

# Наука



**В.И. ВИССАРИОНОВ**  
Доктор технических наук, профессор кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Института электроэнергетики Национального исследовательского университета «МЭИ»

E-mail: [VissarionovVI@mpei.ru](mailto:VissarionovVI@mpei.ru)



**А. В. КАЦАЙ**  
Генеральный директор  
ООО «Корпорация «Русский сверхпроводник».

E-mail: [rhsc@rhsc.ru](mailto:rhsc@rhsc.ru)

## для тепло- и электроснабжения автономного потребителя на базе возобновляемых источников энергии<sup>1</sup>

**А**втономный энергетический комплекс должен обеспечить надежное электро- и теплоснабжение потребителя. В работе исследуется эффективность энергетического комплекса, состоящего из ветровых, теплонасосных, дизельных энергетических установок с применением системы аккумуляции водорода. Рассматривается совместное использование ветровой энергетики, источников низкопотенциального тепла с применением теплонасосной установки и системы аккумуляции энергии на основе водородной энергетики в России.

### Ключевые слова:

возобновляемый источник энергии, методика, потребитель, расчет, тепло- и электроснабжение, энергетический комплекс.



**А. Н. ДОРОШИН**  
Ассистент кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Института электроэнергетики Национального исследовательского университета «МЭИ»

E-mail: [DoroshinAN@yandex.ru](mailto:DoroshinAN@yandex.ru)



**А. В. ДОРОШИНА**  
Аспирантка кафедры гидромеханики и гидравлических машин Института электроэнергетики Национального исследовательского университета «МЭИ»

E-mail: [DoroshinaAV@yandex.ru](mailto:DoroshinaAV@yandex.ru)

<sup>1</sup> Статья подготовлена с использованием материалов работы, выполняемой в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 годы» по направлению «Проведение проблемно-ориентированных поисковых исследований в области малой распределенной энергетики» при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации.

### Введение

Территорию России условно можно разделить на зоны централизованного и децентрализованного энергоснабжения. Зона децентрализованного энергоснабжения – Север и Дальний Восток, или примерно две трети всей территории России, где, по разным оценкам, проживает от 20 до 25 млн человек. Жители этих регионов используют дизельные либо бензиновые энергетические установки, применение которых связано с использованием дорогостоящего органического топлива и проблемами его доставки потребителю [5].

Мировой опыт освоения ресурсов возобнов-

ляемых источников энергии (ВИЭ) показывает, что использование только одного вида ВИЭ в системах энергоснабжения автономных потребителей не всегда позволяет обеспечить надежное и бесперебойное энергоснабжение из-за физических особенностей самих ВИЭ. Как правило, энергоснабжение автономных потребителей за счет ВИЭ стараются обеспечить путем комбинации разных видов ВИЭ в так называемые энергетические комплексы (ЭК). В их состав обычно входят энергоустановки на базе ВИЭ, дизельные (бензиновые) энергоустановки (ДЭУ, БЭУ), а также разного вида системы аккумуляции энергии [4].

На сегодняшний день наиболее изученными и надежными являются ветродизельные энергетические комплексы (ВДЭК). Они являются надежным источником электрической энергии для тысяч автономных потребителей и эксплуатируются во многих странах мира [1]. Приведем пример эффективного использования ВДЭК: на острове Фэр (Шотландия) для поселка с населением 70 человек была построена электростанция с двумя ДЭС, первой (мощность – 20 кВт) было достаточно для электроснабжения летом, а другой (50 кВт) – для электроснабжения зимой [7]. Ветровые условия на острове весьма благоприятны. Средняя скорость ветра – 9,6 м/с. В июне 1982 года там была установлена ВЭС мощностью 50 кВт. С тех пор производство энергии возросло в 3,7 раза. Эксплуатация ВДУ на острове Фэр показала, что себестоимость электрической энергии, получаемой от ДЭС, составляла 8 центов/кВт·ч, а от ВЭС – 3,5 цента/кВт·ч. Для этой станции было разработано специальное устройство, которое показывало, когда счетчик энергии переключается на более высокий тариф. Показатели производства энергии приводятся в таблице.

При необходимости для повышения надежности энергообеспечения ВДЭК дополнительno можно оснастить маховиковым (кинетическим) накопителем энергии. В короткий промежуток времени (за секунды, минуты) маховик позволяет перераспределить энергию, получаемую от ветровой установки, обеспечить работу дизеля в номинальном режиме, что положительно влияет на итоговый расход топлива. Кроме того, кинетический накопитель энергии может служить в качестве источника бесперебойного питания в энергосистеме [2], поддерживая энергоснабжение потребителя в период запуска и выхода резервного дизель-генератора на устойчивый режим работы.

ВДУ позволяет существенно экономить дизельное топливо, однако его вклад в энергообеспечение потребителя остается существенным. Система аккумуляции для перераспределения энергии в долгосрочном периоде может свести к минимуму использование органического топлива. Одним из альтернативных решений является использование водородных технологий. Когда выработка энергии на ВЭС превышает объемы потребления, можно получать водород, который, в свою очередь, может быть эффективно использован для выработки энергии во время штиля или слабого ветра [4]. Обычно при использовании ВИЭ водород получают путем электролиза воды. Выработка электрической энергии из водорода может осуществляться разными путями. На се-

годняшний день основными считаются следующие:

- использование топливного элемента (ТЭ);
- сжигание водорода в специально переделанных дизельных генераторах либо в парогенераторах.

На сегодняшний день использование ТЭ считается более перспективным, чем сжигание водорода в модернизированных дизельных генераторах, за счет сравнительно высокого КПД (50–80% против 20–35%). Однако стоимость самих ТЭ остается достаточно высокой [3].

#### *Производство энергии на острове Фэр за год работы*

Энергоустановка	Выработка энергии	
	абс. кол-во, кВт·ч	отн. кол-во, %
ВДУ, суммарная	185 024	100,00
ВЭС	168 895	91,2
ДЭС	16 147	88,72

При эксплуатации ЭК на основе ВИЭ с применением технологий водородного аккумулирования возникает необходимость хранить достаточно большие объемы газа. Существует целый ряд методов, надежность некоторых из них подтверждена на практике, другая часть проходит лабораторные и производственные испытания. Подобные энергетические комплексы уже созданы и успешно эксплуатируются в Канаде и Австралии.

