

Optimizing the Ratio of Wind and Solar Power Stations

Kuznetsov N., Smertiuk V.

Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine

Kyiv, Ukraine

Lysenko O., Nesterchuk D., Adamova S.

Tavria State Agrotechnological University

Melitopol, Ukraine

Abstract. The purpose of the research is to determine criteria and calculate optimal ratio of different renewable energy sources (RES) for hybrid systems, estimate the random component of power fluctuation and consider the opportunities for its minimization. As a subject of the study it is variable and poorly forecasted in a short-term prospect character of generated power can negatively affect modes of grid operation. This concerns stability of dynamic processes in the systems of power supply. To develop a mathematical model of these processes a number of factual data on the climatic parameters and energy consumption regimes during the joint operation of solar and wind stations was used. As an experimental study suggests, the initial data were collected and statistically processed. Based on the results, mathematical models were developed in the form of a composition of deterministic and stochastic components and theoretical studies on the search for optimal ratios of capacities of wind and solar power stations were carried out. The object of optimization in the work is the load variability. As a combined single criterion, it was proposed to use the coefficient of variation. The ratios of the wind and solar components of the power generation, considered in this study, has allowed us to determine variants with a minimal dispersion of RES generation or with a minimum ratio of dispersion to average generated power which depends on the average annual or seasonal weather conditions. As a rule, the share of wind power plants should be 10-40% of the total rated RES power, depending on the total share of RES.

Keywords: renewable energy sources, solar power station, wind power station, optimization, and combined systems of power supply.

DOI: 10.5281/zenodo.2222378

Optimizarea raportului puterii centralelor eoliene și fotovoltaice

¹Kuznetsov N.P., ¹Smertyuk V.N., ²Lysenko O. V., ²Nesterchuk D. N., ²Adamova S. V.

¹Institutul de Energie Regenerabilă al Academiei Naționale de Științe a Ucrainei, Kiev, Ucraina

²Universitatea Agrotehologică de Stat Tavria, Melitopol, Ucraina

Rezumat: Caracterul intermitent al puterii de generare a centralelor eoliene și fotovoltaice are un impact negativ asupra sistemelor electroenergetice. Scopul lucrării constă în determina criteriilor și a raportului optim al puterii surselor de energie regenerabilă în sistemele hibride energetice, precum și estimarea componentei aleatoare a fluctuațiilor de putere întru minimizării acesteia. S-au utilizat date reale privind parametrii climatici și regimurile de consum de energie la funcționarea în paralel a centralelor eoliene și fotovoltaice, care s-au colectat și procesat, ca în baza lor să se elaboreze modele matematice cu pentru analiza parametrică raporturilor puterilor centralelor eoliene și celor fotovoltaice, utilizând metoda suprafeței de răspuns (response surface). Precizarea rezultatelor se face cu metoda dihotomiei (dividing search). Ca criterii pentru optimizare s-au selectat variabilitatea sarcinii în funcție de ponderea surselor regenerabile de energie și raportului puterii "centrale eoliene / centrale fotovoltaice". Prioritatea criteriilor a fost determinată în funcție de necesitățile și scopul sistemului energetic. Ca criteriu, se propune utilizarea coeficientului de variație. Valoarea minimă se obține ca rezultatul al creșterii puterii efective a surselor regenerabile de energie și a reducerii variabilității. Raporturile componentelor eoliană și solară ne permit să identificăm opțiuni cu o dispersie minimă de generare a energiei regenerabile sau cu un raport de dispersie minim la puterea medie generată. Ca criteriu de optimizare, sa propus alegerea minimizării dispersiei totale sau a variației suplimentare a sarcinii sistemului de energie electrică. Ca regulă, ponderea centralelor eoliene ar trebui să fie de 10-40% din puterea nominală totală a centralelor de energie regenerabilă din sistem.

Cuvinte-cheie: surse de energie regenerabilă, centrală fotovoltaică, centrală eoliană, sisteme complexe de alimentare cu energie electrică.

© Кузнецов Н. П., Смертюк В.Н.,

Лысенко О. В., Нестерчук Д. Н., Адамова С.В., 2018

Оптимизация соотношения мощностей ветровых и солнечных электростанций**Кузнецов Н. П., Смертюк В.Н.**

Институт возобновляемой энергетики национальной академии наук Украины

Киев, Украина

Лысенко О. В., Нестерчук Д. Н., Адамова С. В.

Таврический государственный агротехнологический университет

Мелитополь, Украина

Аннотация. Целью данной работы является определение критериев и расчет оптимального соотношения различных источников возобновляемой энергии для гибридных энергосистем, оценка случайной составляющей колебаний мощности и возможности ее минимизации. Предмет исследования - переменный и слабо прогнозируемый в краткосрочной перспективе характер генерации мощности, присущий ветровой и солнечной энергетике, что может привести к негативному воздействию на режимы работы энергосистемы. Это касается устойчивости динамических процессов в системах электроснабжения и соответственно организации диспетчерского управления энергосистемами. Для построения математической модели этих процессов в работе были использованы ряд фактических данных о климатических параметрах и режимах энергопотребления при совместной работе ветровой и солнечной станций. В качестве экспериментальных исследований были собраны и статистически обработаны исходные данные, по результатам которых разработаны математические модели в форме композиции детерминированной и стохастической составляющих. Проведены теоретические исследования по и поиску оптимальных соотношений мощностей ВЭС и СЭС методом «поверхности отклика», а уточнение - методом дихотомии. Предметом оптимизации в работе является вариативность нагрузки в зависимости от доли ВИЭ и пропорции «ВЭС/СЭС». Приоритетность критериев определялась в зависимости от потребностей и назначения энергосистемы. В качестве комбинированного единичного критерия предложено использовать коэффициент вариации; его минимум является результатом как роста эффективной мощности ВИЭ, так и уменьшения вариативности. Рассмотренные в работе данные соотношения ветровой и солнечной составляющих генерирования электроэнергии позволяют определить варианты с минимальной дисперсией генерации ВИЭ или с минимальным отношением дисперсии к средней генерируемой мощности, при этом оптимальным решением будет определенная пропорция ветровой и солнечной составляющих, зависящая от среднегодовых или сезонных погодных условий. Как правило, доля ВЭС должна составлять 10-40 % совокупной номинальной мощности ВИЭ в зависимости от общей доли ВИЭ.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечная электростанция, ветровая электростанция, оптимизация, комбинированные системы электроснабжения.

