

2003108992/03; заявл. 31.02.03; опубл. 27.09.04, Бюл. № 14 (II ч.). – 1 с.

4. Роль течений и волнения в перемещении наносов в окрестности береговых гидротехнических сооружений // *Гуна Хадла, А. С. Анишаков, И. Г. Кантаржи* // 2020. №10. С.52-59

5. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения СНиП 33-01-2003. С.20

6. Технологии подводного ремонта гидротехнических портовых сооружений. // Судоходство (Одесса). - 29.10.2003. - С.52.

УДК 620

МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2021.5.82.1228

Сидоренко Геннадий Иванович

доктор технических наук,

профессор высшей школы гидротехнического и энергетического строительства Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Алджамил Ахмад

аспирант

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

WIND POWER PLANT PARAMETERS OPTIMIZATION MODEL

Sidorenko G.I.

doctor of technical science, professor

Peter the Great St. Petersburg polytechnic university

Al. Jamil A

Peter the Great St. Petersburg polytechnic university

SUMMARY

A technical and economic model of a wind power plant has been developed. Parameterization was carried out and the main parameters of the wind power plant were identified. Statistical relationships of parameters with capital investments in wind turbines and costs of their operation and maintenance were established. The criterion for the search for optimal parameters is taken as the minimum discounted unit costs for the production of electrical energy for the economic life of the wind power plant. To do this, the electricity production in a wind power plant must be maximized by reducing the so-called wake effect that is created in a wind farm due to the shading of some wind turbines by others. The velocity reduction behind each wind turbine is estimated. An algorithm for optimizing the parameters of a wind power plant has been developed. An optimization model was used to determine the parameters of the Hasia wind power plant.

АННОТАЦИЯ

Разработана технико-экономическая модель ветровой электростанции. Проведена параметризация и выявлены основные параметры ветровой электростанции. Установлены статистические связи параметров с капитальными вложениями в ветровые турбины и издержками на их эксплуатацию и обслуживание. Критерием поиска оптимальных параметров принимается минимум дисконтированных удельных затрат на производство электрической энергии за экономический срок службы ветровой электростанции. Чтобы достичь этого, производство электроэнергии должна быть максимизировано за счет уменьшения так называемого эффекта следа, который создается на ветровой электростанции из-за затенения одних ветровых турбин другими. Оценивается снижение скорости за каждой ветровой турбиной. Разработан алгоритм оптимизации параметров ВЭС. Модель оптимизации была использована для определения параметров ветровой электростанции Хасия.

Key words: wind power plant, parameters, technical and economical optimization, wind turbine,

Ключевые слова: модель ветровой электростанции, параметры, технико-экономическая оптимизация, ветровая турбина, модель следа

Введение

Развитие возобновляемой энергетики ставит ряд задач, связанных с оценкой экономической эффективности ВЭС и обоснованием их основных параметров. Поскольку в практических случаях приходится применять установки, не являющиеся строго оптимальными для данных условий (из-за дискретности ряда параметров выпускаемого промышленностью энергетического оборудования, отклонения условий работы от расчетных и т.п.), требуется также оценка соответствующих потерь.

Во многих странах разработаны и серийно производятся десятки ВЭУ различной мощности. Однако информация, позволяющая оценить влияние основных конструктивных параметров и условий эксплуатации ВЭУ на их экономическую эффективность в литературе представлена слабо. В ранних работах [1-2], посвященных оптимизации параметров ВЭУ, рассмотрены только отдельные частные случаи, а использованные в расчетах данные недостаточно согласованы с технико-экономическими показателями современных

установок. Руководство по экономическому анализу технологий возобновляемой энергетики [3] появилось в 1991 г. Экономика ветровых турбин на уровне 1990 г. была изучена и представлена Morthorst P.E. и Jensen P.H. [4].