В Канаде для обеспечения энергией отдаленных поселков применяются гибридные схемы – ветро-дизельные и ветро-водородные. Водород используется для производства электроэнергии в двигателях внутреннего сгорания. Ветро-водородная схема применяется в проекте Prince Edward Island Wind-Hydrogen Village и в городе Рамеа. Мощность генератора водорода составляет 250 кВт. Ежегодно он позволяет экономить 120 тыс. л топлива, тем самым предотвращает выбросы в атмосферу: CO<sub>2</sub> – 320 т, NO<sub>x</sub> – 6,8 т, SO<sub>2</sub> – 0,6 т. В работе, посвященной исследованию данного комплекса (по материалам сайта <http://www.ieawind.org>), не приведены конкретные показатели, однако указывается, что сооружение комплекса экономически оправдано. В институте TAFE Tasmania (Австралия) действует комплекс, состоящий из двух ветроустановок, электролизера и дизельной установки, которая приспособлена для работы с водородом.

ЭК должен обеспечить надежную и бесперебойную работу системы энергоснабжения в целом. В зависимости от категории потребителей в системе энергоснабжения необходимо предусмотреть соответствующие источники энергии,

которые должны сглаживать колебания мощности ВЭУ на выходе во времени, в том числе и источники бесперебойного питания.

## Постановка задачи

Рассматривается автономный потребитель в расчетной точке  $A$  с координатами по широте  $\varphi$  и долготе  $\psi$ , град. Для него задаются графики почасового потребления тепловой и электрической энергии во времени ( $\bar{Q}_i$  и  $\bar{P}_i$  соответственно,  $i = 1, 2, \dots, n$ ) за расчетный период  $T$ .

$$T = t_k - t_0 = \sum_{i=1}^n \Delta t_i, \quad (1)$$

где  $t_k$  – конечный период времени;  $t_0$  – начальный период времени;  $\Delta t_i = 1$  ч. Нагрузка должна быть обеспечена за счет использования ВЭУ, системы получения  $H_2$  и  $O_2$ , которые аккумулируются и далее используются в ТЭ для получения электроэнергии, а также сопутствующих им устройств – теплонасосной установки (ТНУ) и дизельной энергетической установки (ДЭУ), для которых задаются необходимые технико-экономические параметры и характеристики, соответствующее специальное информационное обеспечение.

Для ВЭУ определяют тип, установленную мощность  $N_{B\text{ЭУ}}^{уст}$ , кВт, высоту башни  $H_b$ , м, мощностную характеристику ВЭУ  $N_{B\text{ЭУ}}(v)$ , стоимость ВЭУ с учетом ее доставки, монтажа и эксплуатации в течение срока службы, среднечасовые скорости ветра,  $\bar{v}_i, i = 1, 2, \dots, n$  в географической точке  $A(\varphi, \psi)$ , рассчитанные с учетом шероховатости местности, розы ветров с заданной шероховатостью по румбам для высоты башни ВЭУ  $H_b$ , м.

С учетом ТЭ и системы аккумуляции  $H_2$  и  $O_2$  необходимо определить производительность электролизера, установленную мощность  $P_{ЭЛ}^{уст}$ , кВт, давление компрессора, необходимый объем хранящегося водорода  $V_{H_2}$  (при необходимости – кислорода  $V_{O_2}$ ), установленную мощность ТЭ  $N_{T\text{Э}}^{уст}$ , стоимостные характеристики оборудования, его доставку и монтаж, климатические условия эксплуатации.

Для ТНУ с вертикальной системой отбора низкопотенциального тепла необходимо знать:

- тип ТНУ с заданным типом вертикальных теплообменников;
- тип грунта (источника низкопотенциального тепла);
- установленную мощность ТНУ;
- коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую;
- стоимость ТНУ;
- стоимость доставки;
- стоимость монтажа;

- стоимость бурения;
- глубину бурения скважины;
- среднесуточные температуры грунта и воздуха в расчетной точке.

Для ДЭУ (БЭУ) нужно знать его тип, удельный расход топлива  $b_{уд}$ , стоимость топлива, срок службы и стоимость установки. Также необходимо учитывать эксплуатационные и энергетические характеристики вспомогательного оборудования, к которому отнесены инверторы, трансформаторы, измеряющее оборудование, управляющая система и т. д.

Требуется найти оптимальные типы и число основных элементов рассматриваемого ЭК с целью обеспечить минимум приведенных затрат за расчетный период времени  $T=t_k-t_0$ :

$$I_{\Sigma}^{пр}(T) = I_{B\text{ЭУ}}^{пр} + I_{T\text{Э}}^{пр} + I_{акк}^{пр} + I_{T\text{НУ}}^{пр} + I_{ДЭУ(B\text{ЭУ})}^{пр} \rightarrow \min \quad (2)$$

где  $I_{\Sigma}^{пр}$  – приведенные затраты на создание и эксплуатацию ЭК;  $I_{B\text{ЭУ}}^{пр}$  – приведенные затраты на создание и эксплуатацию ВЭУ в составе ЭК;  $I_{T\text{Э}}^{пр}$  – приведенные затраты на создание и эксплуатацию ТЭ в составе ЭК;  $I_{акк}^{пр}$  – приведенные затраты на создание и эксплуатацию системы аккумулирования энергии в составе ЭК;  $I_{T\text{НУ}}^{пр}$  – приведенные затраты на создание и эксплуатацию ТНУ в составе ЭК;  $I_{ДЭУ(B\text{ЭУ})}^{пр}$  – приведенные затраты на создание и эксплуатацию ДЭУ в составе ЭК при учете следующих условий и ограничений:

$$P_{max} \leq N_{B\text{ЭУ}}^{уст} + N_{T\text{Э}}^{уст} + N_{ДЭУ(B\text{ЭУ})}^{уст} \quad (3)$$