Введение

Идея получения дополнительной энергии при дифференциации источников генерации и уменьшении выбросов парниковых газов выглядит привлекательно. Использование комбинированных систем генерирования на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является активно развиваемым направлением. С точки зрения экономики возобновляемая энергетика часто может конкурировать с традиционной по себестоимости единицы энергии. Кроме того, в Украине, как и во многих странах мира, сегодня действуют государственные механизмы, стимулирующие внедрение возобновляемых источников. Это облегчает внедрение, а также уменьшает срок окупаемости альтернативных электростанций. 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 нуждается в совершенствовании системы прогнозирования текущей мощности. Если для гидроэлектростанций влияние погоды ощущается в масштабе недель или месяцев, то для СЭС и ВЭС - в масштабе значительно более коротких интервалов времени. В то время как возможно спрогнозировать погоду с относительной точностью и предусмотреть среднюю выработку ВЭС в некотором регионе, по крайней мере в ближайшие часы, то переменную облачность, приводящую к внезапным нарушениям выработки электроэнергии на СЭС и не имеющую инерционности, спрогнозировать достаточно сложно [1]. Это не создает заметных проблем при интегрировании незначительных по мощности электростанций с ВИЭ в состав мощной и хорошо сбалансированной энергосистемы. Но если речь идет о значительных объемах ВЭС и СЭС (по разным оценкам, несколько сотен или даже тысяч

мегаватт), локализованных по отношению к общей электросети Украины в форме определенного энергокластера, то вероятностная природа энергии, генерируемой этими станциями, требует специального исследования.

Переменный и слабо прогнозируемый в краткосрочной перспективе характер выдачи мощности, присущий ветровой и солнечной энергетике, может привести к негативному воздействию на режимы работы энергосистемы. Это, в частности, касается устойчивости динамических процессов в системах электроснабжения и соответственно организации диспетчерского управления энергосистемами. Кроме того, увеличение доли ВЭС и СЭС в энергосистеме будет вытеснять традиционные электростанции, что усложнит возможность регулирования частоты. Таким образом, должно быть достаточно резерва для регулирования частоты и обеспечения надежного электроснабжения в случае потери генерации или нагрузки. Баланс потребления электроэнергии и регулирование частоты - основные технические проблемы в энергосистемах со значительным уровнем внедрения ветровой и солнечной энергетике.

Среди других проблем важными и актуальными можно считать следующие:

- неоптимальные режимы работы сети, связанные со стохастическим характером генерации, ведь при большой доле ВИЭ в общей электросети традиционные генераторы должны часто увеличивать и уменьшать свой уровень генерации, и механическое оборудование работает не в оптимальном режиме [2];

- в условиях, когда мощность генерации в узле электрической сети превышает мощность нагрузки в этом же узле, может возникать обратный поток мощности в электрической сети;

- современные ВЭС, как и СЭС, подключаются к распределительным сетям через инверторы, которые обычно спроектированы для работы в определенных пределах напряжения и частоты, и перенапряжение может привести к отключению ВЭС или СЭС от сети и потере «зеленой» энергии даже при хороших погодных условиях;

- инверторы, используемые для преобразования постоянного тока в переменный, могут создавать дополнительные

высшие гармоники напряжения и тока, и, как следствие, гармоники мощности. Гармонические искажения являются одной из проблем, которые необходимо иметь в виду при увеличении доли ВИЭ.

Как видим, большинство проблем связано с неравномерным режимом генерации на основе ВИЭ. Сочетание разнотипных источников энергии способно снизить остроту проблемы, выровняв режим генерации и уменьшив случайную составляющую. Для оценки этой возможности в работе были предложены критерии и проведены расчеты оптимального сочетания возобновляемых источников энергии в гибридных энергосистемах.

I. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Решению проблемы оптимизации комбинированных систем электроснабжения с использованием технологии Smart Grid посвящено ряд работ украинских ученых [3-5].

В работе [6] рассматриваются методы моделирования и оптимизации автономных комбинированных систем электроснабжения на основе анализа технико-экономических показателей. Работа [7] посвящена анализу современных методов оптимизации, предназначенных для малых и автономных энергосистем. Отмечено, что недавняя тенденция к оптимизации в области комбинированных систем возобновляемых источников энергии сводится к использованию искусственного интеллекта, который обеспечивает хорошую оптимизацию системы без обширных долгосрочных метеорологических данных. Подходы к оптимизации комбинированных систем электроснабжения, основанные на анализе технико-экономических показателей, рассмотрены в работе [8]. Для определения оптимального сочетания фотогальванических панелей (PV) и ветровых турбин проводится системное измерение потребляемой энергии. Стратегии управления потоками энергии как со стороны спроса, так и со стороны генерации разработаны для реализации целей удовлетворения спроса на электроэнергию при минимизации общих эксплуатационных и экологических издержек. Прогнозирование погоды в режиме реального времени, учет реакции спроса и модификация математических моделей также способствуют оптимизации систем. Обзор методов и

моделей комбинированных систем электроснабжения с точки зрения минимума приведенных затрат приведен в работе [9].

Помимо оптимизации по техническим показателям опубликован ряд работ, посвященных экономической оптимизации комбинированных электрических систем с использованием программного комплекса НОМЕР [10-13], которое позволяет провести оптимизацию гибридных систем по минимуму инвестиционных и эксплуатационных расходов, а также удовлетворить технические ограничения и ограничения выбросов в атмосферу.

Естественное требование при построении комбинированной энергосистемы на базе ВИЭ - минимизация неконтролируемого разброса значений генерируемой мощности при максимизации произведенной энергии. В экономической постановке задачи оптимизации роль и величина номинальной мощности ВИЭ и среднеквадратичного отклонения (СКО) разная, она определяется стоимостью электроэнергии и средств резервирования и/или аккумуляирования, но лучший результат обеспечивает наличие обоих критериев.

II. МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ

Потребность оценивать именно случайную составляющую колебаний мощности следует по разным причинам [14]. Значительное внедрение ВИЭ, если оно не сопровождается достаточным аккумуляированием энергии, потребует балансирования текущих колебаний генерируемой энергии. Должно быть достаточно резерва для регулирования частоты и обеспечения надежного снабжения энергией в случае быстрого изменения генерации или нагрузки. Баланс потребления электроэнергии и регулирования частоты - основные технические проблемы в энергосистемах со значительным уровнем внедрения ветровой и солнечной энергетики [15]. При этом изменение частоты в сети пропорционально изменению регулирующей мощности (в зависимости от крутизны статической частотной характеристики), что определяет допустимое изменение текущей мощности генерации [16].