За последние тридцать лет были разработаны различные методы для оценки стоимости (установка, эксплуатация и техническое обслуживание) как наземных, так и морских ВЭС. Известны такие модели как: модель Short Cut [5], модель анализа затрат для греческого рынка [6], модель затрат OWECOP-Prob [7], модель затрат JEDI-wind [8] и модель затрат Opti-OWECS [9]. Только первые две модели содержат аналитические выражения стоимости в зависимости от различных влияющих факторов. Кроме того, они явно не учитывают влияние диаметра ротора ветровых турбин, что может быть важным фактором при анализе затрат. Вместо этого рассматривается только номинальная мощность ветровых турбин, которая не учитывает влияние размеров турбины на характер потока внутри ветровой электростанции. Фактическая мощность, вырабатываемая ВЭС, и, следовательно, возврат инвестиций, существенно зависит от последнего. Основные характеристики, определяющие экономику производства электроэнергии на ВЭС, приведены в [10].

Модель оптимизации параметров ветровой электростанции

В настоящее время развитие ветроэнергетики вышло на уровень, позволяющий обеспечить конкурентоспособность ветровых электростанций с традиционными электростанциями на органическом топливе. Во многих странах разработаны и серийно производятся десятки ВЭУ различной мощности. Вместе с тем остается актуальной задача оценки влияния местных условий, основных конструктивных параметров и условий эксплуатации ВЭУ на их экономическую эффективность.

Основные оптимизируемые параметры ВЭС. Для ВЭС основными оптимизируемыми параметрами являются: число ветроэнергетических

установок m и их расположение на местности (x_i, y_i, z_i) Для ВЭУ i с горизонтальной осью вращения также оптимизируется тип-марка M_i ветроагрегата, диаметр ветрового колеса – D_i , мощность генератора – N_i и высота башни H_i . Такая параметризация предложена в работе [11]. Оптимальные значения этих параметров обеспечивают минимум стоимости производимой на ВЭС электроэнергии. Таким образом, частная задача оптимизации параметров ВЭС состоит в минимизации дисконтированных удельных затрат на производство электрической энергии за экономический срок службы объекта.

$$z = \frac{\sum_t (K_t^{BЭС} + I_{ЭК\ t}^{BЭС}) \cdot q_t}{\sum_t \mathcal{E}_t^{BЭС}} \Rightarrow \min, \quad (1)$$

где $K_t^{BЭС}$ – капитальные вложения в ВЭС в год t ; $I_{ЭК\ t}^{BЭС}$ – издержки эксплуатации ВЭС в год t ; $\mathcal{E}_t^{BЭС}$ – годовая выработка полезной электроэнергии на ВЭС в год t ; q_t – коэффициент дисконтирования, осуществляющий приведение разновременных показателей.

$$K^{BЭС} = \sum_t K_t^{BЭС} = \sum_{i=1}^m k_i(M_i, \bar{N}_i, \bar{D}_i, \bar{H}_i) \cdot N_i, \quad (2)$$

где k_i – удельные капитальные вложения в ВЭУ- i ; $\bar{N}_i = N_i/N_i^0$ – приведенная установленная мощность ВЭУ- i ; $\bar{D}_i = D_i/D_i^0$ – приведенный диаметр ветроколеса ВЭУ- i ; $\bar{H}_i = H_i/H_i^0$ – приведенная высота оси ветроколеса ВЭУ- i ; N_i^0, D_i^0, H_i^0 – базовые значения мощности, диаметра и высоты расположения оси ветроколеса ВЭУ- i .

Удельная стоимость k_i ВЭУ- i зависит от переменных M_i, N_i, D_i, H_i и они же определяют размеры и стоимость других компонент ВЭУ (механических и электрических систем). В связи с этим были найдены зависимости удельной стоимости ВЭУ от этих параметров в виде [11, 12]:

$$k_i = \frac{k_i^0(M_i)}{\bar{N}_i} \cdot [k_i^D(M_i) \cdot (\bar{D}_i)^{\delta_i} + k_i^N(M_i) \cdot (\bar{N}_i)^{\nu_i} + k_i^H(M_i) \cdot (\bar{H}_i)^{\chi_i}], \quad (3)$$

где $k_i^0 = K_i^0(M_i)/N_i$ и $K_i^0(M_i)$ – удельные капитальные вложения и капитальные вложения в базовый вариант ВЭУ марки M_i с параметрами N_i^0, D_i^0, H_i^0 ; $k_i^D(M_i)$ – корректив капитальных вложений, учитывающий отличие диаметра ВЭУ марки M_i от диаметра базовой ВЭУ; $k_i^N(M_i)$ – корректив капитальных вложений, учитывающий отличие мощности ВЭУ марки M_i от мощности базовой ВЭУ; $k_i^H(M_i)$ – корректив капитальных вложений, учитывающий отличие высоты расположения оси ветроколеса ВЭУ марки M_i от высоты оси базовой ВЭУ; δ_i, ν_i, χ_i – постоянные

коэффициенты для ВЭУ марки M_i .