$$\bar{P}_i = \bar{N}_{B\text{ЭУ}i}(\bar{v}_i) + \bar{N}_{T\text{Э}i} + \bar{N}_{ДЭУ(B\text{ЭУ})i} \quad (4)$$

$$\bar{N}_{B\text{ЭУ}i} = \bar{N}_{B\text{ЭУ}i}(\bar{v}_i) \quad (5)$$

$$0 \leq \bar{v}_i \leq \bar{v}_{max} \quad (6)$$

$$0 \leq \bar{N}_{B\text{ЭУ}i} \leq N_{B\text{ЭУ}}^{уст} \quad (7)$$

$$0 \leq \bar{N}_{T\text{Э}i} \leq N_{T\text{Э}}^{уст} \quad (8)$$

$$N_{ДЭУ(B\text{ЭУ})}^{min} \leq \bar{N}_{ДЭУ(B\text{ЭУ})} \leq N_{ДЭУ(B\text{ЭУ})}^{уст} \quad (9)$$

$$\bar{N}_{T\text{Э}i} = \bar{N}_{T\text{Э}i}(\bar{V}_{H_2}) \quad (10)$$

$$0 \leq V_{H_2}(N_{T\text{Э}}(t)) \leq V_{H_2}^{max} \quad (11)$$

$$V_{H_2}(T) = \int_T V_{H_2}(N_{B\text{ЭУ}}(t)) dt \quad (12)$$

где  $P_{max}$  – максимальная нагрузка потребителя;  $N_{B\text{ЭУ}}^{уст}$ ,  $N_{T\text{Э}}^{уст}$ ,  $N_{ДЭУ(B\text{ЭУ})}^{уст}$  – установленная мощность ВЭУ, ТЭ, ДЭУ (БЭУ);  $P_i$  – нагрузка потребителя в  $i$ -й момент времени;  $N_{B\text{ЭУ}i}$  – вырабатываемая электрическая мощность ВЭУ в  $i$ -й момент времени;  $v_i$  – скорость ветра в  $i$ -й момент времени;  $\bar{N}_{T\text{Э}i}$  – вырабатываемая тепловая мощность ТЭ в  $i$ -й момент времени;  $\bar{N}_{ДЭУ(B\text{ЭУ})i}$  – вырабатываемая электрическая мощность ДЭУ (БЭУ);  $v_{max}$  – максимальная скорость ве-

тра при которой работает ВЭУ;  $N_{\text{ДЭУ}}^{\min}$  – минимальная мощность, с которой может работать ДЭУ (БЭУ);  $\bar{N}_{\text{ДЭУ}}$  – средняя годовая мощность ДЭУ (БЭУ);  $N_{\text{усл}}^{\text{ДЭУ}}$  – установленная мощность ДЭУ (БЭУ);  $V_{H_2}$  – объем запасенного водорода.

При этом в формуле (3) следует учесть принятые число основных расчетных элементов ЭК, капитальные вложения и издержки в них, цикличность ремонтов и сроки их жизни.

Анализ рассмотренной задачи позволяет классифицировать ее как многофакторную, целочисленную с учетом уравнений связи типа (3), ограничений типа неравенства (6) – (8), (11), интегрального ограничения типа (12) и нелинейных связей типа (5). Подобные задачи могут быть как одно-, так и многоэкстремальными, что требует использование для их решения глобальных методов поиска в математическом программировании.

Исходные данные:  $v(t)$  – скорость ветра (пачасовые данные);  $P_{\text{эл}}(t)$  – электрическая нагрузка потребителя (пачасовые данные);  $P_{\text{теп}}(t)$  – тепловая нагрузка потребителя (пачасовые либо среднесуточные данные).

## Методика расчета

Для обеспечения надежности соответствующих расчетов по ВЭУ нужно иметь результаты наблюдений за ветром в рассматриваемой точке Земли, где планируется сооружение ВЭУ (желательно не менее 10 лет), в течение длительного периода. При этом величина расчетного интервала для скоростей ветра должна быть не более 1 ч, что весьма затрудняет обеспечение надежности всех расчетов из-за ограниченности рядов наблюдения за ветром. В связи с этим для подобных расчетов можно использовать существующие сегодня базы данных по характеристикам ветра.

Как правило, данные по характеристикам ветра представлены для определенной высоты: 10 м (Россия, другие страны Европы), 50 м (США). Для пересчета скорости ветра на высоту башни используют формулу

$$v_i = v_{\text{изм}} \left( \frac{H_{\delta}}{H_{\text{изм}}} \right)^{\gamma}, \quad (13)$$

где  $v_{\text{изм}}$  – измеренная скорость ветра на высоте  $H_{\text{изм}}$ , где проводились измерения;  $\gamma$  – коэффициент, зависящий от местоположения исследуемого объекта,  $\gamma \sim 0,2$  [5].

Мощность, вырабатываемая ВЭУ, определяется по формуле

$$N_{\text{ВЭУ}}(t) = N_{\text{ВЭУ}}(v(t)) \quad (14)$$

При использовании теплового насоса или электрического обогревателя затрачивается дополнительная электрическая энергия, которая не учтена в графике нагрузки потребителя. Электрическая нагрузка при использовании ТНУ либо электрического обогревателя в любой момент времени рассчитывается с помощью выражения

$$P'_{\text{эл}}(t) = \begin{cases} P_{\text{эл}}(t) + \frac{P_{\text{теп}}(t)}{k_{\text{тну}}}, & \text{если } P_{\text{теп}}(t) - N_{\text{тну}} \leq 0 \\ P_{\text{эл}}(t) + \frac{P_{\text{теп}}(t)}{k_{\text{тну}}} + (P_{\text{теп}}(t) - N_{\text{тну}}) \cdot \eta_{\text{эн}}, & \text{если } P_{\text{теп}}(t) - N_{\text{тну}} > 0 \end{cases} \quad (15)$$

где  $P_{\text{эл}}(t)$  – электрическая нагрузка без учета использования ТНУ или другого работающего обогревателя;  $P_{\text{теп}}(t)$  – тепловая нагрузка потребителя;  $k_{\text{тну}}$  – коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую;  $\eta_{\text{эн}}$  – коэффициент полезного действия электрического нагревателя.