Это же касается и устойчивости энергосистемы. Так, в соответствии с [17] влияние перепадов мощности на устойчивость определяется таким показателем, как

коэффициент запаса устойчивости активной мощности в контролируемом сечении (узле) электросети:

$$K_P = (P_{\max} - P - \Delta P) / P_{\max} \quad (1)$$

где P_{\max} - предельно допустимая активная мощность, которая передается через сечение; P - текущий переток мощности в сечении; ΔP - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности.

Итак, под влиянием этих колебаний переток изменяется в пределах $P \pm \Delta P$, и именно размах нерегулярных изменений является определяющим при расчете запаса устойчивости. Как показывает анализ статистических данных, работа ВЭС и СЭС характеризуется наличием некоторой средней мощности и случайной составляющей, являющейся функцией времени. Средняя мощность может считаться хорошо прогнозируемой на краткосрочную перспективу, и приниматься как контролируемый параметр. В таком случае ограничения должны быть наложены на случайную составляющую, которая и определяет величину запаса устойчивости.

В работе предлагается рассмотреть совместную работу ветровой и солнечной станций как независимо от способа потребления их энергии (условно на неограниченного потребителя), так и для конкретного режима потребления.

В качестве примера решения данной задачи в работе предлагается использовать данные по Запорожской обл. (2016), принято, что показатели мощности ВЭС и СЭС нормированы так, чтобы суммарная мощность этих ВИЭ равнялась единице. Итак, обозначим: w - нормированная (относительная) номинальная мощность ВЭС, а s - соответственно СЭС, при этом принято

$$w + s = 1 \quad (2)$$

Тогда значение

$$w = 1 \quad (3)$$

соответствует наличию только ВЭС в составе ВИЭ, а

$$w = 0 \quad (4)$$

- наличии только СЭС.

Сезонные усредненные показатели генерируемой мощности (P_c) и среднеквадратичного отклонения (СКО) суммарной генерации ВЭС и СЭС при различных комбинациях их сочетания приведены в табл.1, а в табл.2 - аналогичные показатели для только дневного времени (для корректного учета влияния СЭС).

Таблица 1.
Показатели генерируемой мощности ВИЭ (о.е.)

Table 1.
Indicators of generated power of renewable energy (relative units)

месяц	парам.	w				
		1	0,75	0,5	0,25	0
Янв.	P_c	0,41	0,32	0,24	0,16	0,07
	СКО	0,33	0,24	0,17	0,13	0,16
Апр.	P_c	0,44	0,38	0,32	0,25	0,19
	СКО	0,36	0,27	0,21	0,21	0,27
Июл.	P_c	0,28	0,27	0,26	0,24	0,23
	СКО	0,27	0,21	0,19	0,22	0,29
Окт.	P_c	0,57	0,46	0,35	0,24	0,12
	СКО	0,37	0,28	0,2	0,18	0,21
За год	P_c	0,425	0,358	0,293	0,223	0,153
	СКО	0,333	0,25	0,193	0,185	0,233

Таблица 2.
Показатели генерируемой мощности ВИЭ в дневное время (8.00-18.00)

Table 2.
Indicators of renewable energy generated during daytime (8.00-18.00)

месяц	парам.	w				
		1	0,75	0,5	0,25	0
Янв.	P_c	0,37	0,32	0,27	0,22	0,17
	СКО	0,33	0,24	0,17	0,16	0,21
Апр.	P_c	0,41	0,42	0,42	0,43	0,43
	СКО	0,37	0,28	0,21	0,21	0,26
Июл.	P_c	0,27	0,33	0,39	0,48	0,52
	СКО	0,27	0,21	0,17	0,18	0,22
Окт.	P_c	0,57	0,50	0,43	0,36	0,29
	СКО	0,36	0,27	0,20	0,19	0,25
За год	P_c	0,405	0,393	0,378	0,373	0,353
	СКВ	0,333	0,25	0,188	0,185	0,235

При учете только дневного времени генерации (например, для энергосистем, потребность энергии в которых преобладает в рабочие часы) естественно возрастает вес солнечной генерации, особенно в летнее

время, однако размах отклонений текущей мощности относительно среднего практически не меняется.

Графически результаты табл.1 изображены на рис.1. Кроме мощности и отклонений изображено их пропорцию - коэффициент вариации:

$$C_v = \text{СКО} / P_c \quad (5)$$

При учете полных суток минимальное СКО среднегодовых значений достигается при доле ВЭС на уровне 0,32 общей мощности ВИЭ, а минимум коэффициента вариации C_v соответствует доле $w = 0,56$. Если учитывать только рабочие часы (8.00-18.00), то минимум по СКО - когда доля ВЭС равна 0,33; минимум по C_v - 0,38 (так как средняя расчетная мощность СЭС выше). Итак, если за критерий брать только коэффициент вариации мощности как комбинированный показатель отклонений и средней мощности, то минимум достигается при доле ВЭС 0,56 от общей номинальной мощности ВИЭ.

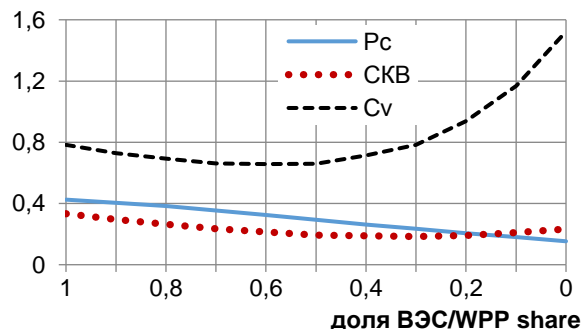


Рис.1. Среднегодовые показатели генерируемой мощности ВИЭ для полных суток (относительные величины).

Fig.1. Annual average generated power of renewable energy for full days (relative values).

Что касается отдельных месяцев, то для января минимум СКО достигается при доле ВЭС 0,25, минимум C_v - при 0,48 (для полных суток). В июле соответствующие доли - 0,52 и 0,58.

В данном примере СКО (а значит и вариация) определялись относительно среднемесячных данных по мощности ВИЭ. Выделение значений традиционного суточного хода как переменной, но детерминированной величины, уменьшит общую дисперсию на константу, сохранив

характер различий между разными вариантами конфигурации ВИЭ.