Для определения входящих в (3) постоянных был проведен анализ технико-экономических показателей установок, серийно выпускаемых различными фирмами. Они в основном имеют горизонтальную ось вращения ветроколеса, постоянную (или близкую к постоянной) частоту вращения. Согласно многолетним фактическим данным ряда фирм капитальные вложения на строительство фундамента, монтаж ВЭУ и подключение к сети можно принять пропорциональными капиталовложениям в ВЭУ [13]:

$$K^{BЭС} = \sum_t K_t^{BЭС} = \sum_{i=1}^m K_i^{BЭС} = \sum_{i=1}^m (1 + f_i) \cdot k_i(M_i, \bar{N}_i, \bar{D}_i, \bar{H}_i) \cdot N_i, \quad (4)$$

где f_i - коэффициент, учитывающий капитальные вложения на строительство фундамента ВЭУ марки M_i , ее монтаж и подключение к сети.

$$I^{\text{ВЭС}} = \sum_t I_t^{\text{ВЭС}} = \sum_{i=1}^m I_i^{\text{ВЭУ}} = \sum_{i=1}^m b_i \cdot (1 + f_i) \cdot k_i(M_i, \bar{N}_i, \bar{D}_i, \bar{H}_i) \cdot N_i, \quad (5)$$

где b_i - коэффициент, определяющий издержки эксплуатации ВЭУ марки M_i , от капиталовложений в ее строительство, о.е. Величина b_i с достаточной точностью может быть определена по формуле

$$b_i = a_{i0} + a_{i1} \cdot T + a_{i2} \cdot T^2, \quad (6)$$

где a_{i0}, a_{i1}, a_{i2} - некоторые постоянные для ВЭУ марки $\mathcal{E}^{\text{ВЭС}} = \sum_t \mathcal{E}_t^{\text{ВЭС}} \cdot q_t$, T - число лет использования ВЭУ. В рассмотренной задаче коэффициент b_i принимается постоянным.

Выработка электроэнергии на ветровой электростанции

Выработка полезной электроэнергии на ВЭС (с учетом потерь на собственные нужды и КПД трансформатора) за экономический срок службы определяется следующим выражением:

$$\mathcal{E}^{\text{ВЭС}} = \sum_t \mathcal{E}_t^{\text{ВЭС}} \cdot q_t, \quad (7)$$

$$\mathcal{E}_t^{\text{ВЭС}} = \sum_{i=1}^m \lambda_{ti} \cdot \beta_i \cdot \mu_i \cdot \mathcal{E}_{ti}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i), \quad (8)$$

где $\lambda_{ti} \leq 1$ - коэффициент затенения ВЭУ марки M_i при работе в ветровом парке, $\beta_i \leq 1$ - коэффициент, учитывающий потери выработки из-за технических простоев; $\mu_i \leq 1$ - коэффициент, учитывающий потери выработки из-за потребления собственных нужд ВЭС. $\mathcal{E}_{ti}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i)$ - выработка электроэнергии одиночной ВЭУ марки

$$\mathcal{E}_{t,3}^{\text{ВЭС}} = \sum_{i=1}^m \mathcal{E}_{t,i,3}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i), \quad (9)$$

$$\mathcal{E}_{t,3}^{\text{ВЭС}} = \sum_{i=1}^m \mathcal{E}_{t,i,\text{П}}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i) - \sum_{i=1}^m \mathcal{E}_{t,i,\text{P}}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i), \quad (10)$$

где $\mathcal{E}_{t,i,\text{П}}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i)$ - реальная выработка на первом ветровом поле, кВт·ч.

$$\lambda_{ti} = 1 - \theta_{ti} \theta_{ii} = \frac{\mathcal{E}_{t,i,3}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i)}{\mathcal{E}_{t,i}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i)} \quad (11)$$

где θ_{ti} - потери электроэнергии на затенение, о.е. Большие потери недопустимы.