В период времени, когда вырабатываемая мощность на ВЭУ (ВЭС)  $N_{\text{ВЭУ}}(t)$  превышает нагрузку потребителя с учетом использования ТНУ либо электрического обогревателя  $P'_{\text{эл}}(t)$ , избыточную мощность целесообразно аккумулировать. Мощность, передаваемую на электролизер для получения водорода, рассчитываем как

$$P'_{\text{э-па}}(t) = \begin{cases} N_{\text{ВЭУ}}(t) - P'_{\text{эл}}(t), & \text{если } N_{\text{ВЭУ}}(t) - P'_{\text{эл}}(t) > 0 \\ 0, & \text{если } N_{\text{ВЭУ}}(t) - P'_{\text{эл}}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (16)$$

Производимый объем водорода  $V'_{H_2}$  можно определить по (17).

$$V'_{H_2}(t) = \begin{cases} P'_{\text{э-па}}(t) \cdot \Pi_{\text{э-па}}, & \text{если } P'_{\text{э-па}}(t) < P_{\text{э-па}}^{\text{уст}} \\ P_{\text{э-па}}^{\text{уст}} \cdot \Pi_{\text{э-па}}, & \text{если } P'_{\text{э-па}}(t) > P_{\text{э-па}}^{\text{уст}}, \end{cases} \quad (17)$$

где  $\Pi_{\text{э-па}}$  – производительность электролизера,  $\text{нм}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ;  $P_{\text{э-па}}^{\text{уст}}$  – мощность электролизера, кВт.

Мощность, вырабатываемую ТЭ, определяем

$$N'_{\text{тэ}}(t) = \begin{cases} 0, & \text{если } P'_{\text{эл}}(t) - N_{\text{ВЭУ}}(t) < 0 \text{ или } V'_{H_2}(t) \rightarrow 0 \\ N_{\text{тэ}}, & \text{если } P'_{\text{эл}}(t) - N_{\text{ВЭУ}}(t) > N_{\text{тэ}}, V'_{H_2} \gg 0 \\ P'_{\text{эл}}(t) - N_{\text{ВЭУ}}(t), & \text{если } N_{\text{тэ}} > P'_{\text{эл}}(t) - N_{\text{ВЭУ}}(t) > 0, V'_{H_2} \gg 0 \end{cases} \quad (18)$$

Определим используемый объем водорода при  $N_{\text{ВЭУ}}(t) - P'_{\text{эл}}(t) < 0$ :

$$V''_{H_2}(t) = \frac{3 \cdot 600 \cdot 000 N'_{\text{тэ}}(t)}{q_{H_2} \cdot \rho_{H_2\text{тэ}}} \quad (19)$$

где  $q_{H_2}$  – удельная теплота сгорания водорода,  $q_{H_2} = 120 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{кг}$ ;  $\rho_{H_2}$  – плотность водорода,  $\rho_{H_2} = 0,09 \text{ кг}/\text{нм}^3$ ; 3 600 000 – коэффициент пересчета Дж в кВт·ч.

Располагаемый объем водорода в момент времени  $T$  определяем:

$$V_{H_2} = V_{H_2\text{ нач}} + \sum_{i=1}^{T} (V'_{H_2}(t) - V''_{H_2}(t)) dt \quad (20)$$

При этом необходимо учесть ограничение по запасу водорода  $V_{H_2 \text{ max}} = V_\delta$ , где  $V_\delta$  – объем баллонов (водородохранилища) для хранения водорода.

Мощность, вырабатываемую ДЭУ, определяем:

$$N'_{\text{дэу}}(t) = \begin{cases} P'_{\text{эл}}(t) - N'_{\text{вэу}}(t) - N'_{\text{тэ}}(t), & \text{если } N_{\text{дэу}} > P'_{\text{эл}}(t) - N'_{\text{вэу}}(t) - N'_{\text{тэ}}(t) > 0 \\ N_{\text{дэу}}, & \text{если } N_{\text{дэу}} < P'_{\text{эл}}(t) - N'_{\text{вэу}}(t) - N'_{\text{тэ}}(t) \\ 0, & \text{если } P'_{\text{эл}}(t) \leq N'_{\text{вэу}}(t) - N'_{\text{тэ}}(t). \end{cases} \quad (21)$$

Расход топлива:

$$Q_{\text{топ}} = \sum_{i=1}^{8760T} b_{\text{топ}} N'_{\text{дэу}}(t) \Delta t. \quad (22)$$

Расход масла:

$$Q_{\text{мас}} = \sum_{i=1}^{8760T} b_{\text{мас}} N'_{\text{дэу}}(t) \Delta t. \quad (23)$$

Для определения экономической эффективности исследуемого энергетического комплекса необходимо произвести расчет затрат за долгосрочный период и сравнить его с соответствующим базовым вариантом энергообеспечения за счет ДЭС. Как правило, расчетный период выбирается с учетом оборудования, имеющего наибольший срок службы.

Решение поставленной задачи представляется неоднозначным и трудоемким, основанным на нескольких сценариях развития мировой экономики. Это связано со следующими тенденциями:

- Определение инфляции в долгосрочный период на сегодняшний день в период кризиса представляется достаточно неопределенной задачей.

- Запасы доступного органического топлива постепенно истощаются. На рынке постепенно появляются альтернативные виды топлива: водород, синтезгаз, биотопливо. Поэтому в долгосрочном периоде изменение цен на топливо (дизель и бензин) не будет коррелировать с инфляцией, как это было раньше, когда повышение цен на топливо практически всегда вело к пропорциональному росту цен на основную продукцию. Скорее всего, увеличение цен на топливо будет опережать инфляцию, однако трудно дать достаточно надежный прогноз.

- На сегодняшний день оборудование, работающее на ВИЭ, стоит достаточно дорого, тем не менее существует устойчивая тенденция к снижению его стоимости за счет запуска его массового производства, а также внедрения новых технологий, позволяющих использовать более дешевые материалы и снижать материалоемкость изделий.

