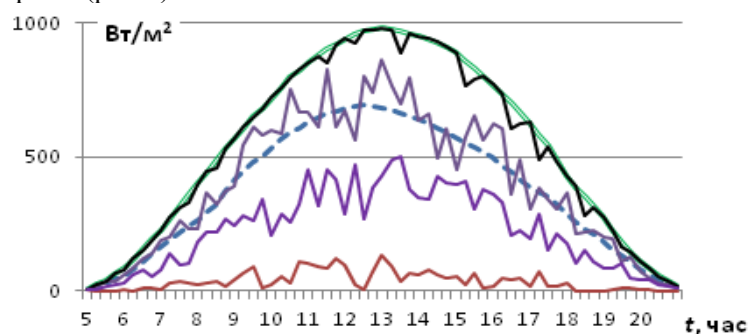


Рис. 2. Примеры колебаний уровня солнечной радиации, июнь (интервал 15 мин.)

Как показывают результаты моделирования, при типичном суточном характере потребления и предположении, что средняя мощность ВИЭ примерно соответствует потребностям потребителя, неконтролируемая величина небаланса мощности практически не превышает половины суммарной мощности ВЭС и СЭС, при этом относительная частота (вероятность) появления значительных небалансов мала (рис. 3).

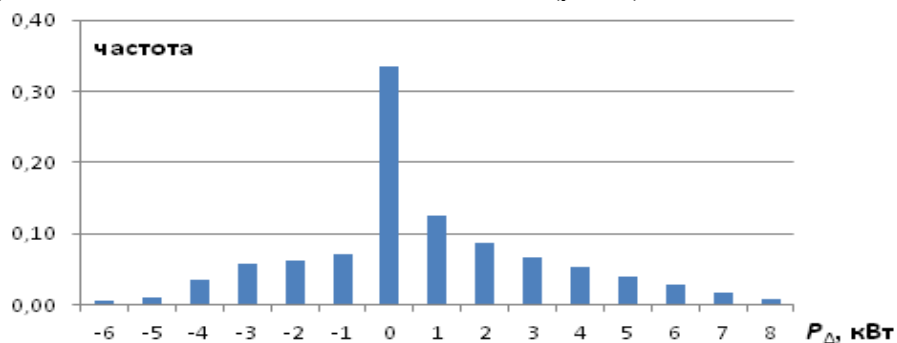


Рис. 3. Гистограмма небаланса мощности комбинированной электростанции

Как видим, основное количество случаев небаланса (до 80%) сосредоточена в интервале (-1, 1) МВт, или в пределах 6% номинальной мощности. Можно считать неконтролируемую составляющую мощности ограниченной с заданной вероятностью. Так, с вероятностью 0,95 небаланс не превышает 33% суммарной номинальной мощности ВИЭ.

В зависимости от результатов, полученных для климатических условий данного региона, и требований к надежности работы энергосистемы, можно сформулировать потребности в системах аккумулирования энергии, или балансирующих маневровых мощностях, или ограничениях на ВИЭ.

Наличие традиционных тепловых станций и аккумуляторов энергии, в силу их управляемости, позволяет в значительной степени сбалансировать работу энергокластера. При этом критерием оптимизации энергосистемы может быть снижение суммарных затрат на электрическую

енергию, или обеспечения нормативной надежности, или минимизация вредных выбросов, характерных для тепловой энергетики. Возможно применение многокритериальной оптимизации.

Выводы

Пустующие и непригодные для сельского хозяйства территории допускают размещение значительных мощностей ветровых и солнечных электростанций. Эти мощности будут выглядеть локализованными относительно общей электросети. Концентрированное применение ВИЭ порождает вопрос об их влиянии на надежность работы энергосистемы. Определяющим фактором является наличие нерегулярных изменений мощности. Математическое моделирование работы энергосистемы, в частности имитационное, позволяет учесть вероятность неблагоприятных факторов, используя статистические данные о климате исследуемого региона и особенностях потребления энергии. Это дает возможность предотвратить чрезмерную установку резервных мощностей при обеспечении достаточно надежной работы энергосистемы.

Возможности своевременного прогнозирования и планирования позволяют оптимизировать структуру комбинированной энергосистемы, достичь экономически удовлетворительных результатов при одновременном выполнении экологических требований и обеспечении надежной работы сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. Полищук С.В., Приймак Н.В. Исследование корреляционной взаимосвязи нагрузок энергосистем и стохастически периодических метеофакторов // Техническая электродинамика. – 1991. - №1. – С.98-103.
2. Кузнецов М.П., Ужейко С.О. Імовірнісні аспекти використання відновлюваних джерел енергії в зоні відчуження Чорнобильської АЕС // Відновлювана енергетика – 2016, №3. – С.6-12.
3. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008, – Helsinki, 2009. – 232 p.
4. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. IEA WIND Task 25, – Helsinki, 2012. – 100 p.
5. Кузнецов М.П. Гарантовані рівні участі ВЕС в покритті потужності енергосистеми // Відновлювана енергетика. – 2015, № 1. – С.43-48.
6. Passey R. et al. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and nontechnical factors. Energy Policy. – 2011, №39. – p.6280-6290.
7. Кузнецов М.П. Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями // Відновлювана енергетика – 2014, №1. – С.59-64.
8. Павловський В.В. та ін. Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умовами приєднання до електричної мережі. Праці ІЕД НАНУ. - 2016, вип.43. - С. 18-23.
9. Tarnowski G.C. Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration. Technical University of Denmark. PhD Thesis, November 2011. – 284 p.
10. Nikolakakis T., Fthenakis V. Modeling the environmental impact of PV and wind large scale penetration in regional grids. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), FL. - 2013. - p.2326 - 2330.
11. Кузнецов М.П. Деякі особливості автономної роботи вітрової та сонячної електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2016, №2. – С.57-61.
12. Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Стелюк А.О. та ін. Стохастичне моделювання режимів вітрових електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2013. – №1. – С.58-68.
13. Кузнецов М.П. Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми // Відновлювана енергетика. – 2015, № 2. – С.51-55.
14. Кузнецов М.П. Вплив вітрової енергетики на статичну стійкість енергосистеми // Відновлювана енергетика. – 2015, №3. –С.24-30.
15. Павловський В.В., Ленъга О.В., Вишневський М.В. Дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними сонячними та вітроелектростанціями. Методологічні питання. – 2012. – 22 с. // Електронний ресурс: www.dmcc.com.ua.
16. СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки. НТЦЕ НЕК Укренерго. Введ. в дію 21.10.2012 – 36 с.
17. Olsson M., Perninge M., Soder L. Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. Electric Power Systems Research –2010, № 80. – P. 966-974.