Мощность, вырабатываемая ВЭС является сложной функцией конфигурации и расположения отдельных ветровых турбин [16]. Схема ветрового потока внутри ВЭС также сложна. Следовательно, скорость ветра, приближающегося к каждой турбине, и соответствующая генерируемая мощность должны оцениваться отдельно для

Ежегодные эксплуатационные издержки на ВЭУ принимаются пропорционально капиталовложениям в ВЭУ [13]:

M_i без затенения при высоте оси и диаметре ветроколеса H_i , D_i и мощности генератора N_i .

Выработка одиночной ВЭУ $\mathcal{E}_{ti}^{\text{ВЭУ}}(M_i, D_i, H_i, N_i)$ рассчитывается на основе фактических многолетних рядов наблюдений за скоростью ветра. Важнейшее значение приобретает алгоритм пересчета на высоту расположения оси ветроагрегата. Методика пересчета изложена в работах [14].

Одной из важных проблем для оптимального размещения ВЭУ является оценка их взаимного влияния друг на друга в реальных ветровых условиях и с учетом фактической топографии местности, наличия различных элементов защищенности ВЭУ. Практически это связано с определением коэффициентов затенения ВЭУ λ_{ti} . Коэффициент затенения λ_{ti} определяется расстояниями между ВЭУ и зависит от розы ветров района. Для более обоснованной оценки коэффициентов затенения разработана модель для численных расчетов аэродинамики ветровых установок. Численный алгоритм расчета обтекания ВЭУ реализован на основе МКЭ [15].

Многочисленные исследования показали, что затенение является одной из важнейших проблем ветровых электростанций и что турбины играют роль не только в качестве электростанций, но и в качестве препятствий. Зная реальную выработку на первом ветровом поле (исходные данные), находим для года t значения потерь на затенение, кВт·ч:

каждой турбины. Здесь рассматривается ВЭС заданных размеров, состоящая из m турбин. Скорость приближающегося ветра определяется по формуле:

$$U_\infty = b_1 \cdot \left(\frac{h}{b_2} \right)^\alpha, \quad (12)$$

где h вертикальное расстояние от земли, а b_1 и b_2 константы, зависящие от местности, шероховатости поверхности и атмосферных условий, α - показатель степени.

Модель следа. По этой модели рассчитывается рост зоны затенения (следа) и снижение скорости ветрового потока в нем. Для

определения диаметра фронта следа на расстоянии s справедлива следующая зависимость:

$$D_{\text{wake},j} = (1 + 2\alpha \cdot s) \cdot D_j, \quad (13)$$

$$s = \frac{x}{D_j}, \quad (14)$$

где $D_{\text{wake},j}$ - диаметр фронта следа на расстоянии x за ветровой турбиной $-j$. Параметр α - это константа распространения следа, которая рассчитывается по формуле, предложенной Frandsen [17]:

$$\alpha = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{Z_H}{Z_0}\right)}, \quad (15)$$

где Z_H и Z_0 - средняя высота ступицы ветровой турбины и средняя шероховатость поверхности земли. Дефицит скорости в следе определяется по формуле:

$$U = \left(1 - \frac{2a}{(1+2\alpha \cdot s)^2}\right) \cdot U_j \quad (16)$$

Здесь a коэффициент индукции.

Общая мощность, вырабатываемая ВЭС, рассчитывается путем выполнения следующего

$$B_{ij} = \begin{cases} +1 & \text{если турбина } -i \text{ влияет на турбина } -j \\ -1 & \text{если турбина } -j \text{ влияет на турбина } -i \\ 0 & \text{если нет взаимного влияния турбины } -i \text{ и } j \end{cases} \quad (19)$$

Ветровая турбина $-j$ находится под влиянием следа, созданного турбиной i , если выполняются соотношения (20):

$$\Delta x_{ij} < 0 \ \& \ \left| \Delta x_{ij} \right| - \frac{D_j}{2} < \frac{D_{\text{wake},ij}}{2}, \quad (20)$$

где D_j - диаметр ротора ветровой турбины $-j$ и $D_{\text{wake},ij}$ - диаметр фронта следа от турбины $-i$ на турбину $-j$.