Очевидно, что наибольшие затраты приходятся на первый год. Капитальные вложения в энер-

гетический комплекс будут определяться по формуле

$$K_{\text{эк}} = W_{\text{ВЭС}} + W_{\text{ТНУ, полн}} + W_{\text{сист. ак H}_2} + W_{\text{ДЭС}} + W_{\text{всп. об}}, \quad (24)$$

где  $W_{\text{ВЭС}}$  – полная стоимость ВЭС, включая доставку оборудования и монтаж;  $W_{\text{ТНУ, полн}}$  – стоимость теплового насоса, включая доставку, бурение скважин, монтаж;  $W_{\text{сист. ак H}_2}$  – полная стоимость системы аккумуляции водорода, включая стоимость доставки и монтажа электролизера, топливных элементов, компрессора, баллонов для хранения водорода;  $W_{\text{ДЭС}}$  – стоимость всех установок ДЭУ, включая монтаж и доставку;  $W_{\text{всп. об}}$  – стоимость доставки и монтажа остального оборудования, необходимого для работы ЭК (трансформаторов, инверторов, источников бесперебойного питания, кабелей и пр.).  $W_{\text{ВЭС}}$ ,  $W_{\text{ТНУ, полн}}$ ,  $W_{\text{сист. ак H}_2}$ ,  $W_{\text{ДЭС}}$ ,  $W_{\text{всп. об}}$  определяются по формулам:

$$W_{\text{ВЭС}} = n_{\text{вэу}} (W_{\text{вэу}} + W_{\text{монтаж. вэу}} + W_{\text{дост. вэу}}); \quad (25)$$

$$W_{\text{ТНУ, полн}} = W_{\text{ТНУ}} + W_{\text{дост. ТНУ}} + W_{\text{бур. скв}} + W_{\text{монтаж. ТНУ}}; \quad (26)$$

$$W_{\text{сист. ак H}_2} = W_{\text{тэ}} + W_{\text{э-ра}} + W_{\text{бал}} + W_{\text{дост. тэ}} + W_{\text{дост. э-ра}} + W_{\text{дост. бал}} + W_{\text{монтаж. раб}}; \quad (27)$$

$$W_{\text{ДЭС}} = n_{\text{дэу}} (W_{\text{дэу}} (\text{бэу}) + W_{\text{дост. дэу}} (\text{бэу})); \quad (28)$$

$$W_{\text{всп. об. } j} = \sum_{i=1}^{n_{\text{всп. об.}}} (W_{\text{всп. об.}} + W_{\text{дост. всп. об.}}) \quad (29)$$

где  $n_{\text{вэу}}$  – количество ВЭУ;  $W_{\text{вэу}}$  – стоимость ВЭУ;  $W_{\text{монтаж. вэу}}$  – стоимость монтажа ВЭУ;  $W_{\text{дост. вэу}}$  – стоимость доставки ВЭУ;  $W_{\text{ТНУ}}$  – стоимость ТНУ;  $W_{\text{дост. тну}}$  – стоимость доставки ТНУ;  $W_{\text{бур. скв}}$  – стоимость бурения скважины для ТНУ;  $W_{\text{монтаж. тну}}$  – стоимость монтажа для ТНУ;  $W_{\text{тэ}}$  – стоимость ТЭ;  $W_{\text{э-ра}}$  – стоимость электролизера;  $W_{\text{бал}}$  – стоимость баллонов (водородохранилища) для хранения водорода;  $W_{\text{дост. тэ}}$  – стоимость доставки ТЭ;  $W_{\text{дост. э-ра}}$  – стоимость доставки электролизера;  $W_{\text{дост. бал}}$  – стоимость доставки баллонов для хранения водорода;  $W_{\text{монтаж. раб}}$  – стоимость монтажных работ;  $n_{\text{дэу}}$  – количество ДЭУ;  $W_{\text{дэу}}$  – стоимость ДЭУ (БЭУ);  $W_{\text{дост. дэу}} (\text{бэу})$  – стоимость доставки ДЭУ;  $W_{\text{всп. об}}$  – стоимость вспомогательного оборудования;  $W_{\text{всп. об. } j}$  – стоимость  $j$ -й единицы вспомогательного оборудования;  $W_{\text{дост. всп. об. } j}$  – стоимость доставки  $j$ -й единицы вспомогательного оборудования.

В течение всего срока эксплуатации комплекса необходимо обеспечить диагностику, плановый ремонт и замену оборудования, вовремя заменять смазочные материалы, закупать дизельное топливо. Все это требует ежегодного вливания де-

нежных средств, необходимых для поддержания ЭК в рабочем состоянии. Ежегодные издержки можно определить:

$$C_i = C_{\text{ВИЭ}, i} + C_{\text{топ. } i} + C_{\text{мас. } i} + C_{\text{всп. об. } i}, \quad (30)$$

где  $C_i$  – суммарные издержки в  $i$ -м году;  $C_{\text{ВИЭ}, i}$  – суммарные издержки на оборудование, работающее на основе ВИЭ в  $i$ -м году;  $C_{\text{топ. } i}$  – издержки на топливо в  $i$ -м году;  $C_{\text{мас. } i}$  – издержки на масло в  $i$ -м году;  $C_{\text{всп. об. } i}$  – издержки на вспомогательное оборудование в  $i$ -м году.

Причем издержки последнего года расчетного периода определяются с учетом ликвидной стоимости оборудования (31):

$$C_{\text{п. г}} = C_{\text{ВИЭ. п. г}} + C_{\text{топ. п. г}} + C_{\text{мас. п. г}} + C_{\text{всп. об. } i} - L_{\text{ВИЭ}} - L_{\text{ост. об.}} \quad (31)$$

где  $C_{\text{п. г}}$ ,  $C_{\text{ВИЭ. п. г}}$ ,  $C_{\text{топ. п. г}}$ ,  $C_{\text{мас. п. г}}$ ,  $C_{\text{всп. об. } i}$  – издержки на оборудование, работающее на основе ВИЭ, топливо, масло и вспомогательное оборудование в последнем году эксплуатации ЭК;  $L_{\text{ВИЭ}}$  – ликвидная стоимость оборудования, работающего на основе ВИЭ;  $L_{\text{ост. об.}}$  – ликвидная стоимость остального оборудования. Издержки на оборудование ВИЭ определяем по формуле:

$$C_{\text{ВИЭ. } i} = C_{\text{рем. ВИЭ. } i} + C_{\text{зам. ВИЭ. } i} + C_{\text{экспл. ВИЭ. } i}. \quad (32)$$