Поиск оптимальных соотношений мощностей ВЭС и СЭС в первом приближении выполнялся методом «поверхности отклика» (response surface) [18], то есть графически, а уточнение - методом дихотомии (dividing search).

Рассмотрим совместные колебания уровней генерирования электрической энергии от ВИЭ и ее потребления различными потребителями.

Уровень текущего потребления электроэнергии обычно имеет определенные отклонения (флуктуации) относительно усредненных графиков. Его разброс определяет потребность в компенсирующих мощностях (резервных или аккумулирующих), если усредненный график потребления считать плановым. Наличие ВИЭ со случайным графиком генерации влияет на общую вариативность потребностей в традиционном электроснабжении. Текущее потребление за вычетом поступлений от ВИЭ называют «чистой» нагрузкой (net base load) [19].

Сравним разброс случайных отклонений потребления от усредненного графика для различных потребителей при варьировании мощностей ВЭС и СЭС (считается, что график нагрузки составлен с учетом усредненного суточного хода ВИЭ). Предположим, что прогнозирования нет, и усреднение выполнено по месячному массиву ретроспективных данных (поскольку оптимальные мощности ВИЭ определяют как проектные, по результатам предыдущих исследований). Суммарная номинальная мощность ВИЭ рассчитывается для различных уровней внедрения, вплоть до полной мощности потребления. Предметом оптимизации является вариативность нагрузки (абсолютная и относительная) в зависимости от доли ВИЭ и пропорции «ВЭС/СЭС». Метод поиска оптимальных значений тот же, что и для собственно ВИЭ.

Формула для построения месячного набора данных о балансе генерации и потребления электроэнергии, согласно предположению о плановом графике, имеет вид:

$$p_{ij} = (a_{ij} - a_i) - [(w_{ij} - w_i) + (s_{sj} - s_i)], \quad (6)$$

где a_x - уровень потребления электроэнергии; w_x и s_x - мощность ВЭС и СЭС соответственно; i - индекс времени (в данных примерах шаг 30 мин.); j - номер суток. Здесь p_{ij} - отклонение от графика нагрузки.

Показатели ВИЭ с одним индексом - усредненные на определенное время дня (суточный ход), в частности a_i должен соответствовать плановому графику потребления в i -й момент времени. Тогда

$$p_i = a_i - w_i - s_i \quad (7)$$

соответствует плановой «чистой» нагрузке.

Отметим, что для ВЭС w_i в данных примерах практически постоянна из-за отсутствия явно выраженного суточного хода, а s_i соответствует средней солнечной радиации.

Рассмотрим, как соотношение ветровой и солнечной составляющих влияет на общую мощность ВИЭ и вариативность нагрузки. Эти показатели выступают критериями оптимизации, когда необходимо максимально заместить традиционную генерацию возобновляемой энергией при минимальных отклонениях от графика потребления. Пусть w - нормированная (относительная) номинальная мощность ВЭС, а s - соответственно СЭС, как и выше, при этом

$$w + s = 1 \quad (8)$$

Переход от установленной (т.е. номинальной) к средней рабочей (или эффективной) мощности возможен введением коэффициента использования установленной мощности (КИУМ). Так, если суммарная номинальная мощность ВИЭ равна R (Renewable), а эффективная - r (relative), то

$$r = R(k_w w + k_s s) = R[k_w w + k_s (1 - w)] \quad (9)$$

где k_x - КИУМ соответствующего ВИЭ, присущий исследуемому региону и времени года.

Решениями задачи оптимизации будут $\operatorname{argmax}_{R,w} r$ и $\operatorname{argmin}_{R,w} D\{p_{ij}\}$ (в случае двухкритериальной задачи) при условии выполнения соответствующих ограничений. Приоритетность критериев будет определяться в зависимости от потребностей, и будет зависеть главным образом от стоимостных показателей для генерирующих

мощностей и средств обеспечения энергобаланса.

В качестве комбинированного единичного критерия может выступать коэффициент вариации

$$C_v = \frac{\sigma}{r} \quad (10)$$

как отношение СКО к математическому ожиданию ($\sigma = \sqrt{D}$); его минимум является результатом как роста эффективной мощности ВИЭ, так и уменьшения вариативности.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для определения характера вариативности «чистой» нагрузки возьмем, в качестве примера, ретроспективных данных для различных потребителей и синхронные метеоданные.

Потребитель - с. Мордвиновка (М1), Запорожской области, ПС 1. Среднегодовая мощность потребления 800 кВт.

Таблица 3.

СКО небаланса мощности для М1, январь (кВт)

Table 3.

Standard deviation of unbalance of power for M1, January (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
200	113,0	109,2	105,3	102,2	99,15	96,75	94,85	93,5	92,7	92,4	92,8
400	161,0	150,1	139,2	129,9	120,5	112,9	106,7	102,2	99,6	99,2	100,9
600	218,0	199,8	181,5	165,2	148,9	135,0	123,4	114,9	110,0	109,45	113,15
800	278,5	253,1	227,6	204,4	181,1	160,7	143,4	130,4	123,0	122,35	128,4
1000	341	308	276	245	215	188	165	148	137,9	137,1	146
1200	404	364	325	287	251	218	189	167	154,1	153,3	164,5

Принимаем, что средняя мощность графика потребления (то есть регулируемая генерация) уменьшается на среднюю мощность ВИЭ. Отклонения от графика считаются небалансом мощности; распределение небаланса как случайной величины считается нормальным. В частности, для января при отсутствии ВИЭ СКО = 90,0 кВт, диапазон изменения флуктуаций от -210 до +190 кВт (с достоверностью не менее 95%, то есть без экстремальных значений как случайных выбросов). Результаты оценки СКО нагрузки для января приведены в табл.3. Средняя мощность ВИЭ определяется по формуле (2) Очевидно уменьшение относительной мощности ВИЭ при уменьшении доли ВЭС, это вызвано традиционно более высоким коэффициентом использования мощности для ветроустановок по сравнению с фотомодулем (для оценки выбраны технические характеристики современного оборудования). Соответственно меняется размах отклонений (рис.2) и вариативность энергокомплекса

(рис.3а). Если определять относительную вариативность как отношение дополнительного СКО (исчисляемого как прибавка к СКО собственно потребления) к соответствующей рабочей мощности ВИЭ, характер зависимости несколько изменится (рис.3б), хотя оптимальные пропорции сохранятся.