3) Мощность, генерируемая каждой ветровой турбиной (например, турбиной $-j$) вычисляется последовательно в порядке своего ранга. Этот метод гарантирует, что влияние следов (как индивидуального, так и объединенного) от турбин против ветра можно соответствующим образом учесть. Турбина $-j$ может быть частично или полностью находится в следе за другими турбинами. След каждой предшествующей турбины $-k$, для которой $B_{kj} = 1$, отображается на турбину $-j$ следующим образом.

алгоритма (SoumaChowdhury, JieZhang и JoseLebron) [18].

1) Координаты каждой ветровой турбины определяются в декартовой системе координат (x_i, y_i) . Затем эта система преобразуется в другую систему координат, таким образом, чтобы положительное направление оси x выравнилось с направлением ветра. Для пересчета координат ВЭУ в новой системе используется следующее соотношение:

$$\begin{bmatrix} x'_i \\ y'_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_i \\ y_i \end{bmatrix}. \quad (17)$$

Здесь θ угол, на который указывает направление ветра с положительной осью x' при измерении угла против часовой стрелки. В этом случае расстояния между любыми двумя турбинами (i и j) определяется следующими формулами:

$$\Delta x_{ij} = x'_i - x'_j, \Delta y_{ij} = y'_i - y'_j. \quad (18)$$

2) Чтобы определить, находится ли турбина под влиянием следа другой турбины, формируется матрица влияния B :

Если ротор турбины $-j$ полностью находится в следе турбины $-k$, то справедливы соотношения:

$$A_{kj} = A_j, A_j = \frac{\pi D_j^2}{4} \quad (21)$$

и если ротор ветровой турбины $-j$ частично находится в следе турбины $-k$, то:

$$A_{kj} = F_{kj}(d, r_j, r_k), \quad (22)$$

где r_k и r_j - радиусы, A_{kj} и d - закрытая зона и расстояние между центрами, F_{kj} - сложная функция указанных параметров, полученная в явном виде.

Вклад следа каждой турбины $-k$ против ветра P_{kj} в чистую кинетическую энергию, приближающуюся к турбине $-j$, оценивается по формуле:

$$P_{kj} = \frac{A_{kj}}{A_j} U_{kj}^2. \quad (23)$$

Если какая-либо часть ротора подвергается воздействию прямого ветра, то его относительный вклад рассчитывается по зависимости:

$$P_{\infty j} = \frac{A_{\infty j}}{A_j} U_{0j}^2, \quad (24)$$

где $A_{\infty j}$ - площадь ротора вне влияния любых следов, а U_{0j} - скорость свободного потока, усредненная по диаметру ротора (для турбины- j).

Общая мощность ветра, доступная для турбины- j $P_{av,j}$, рассчитывается как среднее алгебраическое значение вкладов приближающихся следов и прямого ветра, относящихся к каждой турбине.

Эффективная скорость ветра (при условии равномерного потока) вверх по течению от турбины- j рассчитывается по формуле:

$$U_k = \sqrt{\frac{2P_{AVj}}{\rho \cdot A_j}}. \quad (25)$$

Мощность, генерируемая этой турбиной P_j , оценивается по формуле:

$$P_j = k_g \cdot k_b \cdot C_p' \left(\frac{1}{2} \rho \frac{\pi D_j^2}{4} U_j^3 \right), \quad (26)$$

где ρ - плотность воздуха. Величины k_g и k_b - определяют КПД генератора (электрический КПД) и КПД редуктора (механический КПД) соответственно, C_p' - коэффициент мощности, который является мерой соотношения механической мощности на валу ветроагрегата и подведенной мощности ветрового потока. С учетом этих обозначений получим выражение для КПД преобразования:

$$P_j = \eta \cdot \left(\frac{1}{2} \rho \frac{\pi D_j^2}{4} U_j^3 \right). \quad \eta = k_g \cdot k_b \cdot C_p' \quad (27)$$