Издержки на ремонт  $C_{\text{рем. ВИЭ. } i}$ , замену  $C_{\text{зам. ВИЭ. } i}$  и эксплуатацию  $C_{\text{экспл. ВИЭ. } i}$  как для оборудования ВИЭ, так и для остального оборудования определяются с учетом следующих соображений. При заказе оборудования завод-изготовитель указывает срок службы оборудования, время работы до капитального ремонта, а также необходимость проведения диагностических работ, которые, как правило, входят в начальную стоимость оборудования. Срок службы и время до капитального ремонта в первом случае указываются в годах (ВЭУ), во втором – в часах (ДЭУ). Если ресурс оборудования и время капитального ремонта указаны в годах, моменты планового ремонта и замены оборудования очевидны. В противном случае необходимо определить среднее число часов работы соответствующего оборудования в году  $\bar{T}_{\text{раб. об.}}$ . Затем на полученное значение необходимо разделить срок службы оборудования  $t_{\text{сл. об.}}$  или время до капитального ремонта  $t_{\text{кап. рем. об.}}$ , данные заводом изготовителем (33, 34).

$$T_{\text{сл. об.}} = t_{\text{сл. об.}} / \bar{T}_{\text{раб. об.}}; \quad (33)$$

$$T_{\text{кап. рем. об.}} = t_{\text{кап. рем. об.}} / \bar{T}_{\text{раб. об.}}; \quad (34)$$

Ежегодные издержки на топливо и масло определяются:

$$C_{\text{топ. } i} = Q_{\text{топ. } i} \bar{C}_{\text{топ. } i}; \quad (35)$$

$$C_{\text{мас. } i} = Q_{\text{мас. } i} \bar{C}_{\text{мас. } i}, \quad (36)$$

где  $C_{\text{топ. } i}$  – издержки на топливо в  $i$ -м году;  $Q_{\text{топ. } i}$  – расход топлива в  $i$ -м году;  $\bar{C}_{\text{топ. } i}$  – цена на топливо в  $i$ -м году;  $C_{\text{мас. } i}$  – издержки на масло в  $i$ -м году;  $Q_{\text{мас. } i}$  – расход масла в  $i$ -м году;  $\bar{C}_{\text{мас. } i}$  – стоимость масла в  $i$ -м году.

Основным критерием экономической эффективности являются затраты за весь рассматриваемый период эксплуатации, приведенные к базисному году, определяемые по формуле:

$$I_{\text{ЭК, дисконт}} = K_{\text{ЭК}} + \sum_{i=1}^T ((C_{\text{ВИЭ. } i} + C_{\text{топ. } i} + C_{\text{мас. } i} + C_{\text{всп. об. } i}) / \varepsilon^i), \quad (37)$$

где  $K_{\text{ЭК}}$  – капитальные вложения в энергокомплекс;  $\varepsilon$  – коэффициент дисконтирования.

Поскольку энергетический комплекс состоит из некоторого множества взаимозависимых генерирующих и энергопотребляющих элементов, очень важно, чтобы в любой момент времени соблюдался баланс выработки и потребления электроэнергии. Следовательно, необходимо иметь достаточно точные данные по электрической и тепловой нагрузкам и скоростям ветра, которые должны быть зафиксированы или рассчитаны для каждого часа в течение года. Иными словами, для корректного расчета необходимо иметь 8760 приведенных к расчетному году значений скорости ветра для высоты флюгера (желательно иметь данные по ветру для высоты башни, используемой в расчете, ВЭУ) и 8760 значений для электрической нагрузки. С учетом использования теплового аккумулятора для тепловой нагрузки достаточно иметь среднесуточные данные. Расчет делается для каждого часа отдельно.

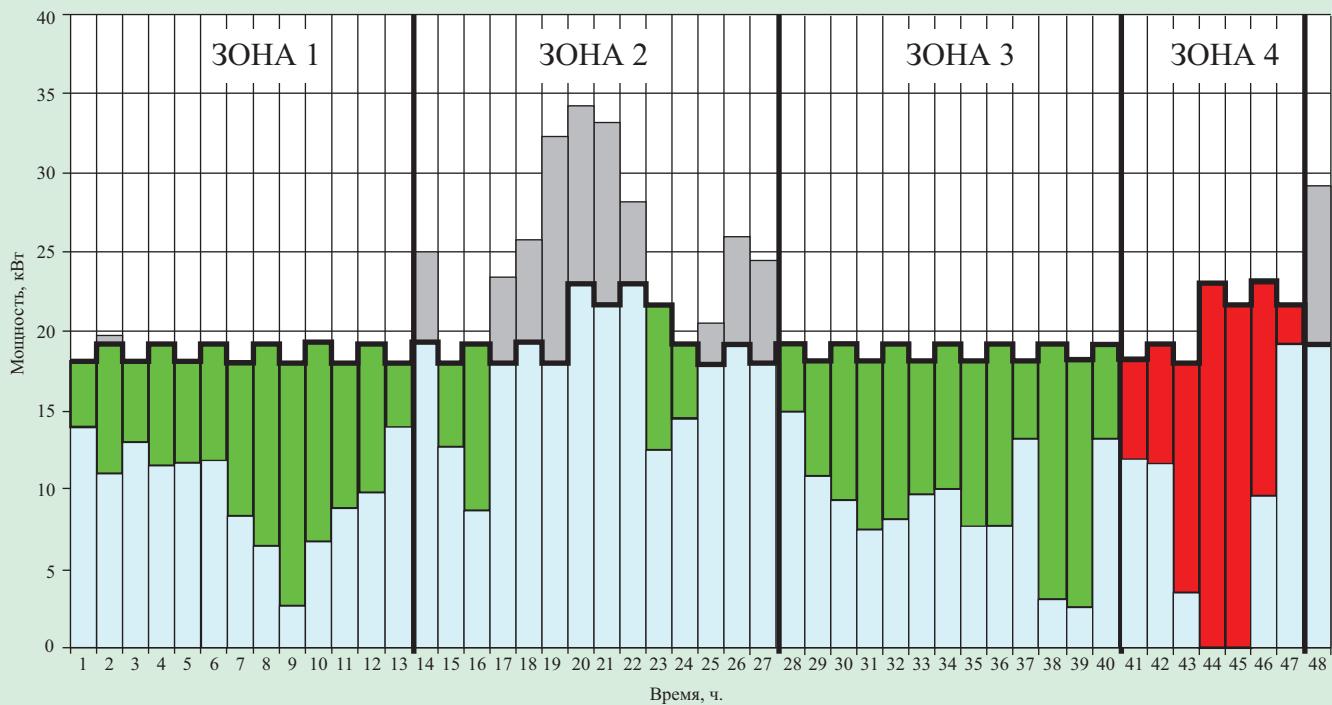
При решении поставленной задачи необходимо определить оптимальные параметры исследуемого ЭК, при которых затраты за рассматриваемый период времени  $T$  будут минимальными. Мы должны определить состав и параметры следующего оборудования: ВЭУ, ДЭУ, ТНУ, системы аккумуляции водорода (в которую входят электролизер, топливный элемент, баллоны для хранения водорода, компрессор), ИБП, трансформаторы, инверторы. Очевидно, что, решая данную задачу методом простого перебора, даже при наличии достаточно мощной современной вычислительной машины придется потратить довольно много времени, а значит, необходимо использовать методы математического программирования.