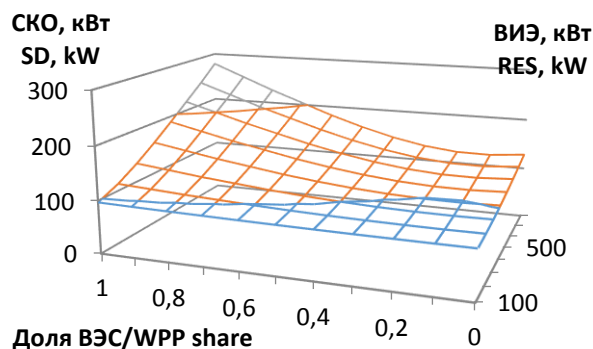


Рис.2. Зависимость СКО от общей мощности и состава ВИЭ (М1, январь).

Fig.2. Dependence of standard deviation on total power and composition of renewable energy sources (M1, January).

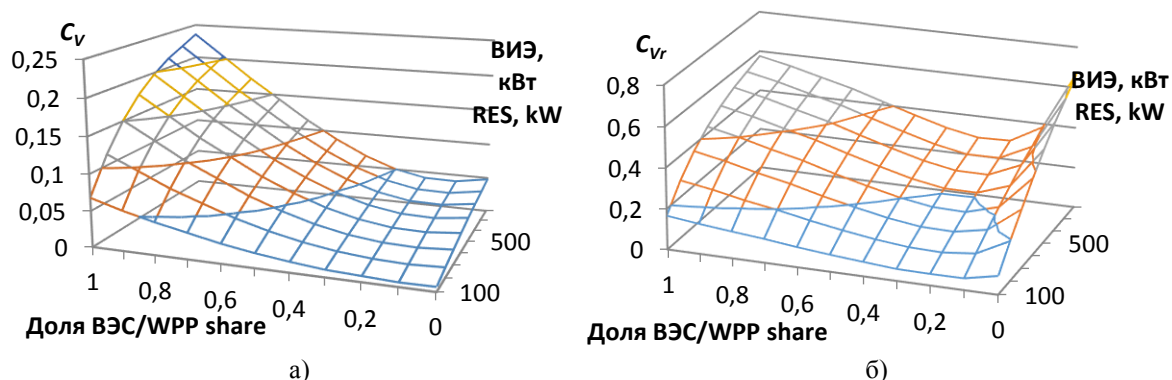


Рис.3. Зависимость дополнительной вариативности C_V (а) и C_{Vr} (б) от доли и состава ВИЭ.
Fig.3. The dependence of the additional variability of C_V (a) and C_{Vr} (b) on the share and composition of renewable energy sources.

Так, при росте доли ВИЭ СКО нагрузки возрастает ускоренно, а относительная вариация (C_{Vr}) - замедленно.

Для коэффициента дополнительной вариации принято:

$$C_V = (\sigma_R - \sigma_0) / R, \quad C_{Vr} = (\sigma_R - \sigma_0) / r \quad (11)$$

где σ - СКО; индекс R касается системы с ВИЭ, а 0 - «чистая» энергосистема; R - номинальная мощность ВИЭ; r - средняя рабочая (эффективная) мощность ВИЭ с учетом реального КИУМ.

По результатам января отметим, что минимальная абсолютная дисперсия наблюдается при доле ВЭС $w = 0,1$ (зимой роль солнечной энергии минимальна). Относительная вариация минимальна при доле ВЭС в пределах от 0,2 до 0,3 (оптимальная доля ВЭС несколько возрастает при увеличении уровня внедрения ВИЭ, рис. 3б).

Рассмотрим аналогичные показатели за июль, потребитель тот же (табл.4). При отсутствии ВИЭ СКО равно 66,6 кВт, диапазон изменений от -160 до + 120 кВт.

Таблица 4.

СКО небаланса мощности для М1, июль (кВт)

Table 4.

Standard deviation of the unbalance of power for M1, July (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
200	82,9	79,8	76,9	74,4	72,3	70,6	69,3	68,5	68,10	68,2	68,8
400	122,3	113,4	105,0	97,3	90,3	84,3	79,6	76,2	74,5	74,6	76,4
600	169,3	154,7	140,6	127,2	114,9	104,0	95,0	88,4	84,8	84,6	87,9
800	219,2	198,9	179,2	160,4	142,8	126,9	113,5	103,4	97,7	97,2	102,1
1000	264,6	239,5	214,6	192,7	171,9	152,0	134,3	120,7	112,9	112,1	118,6
1200	310	280	250	225	201	177	155	138	128	127	135

Результаты для июля изображены на рис.4-5.

Характер зависимостей летом аналогичный зимнему, однако заметен рост мощности СЭС (текущая мощность ВЭС и СЭС почти одинакова), соответственно меньше общее отклонение от графика и относительная вариация при росте доли СЭС. Оптимальная доля ВЭС на уровне 0,15-0,2.

В межсезонье значение солнечной и ветровой генерации несколько выравниваются. Результаты расчета СКО для апреля приведены в табл.5, а октября - в табл.6

Октябрь имел некоторое отличие от других месяцев. Так, при малых мощностях ВИЭ суммарное СКО даже немного уменьшалось (рис.6а), оптимальная доля ВЭС составила 0,4; при росте ВИЭ точка минимума СКО смещалась до 0,2.

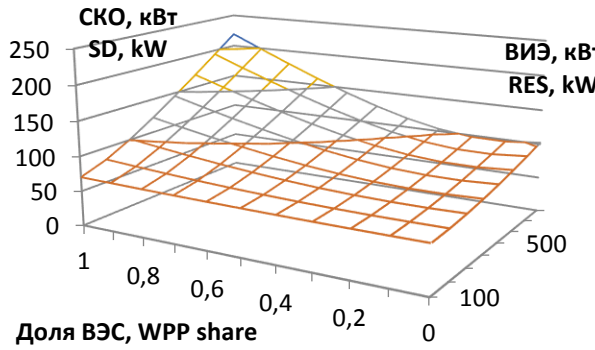


Рис.4. Зависимость СКО от мощности ВИЭ и доли ВЭС (М1, июль)
 Fig.4. Dependence of standard deviation on the power of renewable energy sources and the share of wind power plants (M1, July)

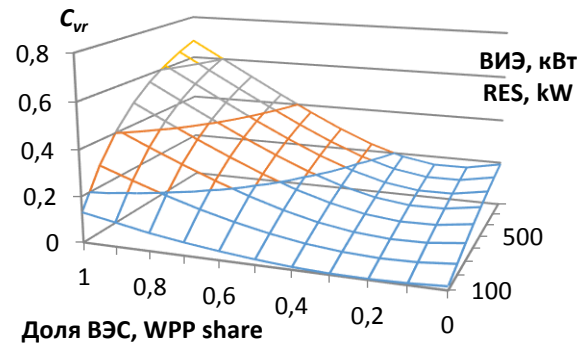


Рис.5. Зависимость дополнительной вариативности от доли и состава ВИЭ (М1, июль)
 Fig.5. Dependence of additional variation on the share and composition of renewable energy sources (M1, July)

Таблица 5.