4) Мощность, вырабатываемая на ВЭС, $P_{ВЭС}$, рассчитывается как алгебраическая сумма мощностей, генерируемых отдельными турбинами, как:

$$P_{ВЭС} = \sum_{j=1}^m P_j. \quad (28)$$

Выработка электроэнергии в конкретном месте может быть определена по формуле:

$$\mathcal{E}_t^{ВЭС} = (365 \times 24) \int_0^{360} \int_0^{U_{VF}} P_{ВЭС}(u, \theta) \cdot p(u, \theta) du d\theta, \quad (29)$$

где U_{MAX} - максимально возможная скорость ветра, а $P_{ВЭС}(u, \theta)$ мощность, генерируемую ВЭС (в кВт) для скорости ветра u и направления ветра θ . В формуле (35), $p(u, \theta)$ - вероятность возникновения ветра, определяемого скоростью и

направлением θ . $\mathcal{E}_t^{ВЭС}$ является сложной функцией входящего ветра, расположения и параметров ВЭУ. Приближенная оценка $\mathcal{E}_t^{ВЭС}$ легко получается суммирование:

$$\mathcal{E}_t^{ВЭС} = (365 \times 24) \sum_{i=1}^m P_{ВЭС}(U^i, \theta^i) \cdot p(U^i, \theta^i) \Delta U \Delta \theta, \quad \Delta U \Delta \theta = U_{MAX} \times 360/m \quad (30)$$

В этом уравнении параметры u^i и θ^i соответственно представляют скорость и направление входящего ветра i .

Пример оптимизации параметров ВЭС Хасия
Разработанный подход был использован для оптимального размещения ВЭУ на ВЭС Хасия (Сирия), которая состоит из 25 ВЭУ EnerconE70. Для расчетов использовались данные наблюдений за период 2005-2010 гг. Первоначально ВЭУ были размещены на прямоугольном поле в 5 рядов по 5 агрегатов. Ряды размещены перпендикулярно доминирующему направлению ветра на расстоянии 7D. В каждом ряду ВЭУ размещены на расстоянии 3D.

Климатические характеристики. В таблице 1 приведены результаты измерений и вычислений с использованием параметров распределения Вейбулла. Изменение скорости и направления ветра на станции Хасия представлено на рис 1. Каждый из шестнадцати секторов представляет

соответствующую продолжительность ветра с этого направления и его распределение по скоростям.

В процессе оптимизации находилась выработка электроэнергии на каждой ВЭУ с учетом эффекта следа. Оптимальное размещение ВЭУ в ВЭС показано на рис 2. Пунктирная линия обозначает границы ВЭС. Квадраты, представляющие местоположения ВЭУ, окрашены в соответствии с выработкой электроэнергии соответствующими ВЭУ. Получено значительно разбросанное расположение ВЭУ в результате оптимизации. ВЭУ, расположенные на северо-восточном краю ВЭС, производят относительно меньше электроэнергии. Это согласуется с розой ветров, которая показывает, что повторяемость прихода ветров с севера минимальна. Также следует отметить, что различия в выработке электроэнергии между ВЭУ, которые производят максимальную и минимальную мощность ежегодно, составляет только около 10 %.

Таблица 1

Сравнение измеренных значений и приближенных значений, полученных сиспользованием параметров Вейбулла в Хасияна высоте 40 и 10 м

Высота м	Прогнозируемый ветровой климат (распределение Вейбулла)				Измеренные данные		Расхождение	
	c [м/с]	K	P [Вт/м ²]	V [м/с]	P [Вт/м ²]	V [м/с]	P [%]	V [%]
10	5.6	1.43	237	5.19	237.8	5.21	0.34	0.38
40	5.9	1.42	281	5.4	282	5.47	0.35	1.28