## Результаты проводимых исследований

На рис. 1 продемонстрирован пример работы исследуемого ЭК. Когда скорости ветра позволяют работать ВЭУ в оптимальном режиме, вырабатываемой мощности достаточно для энергообеспечения потребителя и производства водорода (зона 2). Как только скорость ветра снижается, а следовательно, и выработка электроэнергии, то недостающую мощность потребитель обеспечивает за счет использования произведенного ранее водорода (зоны 1 и 3). При полном исполь-

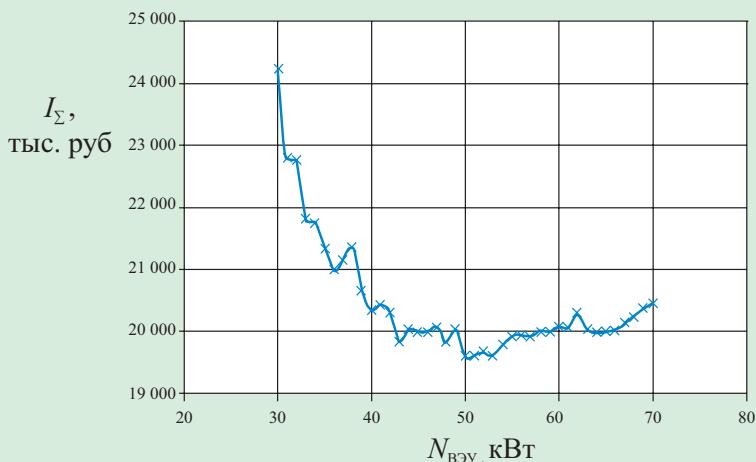
# Наука

Рис. 1. Пример работы энергокомплекса



(серый квадрат) – на производство  $H_2$ , кВт; (зеленый квадрат) – ТЭ, кВт; (голубой квадрат) – ВЭУ, кВт;  
(черная линия) – нагрузка потребителя, кВт

Рис. 2. Зависимость приведенных затрат на исследуемый энергетический комплекс от установленной мощности ВЭУ



зования водорода или отказе системы включается ДЭУ (зона 4). Здесь не указана в явном виде работа ТНУ, однако потребляемая ею электрическая мощность может входить в состав графика нагрузки.

Срок окупаемости ВДЭК для Севера и Дальнего Востока России может составлять от 4 до 12 лет. Достаточно эффективным оказалось использование ТНУ, при мощности 4 кВт она позволяет ежегодно экономить 600 л топлива. Систему аккумуляции водорода целесообразно применять уже при стоимости топлива 100 руб./л.

В рассматриваемых условиях использование энергии ветра крайне эффективно как с экономической, так и с энергетической точки зрения, в силу высоких и достаточно стабильных скоростей ветра, которые позволяют применять их с коэффициентом использования установленной мощности от 0,5 до 0,8.

Применение тепловых насосов также может оказаться эффективным для данного региона. ТНУ позволяет дополнительно экономить до 20% топлива для ВДЭК.

В случае использования системы аккумуляции на основе водорода возникает ряд существенных трудностей при определении оптимальных

параметров энергетического комплекса. Если взять ряд значений установленной мощности ВЭУ и для каждого значения рассчитать оптимальные параметры, то можно получить кривую (рис. 2). Анализируя этот график, можно сказать, что он имеет несколько локальных экстремумов. Приведенная функция зависит только от одного параметра. Реальная функция имеет ряд переменных: мощность электролизера, мощность топливных элементов, объем баллонов для хранения водорода. Это означает, что число локальных экстремумов значительно больше, чем на рис. 2. Данная кривая имеет ярко выраженную зону установленной мощности ВЭУ, где приведенные

ноты электролизера от установленной мощности ВЭУ, для фиксированных значений объема водородохранилища при условии полного отказа от использования дизельного топлива. На рис. 4 показана зависимость необходимого объема водородохранилища от установленной мощности ВЭУ для фиксированных значений мощности электролизера при тех же условиях.