СКО небаланса мощности для М1, апрель (кВт)

Table 5.

Standard deviation of the unbalance of power for M1, April (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
200	88	83	78	73	68	65	61	58,8	57,2	56,6	57
400	146	133	121	110	99	90	81	75,0	71,3	70,6	73
600	210	190	171	153	135	120	105	95,3	89,6	89,2	94
800	271	245	219	195	171	151	132	118,1	110,7	110,6	118
1000	356	320	284	250	217	186	160	140,5	130,1	131,4	144
1200	427	383	340	298	259	222	191	166,5	153,8	155,3	171

Таблица 6.

СКО небаланса мощности для М1, октябрь (кВт)

Table 6.

Standard deviation of the unbalance of power for M1, October (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
200	76,2	74,9	73,6	74,1	74,5	76,3	78,9	82,1	86,1	90,5	95,5
400	121,4	110,6	99,8	92,7	85,5	82,3	82,2	85,2	91,1	99,3	109,3
600	185,6	165,8	146,0	129,9	113,7	102,6	96,4	96,1	101,9	112,7	127,3
800	255,0	227,0	199,0	174,5	150,0	130,7	117,6	112,6	116,7	129,1	147,8
1000	326	290	254	220	189	163	143	132,5	134,3	147,7	170
1200	398	350	310	269	230	197	170	154,6	153,8	167,7	193

Если за критерий брать относительное уменьшение вариативности, то точка минимума для доли ВЭС смещалась от 0,7 при малых уровнях ВИЭ до 0,3 при значительных уровнях (рис.6б)

Рассмотрим потребителя большей мощности (с. Терпение, Т1). Среднегодовая мощность 1600 кВт. При отсутствии ВИЭ

месячные показатели изменчивости: в январе СКВ = 177,3 кВт, июле 190,2 кВт; диапазон - 450 ... 500 кВт. Показатели СКВ при наличии ВИЭ в табл.7-8.

Минимум общего СКО небаланса наблюдается при тех же долях ВЭС (0,25 зимой, 0,15 летом), что и для М1. Относительная дополнительная вариация при

внедрении ВИЭ имеет аналогичный вид, а минимум вариации наблюдается при доле ВЭС 0,3-0,4 зимой и 0,15 летом (рис.7).

В межсезонье изменчивость нагрузки без ВИЭ составила 187 кВт в апреле и 229 кВт в

октябре. Значение СКО при наличии ВИЭ приведены в табл. 9-10. Графически для потребителя Т1 зависимости в октябре (рис.8) выглядели, аналогично М1 (рис.7).

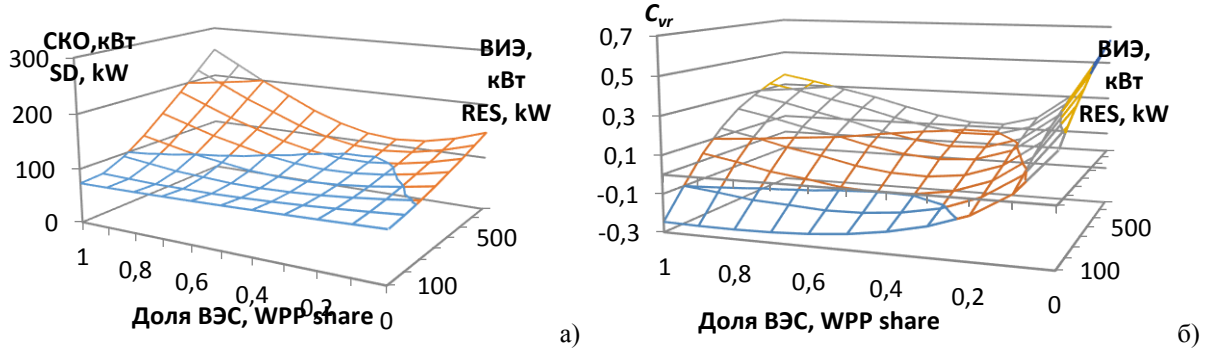


Рис.6. Зависимость СКО (а) и дополнительной вариативности (б) для М1 в октябре
 Fig.6. Dependence of standard deviation (a) and additional variability (b) for M1 in October

Таблица 7.

СКО небаланса мощности для Т1, январь (кВт)

Table 7.

Standard deviation of the unbalance of power for T1, January (kW)

$R \setminus w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	216,2	209,3	203,3	198,1	193,9	190,7	188,5	187,5	187,6	188,9	191
800	310	289	269	251	236	223	213	207,6	205,8	208	214
1200	423	387	353	321	292	267	248	235,1	230,0	233,1	244
1600	544	493	445	399	356	319	289	267,7	258,5	262,2	278

Таблица 8.

СКО небаланса мощности для Т1, июль (кВт)

Table 8.

Standard deviation of the unbalance of power for T1, July (kW)

$R \setminus w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	218	213	208	204	201	198	196	194	193,5	193,3	194
800	285	269	255	242	230	220	212	207	203,8	203,2	205
1200	371	343	318	294	272	253	238	227	220,2	219,1	223
1600	465	426	389	354	322	293	270	252	241,5	239,8	247

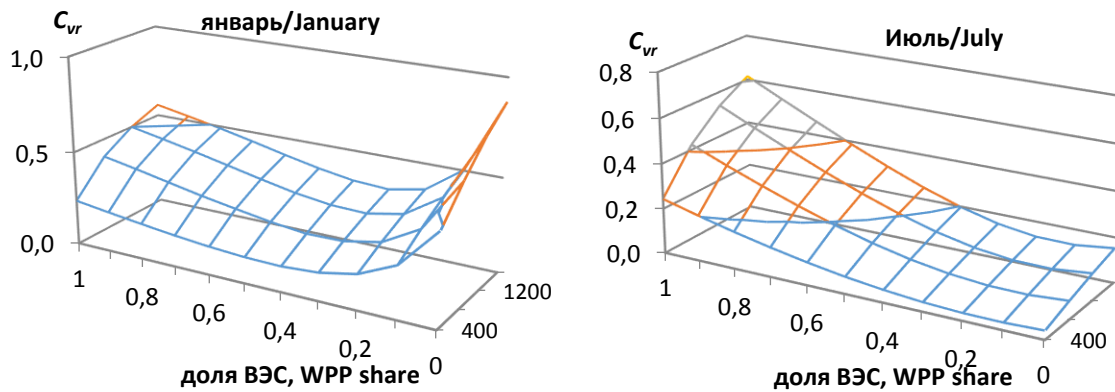


Рис. 7. Зависимость дополнительной вариативности от состава ВИЭ (Т1)
 Fig. 7. Dependence of additional variation on the composition of renewable energy sources (T1)

Таблица 9.