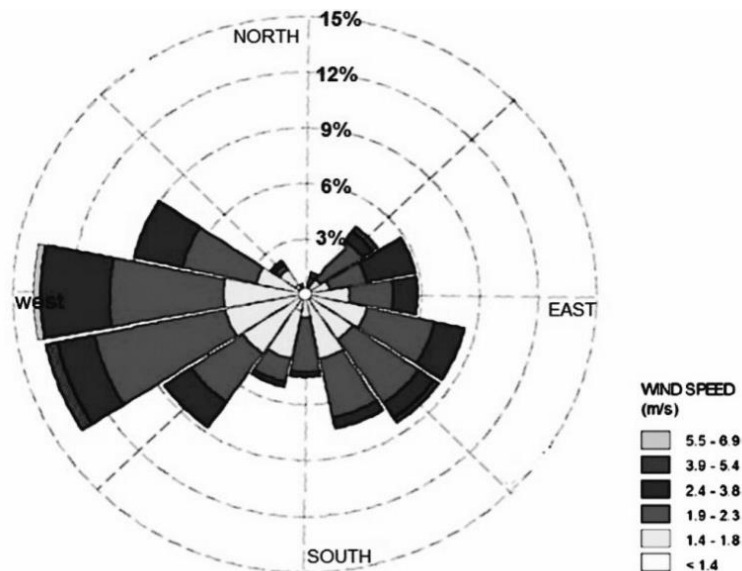


Рисунок 1. Роза ветров на участке Хасия на высоте 40 м

Производство электроэнергии с учетом затенения в оптимальном варианте оценивается в 94.48, ГВтч/год и при удельных затратах на производство электроэнергии в 5.365 с€/кВт.ч. В работе [19] приведены перспективы развития ветроэнергетики в Сирии до 2035 г. Для обоснования параметров ВЭС использованы разработанная методика и алгоритм.

Выводы

Разработана общая модель оптимизации параметров ВЭС с учетом ограничений и реально выпускаемого оборудования. Решена задача оптимизации размещения ВЭУ в области ВЭС при одном заданном типе ВЭУ. Разработана методика и алгоритм оптимизации. Применение методики и алгоритма оптимизации применено к обоснованию параметров ВЭС Хасия (Сирия). Получено оптимальное размещение для ВЭС Хасия. Даны оценки влияния эффекта следа.