Анализ данных зависимостей показывает, что с увеличением установленной мощности необходимый объем водородохранилища и мощность электролизера уменьшаются. Чем мощнее электролизер, тем меньший объем водородохранилища требуется для работы ЭК (данный тезис

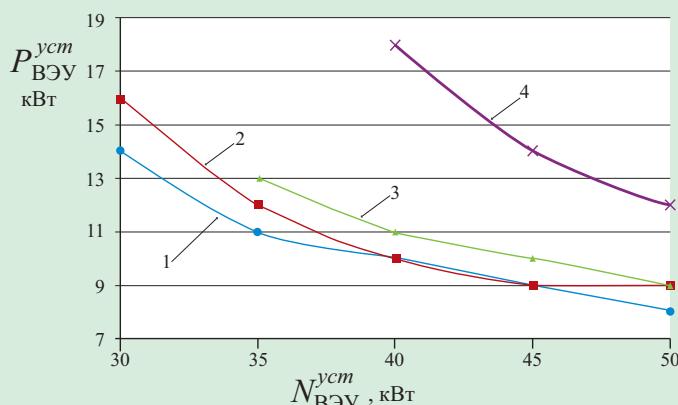


Рис. 3. Зависимость установленной мощности электролизера от установленной мощности ВЭУ при фиксированном объеме водородохранилища:  
1—2000 нм<sup>3</sup>; 2—1500 нм<sup>3</sup>; 3—1000 нм<sup>3</sup>; 4—500 нм<sup>3</sup>

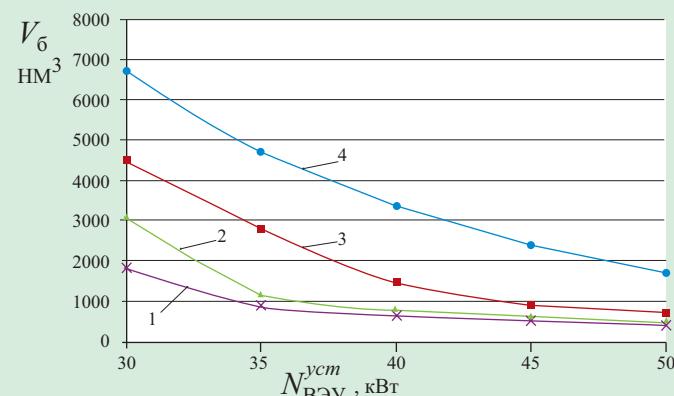


Рис. 4. Зависимость объема водородохранилища от установленной мощности ВЭУ при фиксированной мощности электролизера:  
1—8 кВт; 2—10 кВт; 3—12 кВт; 4—14 кВт

дисконтированные затраты наименьшие. Итоговое решение по составу энергетического комплекса можно принять, руководствуясь следующими соображениями. Чем ниже установленная мощность ВЭУ, ТЭ и электролизера, тем меньше затраты на начальном этапе эксплуатации ЭК, однако ежегодные издержки на органическое топливо выше, и наоборот. Надежность ЭК тем ниже, чем больше последовательных элементов в системе, и выше, если имеются дублирующие элементы.

При использовании системы водородной аккумуляции резко возрастает число элементов, работающих на основе ВИЭ, а значит, обязателен учет изменения цен на данное оборудование. Разница между капитальными вложениями при оптимистичном и пессимистичном прогнозах изменения цен на оборудование ВИЭ может превышать 20%.

На рис. 3 представлено семейство кривых, отображающих зависимость установленной мощ-

справедлив при условии, что в период полного заполнения баллонов водородом происходит отключение мощностей ВЭУ).

Установленная мощность ТЭ не зависит от каких-либо параметров, кроме нагрузки потребителя. Если в ЭК включена ДЭУ(БЭУ), то установленная мощность ТЭ определяется только экономикой.

Особое значение имеет вопрос хранения водорода. При решении задачи необходимо выбрать такие параметры оборудования, которые позволяют использовать баллоны с минимальным объемом и отсутствием выбросов при переполнении. При этом следует соблюдать баланс: объемы запасенного водорода на начало и на конец года должны быть одинаковыми.

Проведенные расчеты показывают, что уже сегодня возможно создание ЭК на основе ветровой, теплонасосной, дизельной установок и системы аккумуляции водорода. При этом имеется

возможность отказаться от использования ДЭУ. Однако для окончательного решения данного вопроса требуется эксплуатационный опыт. В целом же расчеты и исследования показывают высокую энергетическую эффективность комплекса, а при решении проблем доставки топлива – и экономическую эффективность.

## Выводы

На основании проделанной работы можно заключить следующее. Как правило, в зонах децентрализованного энергоснабжения энергообеспечение осуществляется за счет ДЭУ. Энергообеспечение ряда децентрализованных потребителей можно осуществить за счет ВИЭ. Наиболее эффективно использовать ВИЭ в ЭК.

С учетом географического положения России вообще и рассматриваемых регионов Севера и Дальнего Востока теплоснабжение потребителя приобретает особое значение. В этом контексте использование ТНУ совместно с установками, генерирующими электрическую энергию (например, ВЭУ), можно считать перспективным решением.

Нахождение оптимального состава, параметров и определение режима работы оборудования в ЭК, основанном на применении ВИЭ, является достаточно сложной многопараметрической задачей, однако в каждом конкретном случае ее решение позволяет наиболее эффективно получать качественную энергию при минимальных затратах по сравнению с аналогичными параметрами при использовании традиционных ДЭУ.

## Список литературы:

1. Виссарионов В. И., Шестопалова Т. А., Якушов А. Н. Энергообеспечение ноосферного поселка от возобновляемых источников энергии // Энергосбережение – теория и практика. Труды Четвертой междунар. школы-семинара молодых ученых и специалистов. М.: Издат. дом МЭИ, 2008. С. 276–281.
2. Гулиа Н. В. Удивительная механика. М.: НЦ ЭНАС, 2006. 108 с.
3. Дорошин А. Н., Виссарионов В. И., Кузнецова В. А. Ветроводородный энергетический комплекс для энергоснабжения потребителя // Энергосбережение – теория и практика. Труды Четвертой междунар. школы-семинара молодых ученых и специалистов. М.: Издат. дом МЭИ, 2008. С. 247–251.
4. Дорошин А. Н., Виссарионов В. И., Малинин Н. К. Многофакторный анализ эффективности энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии для энергообеспечения автономного потребителя // Вестник МЭИ. 2011. №2. С. 45–53.
5. Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 233 с.
6. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии/Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1990. 392 с.
7. Шефтлер Я. И. Использование энергии ветра. 2-е изд., перераб. и. доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 200 с.
8. Шпильрайн Э. Э., Малышенко С. П., Кулешов Г. Г. Введение в водородную энергетику/Под ред. В. А. Легасова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 264 с.