СКО небаланса мощности для Т1, апрель (кВт)

Table 9.

Standard deviation of the unbalance of power for T1, April (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	241	232	224	217	211	206	201	197	194,2	192,6	192
800	339	317	296	277	258	244	230	220	213,7	211,3	213
1200	453	418	382	351	319	294	270	253	242,4	239,8	245
1600	575	525	476	431	387	351	316	292	277,5	275,3	285

Таблица 10.

СКО небаланса мощности для Т1, октябрь (кВт)

Table 10.

Standard deviation of the unbalance of power for T1, October (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	242	237	232	228	225	224	224	224,6	226,6	230	234
800	329	307	287	269	255	243	236	232,9	234,4	240	250
1200	448	409	372	337	307	282	263	252,7	251,5	260	276
1600	580	524	470	419	373	333	301	281,7	276,1	286	309

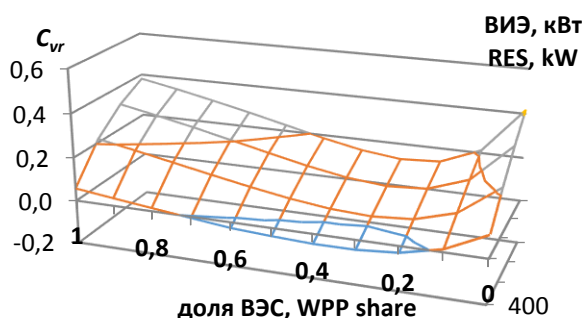


Рис. 8. Зависимость дополнительной вариативности от состава ВИЭ (Т1, октябрь).

Fig. 8. Dependence of additional variation on the composition of renewable energy sources (T1, October).

Определенной особенностью было наличие отрицательной дополнительной вариации при малых значениях мощности ВИЭ, то есть имела место некоторая корреляция отклонений мощности ВИЭ и потребления.

Рассмотрим в качестве потребителя группу населенных пунктов (Т1-Т4). Среднегодовая мощность потребления 4200 кВт. При отсутствии ВИЭ отклонения имели СКО 361 кВт в январе, 294 в июле, 278 в апреле (диапазон ± 800 кВт). Результаты расчетов изменчивости приведены в табл. 11-12.

Таблица 11.

СКО небаланса мощности для Т1-Т4, январь (кВт)

Table 11.

Standard deviation of the unbalance of power for T1-T4 January (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
1000	490	468	448	430	415	402	393	386	382,9	383,2	387
1500	612	572	534	500	470	444	424	410	403,1	403,6	411
2000	749	691	635	583	536	496	463	440	428,6	429,3	442
2500	895	818	744	675	611	555	508	476	458,5	459,3	478
3000	1046	951	859	772	691	619	558	515	492,0	492,9	517
3500	1200	1087	977	872	774	686	612	557	528,3	529,3	560
4000	1356	1225	1098	975	861	756	668	602	567,0	568,1	605

Таблица 12.

СКО небаланса мощности для T1-T4, июль (кВт)

Table 12.

Standard deviation of the unbalance of power for T1-T4 July (kW)

$R \backslash w$	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
500	315,7	310,9	306,7	303,2	300,2	298,0	296,4	295,5	295,3	295,8	297,0
1000	384,7	367,9	352,5	338,9	327,2	317,7	310,5	305,9	303,9	304,6	307,9
1500	481,3	450,1	420,9	394,2	370,6	350,6	335,0	324,4	319,3	319,9	326,2
2000	592	546	503	462	425	393	368	350	340,7	341,0	351
2500	710	650	592	538	488	443	407	381	366,9	366,7	380
3000	833	759	687	618	555	498	451	416	397,1	396,3	413
3500	959	870	784	702	626	557	498	455	430,4	428,8	450
4000	1086	983	884	788	699	617	548	496	466,1	463,8	489

Графически зависимости для показателей изменчивости имеют вид, аналогичный предыдущим потребителям меньшей мощности.

IV. ВЫВОДЫ

Оптимальность конфигурации ВИЭ в локальной энергосистеме будет определяться критерием, выбранным при выборе проектных решений. Из рассмотренных соотношений ветровой и солнечной составляющих генерирования электроэнергии можно определить варианты с минимальной дисперсией генерации ВИЭ или с минимальным отношением дисперсии к средней генерируемой мощности. При учете колебательного характера потребления в энергосистеме можно выделить дополнительную изменчивость, вызванную заменой части контролируемой (традиционной, сетевой) генерации на ВИЭ. В этом случае возможна некоторая корреляция режимов потребления и генерации, поэтому результирующая вариативность будет зависеть от потребителя. Однако, как показывают приведенные выше исследования, текущие флуктуации потребления и генерации на коротких (до часа) временных интервалах практически независимы, а коэффициенты корреляции могут принимать как положительные, так и отрицательные значения с малыми (до 0,3) абсолютными значениями. Таким образом, характер дополнительной вариативности в результате воздействия ВИЭ будет определяться

преимущественно погодными факторами, присущими данному региону и времени года.

Если в качестве критерия оптимизации выбрать минимизацию совокупной дисперсии или дополнительной вариативности нагрузки энергосистемы при внедрении ветровой и солнечной генерации, то оптимальным решением будет определенная пропорция ветровой и солнечной составляющих, зависящая от среднегодовых или сезонных погодных условий. Как правило, доля ВЭС должна составлять 10-40 % совокупной номинальной мощности ВИЭ в зависимости от общей доли ВИЭ. Более точное решение находится при наличии достаточных статистических данных о погодных факторах и режиме потребления.