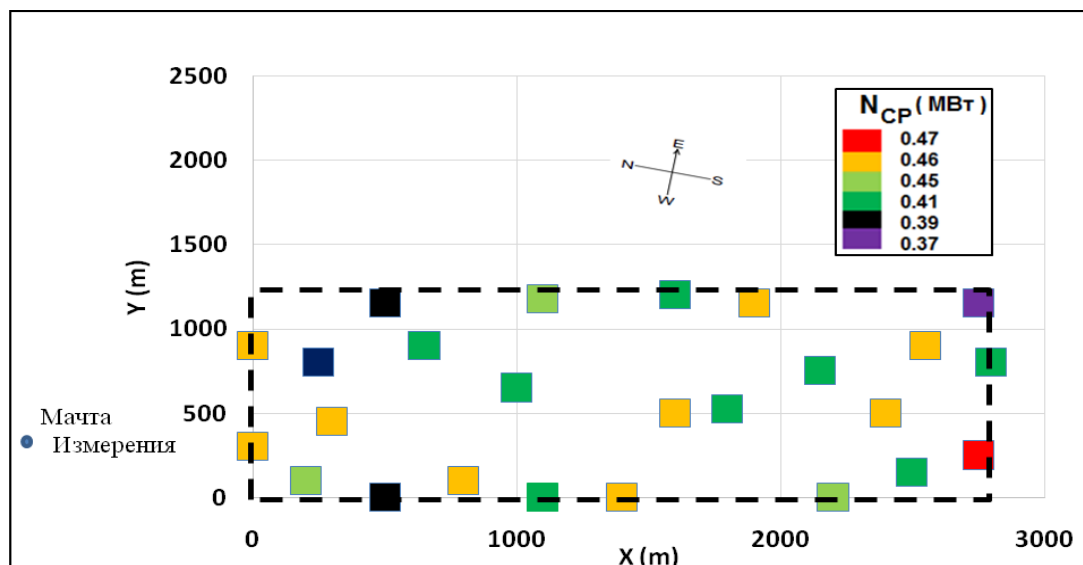


Рисунок 2. Схема оптимального размещения ВЭУ с одинаковыми турбинами

Литература

1. Galanis N., Christophides C. Technical and economic considerations for the design of optimum wind energy conversion systems // *J.Wind Engin. And Industrial Aerodyn.* 1990. V.34. N2. P.185-196.
2. Follings F.J. Economic optimization of wind power plants // *European Wind Energy Conf.* London: Peter Peregrinus. 1989. P.983-987.
3. Guidelines for the economic analysis of renewable energy technology applications. ParisЖ Int. Energy Agency. 1991. 175 p.
4. Morthorst P.E., Jensen P.H. Economics of wind turbines // *Wind Energy in Denmark: research and technological development, 1990*, Copenhagen: Ministry of Energy, Danish Energy Agency, 1990, P.54-55.
5. Kiranoudis, C, Voros, N., and Maroulis, Z., 2001, "Shortcut design of wind farms". *Energy Policy*, 29, pp. 567-578.
6. Kaldellis, J. K., and Gavras, T. J., 2000, "The economic viability of commercial wind plants in Greece a complete sensitivity analysis". *Energy Policy*, 28, pp. 509-517.
7. Herman, S., 2002, Probabilistic cost model for analysis of offshore wind energy costs and potential. Technical Report ECN-I-02-007, Energy Research Centre of the Netherlands, May.
8. National Renewable Energy Laboratory, 2009, Jobs and Economic Development Impact (JEDI) Model. Golden, Colorado, US, October.
9. Cockerill, T. T., 1997, Methods assisting the design of OWECs part a: Concept analysis, cost modeling and economic optimization. Technical Report JOR3-CT95-0087, Renewable Energy Centre, University of Sunderland.
10. Krohn S., Morthorst P.E., Awerbuch S., *The Economics of Wind Energy Association*, 2009. www.ewea.org.
11. Сидоренко Г.И. Основы и методы определения комплексного потенциала возобновляемых энергоресурсов региона и его использования. автореф. дисс. на соискание ученой степени доктора технических наук. Санкт-Петербург, 2006. – 33 с.
12. Марченко О.В. Стоимость энергии и оптимальные параметры ветроэнергетических установок // *Изв. РАН. Энергетика* 1997. N3. С.52-60.
13. Сидоренко Г.И., Кудряшова И.Г., Пименов В.И. Экономика нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Технико-экономический анализ. СПб.: Изд-во Политех. Унта, 2008. – 248 с.
14. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П.Безруких, Ю.Д.Арбузов, Г.А.Борисов, В.И.Виссарионов, В.М.Евдокимов, Н.К.Малинин, Н.В.Огородов, В.Н.Пузаков, Г.И.Сидоренко, А.А.Шпак. – СПб.: Наука, 2002. 314 с.
15. Сидоренко Г.И., Сидоренко Д.Г., Сидоренко И.Г. Численное моделирование обтекания ветроэнергетических установок // *Труды ИПМИ, Вып.4. Методы математического моделирования и информационные технологии.* Петрозаводск, 2003. С.106-128.
16. Chowdhury S., Messac A., Zhang J., Castillo L., Lebron J., Optimizing the Unrestricted Placement of Turbines of differing rotor diameters in a wind farm for maximum power generation. Proceedings of the ASME 2010 International Design Engineering Technical Conferences & Computers and information of engineering conference IDETC/CIE 2010, August 15-18, 2010, Monreal, Quebec, Canada. DETC2010-29129.
17. Frandsen, S. On the Wind Speed Reduction in the Center of a Large Cluster of Wind Turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39 (1992), 251-265.
18. Cal, R. B., Lebron, J., Kang, H.S., Meneveau, C., and Castillo, L., Experimental study of the horizontally averaged flow structure in a model wind-turbine array boundary layer, submitted to *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, August 2009.
19. Sidorenko G.I., Al. Jamil A., Energy Visions 2035 for Syria, *Journal of Physics: Conference Series.* EMMFT 2019. IOP Publishing, 1614(2020) 01023 doi: 10.1088/1742-6596/1614/1/012023.