Литература (References)

- [1] Passey R. et al. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors. *Energy Policy*, 2011, vol. 39, no. 10, pp. 6280-6290.
- [2] 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.
- [3] Kulyk V. V., Mahas T. YE., Malohulko YU. V. Optymal'ne keruvannya rozoseredzhenymy dzherelamy elektroenerhiyi z asynkronnymy heneratoramy zasobamy smart grid [Optimal control of reseted sources of electric power with asynchronous generators by smart grid], *Naukovi pratsi Vinnyts'koho natsional'noho*

- tekhnichnoho universytetu* [Proceedings of the Vinnitsa National Technical University]. 2011, no. 4, pp. 3-3 (In Ukrainian).
- [4] Lezhnyuk P.D., Kulyk V.V., Koval'chuk O.A. Optymal'ne keruvannya rozoseredzhenymy dzherelamy enerhiyi v lokal'niy elektrychniy systemi [Optimal control of scattered energy sources in the local electrical system]. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrayiny. Zbirnyk naukovykh prats'. Spetsial'nyy vypusk* [Proceedings of the Institute of Sciences of Ukraine elektrodynamics. Collection of scientific works. Special Issue] 2011, pp. 48–55. (In Ukrainian).
- [5] Lezhnyuk P. D. y dr. Optymizatsiya rezhymiv elektrychnykh merezh z vidnovlyuvanyymy dzherelamy enerhiyi z vykorystanniam SMART Grid tekhnolohiy [Optimization of regimes of electric networks with renewable energy sources using SMART Grid technologies]. *Enerhetyka ta komp'yuterno-intehrovani tekhnolohiyi v APK* [Power engineering and computer-integrated technologies in the agro-industrial complex]. 2014, no. 2, pp. 17-20. (In Ukrainian).
- [6] Bernal-Agustín J. L., Dufo-Lopez R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, no. 8, pp. 2111-2118. doi:10.1016/j.rser.2009.01.010
- [7] Bhandari B. et al. Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*, 2015, vol. 2, no. 1, pp. 99-112.
- [8] Wang X., Palazoglu A., El-Farra N. H. Operational optimization and demand response of hybrid renewable energy systems. *Applied Energy*, 2015, vol. 143, pp. 324-335. doi:10.1016/j.apenergy.2015.01.004
- [9] Siddaiah R., Saini R. P. A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 58, pp. 376-396. doi:10.1016/j.rser.2015.12.281
- [10] Bahramara S., Moghaddam M. P., Haghifam M. R. Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 62, pp. 609-620. doi:10.1016/j.rser.2016.05.039
- [11] Khare V., Nema S., Baredar P. Optimization of hydrogen based hybrid renewable energy system using HOMER, BB-BC and GAMBIT. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, vol. 41, no. 38, pp. 16743-16751. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.06.228
- [12] Sinha S., Chandel S. S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 32, pp. 192-205. doi:10.1016/j.rser.2014.01.035
- [13] Sen R., Bhattacharyya S. C. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. *Renewable Energy*, 2014, vol. 62, pp. 388-398. doi:10.1016/j.renene.2013.07.028
- [14] Pavlovs'kyi V. V. i dr. Obmezhennya potuzhnosti vidnovlyuvanykh dzherel enerhiyi za umovamy pryednannya do elektrychnoyi merezhi [Restrictions on the power of renewable energy sources under the conditions of connection to the electrical network]. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsional'noyi akademiyi nauk Ukrayiny* [Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine]. 2016, no. 43, pp.18-23. (In Ukrainian).
- [15] Kuznietsov M., Uzheyko S. Imovirnisni aspekty vykorystannya vidnovlyuvanykh dzherel enerhiyi v zoni vidchuzhennya Chornobyl's'koyi AES [Probabilistic aspects of the use of renewable energy sources in the Chornobyl NPP exclusion zone]. *Vidnovliuvana Enerhetyka* [Renewable Energy]. 2016, no. 3 (46), pp. 6-12. (In Ukrainian).
- [16] *Normatyvnyy dokument Derzhavnoho pidpryyemstva "Natsional'na enerhetychna kompaniya "Ukrenerho" SOU-N YAEK 04.156:2009 Osnovni vymohy shchodo rehulyuvannya chastoty ta potuzhnosti v OES Ukrayiny. Nastanova.* [Normative document of the State Enterprise "National Energy Company" Ukrenergo " SOU-N IEC 04.156: 2009 Basic requirements for frequency and power regulation in the UES of Ukraine. Attitude] Publ. 2009-05-23 – 54 p.
- [17] *Normatyvnyy dokument Derzhavnoho pidpryyemstva "Natsional'na enerhetychna kompaniya "Ukrenerho" SOU-N MEV 40.1.00100227-68:2012 Styykist' enerhosystemy. Kerivni vkazivky. NTTSE NEK Ukrenerho* [Normative document of

the State Enterprise "National Energy Company" Ukrenergo" SOU-N MEB 40.1.00100227-68: 2012 Resilience of the power system. Guidance notes. STCU NEC Ukrenergo]. Publ. 21.10.2012 – 36 p.

[18] Okinda V.-O., Odero N. A. A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. *International*

Journal of Research in Engineering and Technology. 2015, vol. 4, no. 11, pp. 153-163.

[19] Olsson M., Perninge M., Söder L. Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. *Electric Power Systems Research*, 2010, vol. 80, no. 8, pp. 966-974.

Сведения об авторах.



Кузнецов Николай Петрович
Доктор технических наук, заместитель директора по научной работе, Институт возобновляемой энергетики, г. Киев, Украина
E-mail: nik_ku@ukr.net



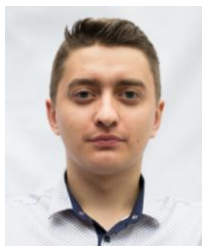
Нестерчук Дина Николаевна
Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электротехника и электромеханика имени профессора В.В.Овчарова» Таврический государственный агротехнологический университет, г. Мелитополь, Украина
E-mail: dina-nesterchuk@ukr.net



Лысенко Ольга Валериевна
Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроэнергетика и автоматизация» Таврический государственный агротехнологический университет, г. Мелитополь, Украина
E-mail: helga_vl@ukr.net



Адамова Светлана Викторовна
Ассистент кафедры «Электроэнергетика и автоматизация» Таврический государственный агротехнологический университет, г. Мелитополь, Украина
E-mail: adamova_sv@ukr.net



Смертюк Василий Николаевич
Аспирант, Институт возобновляемой энергетики, г. Киев, Украина
E-mail: smertykvn@gmail.com