

Методика расчета энергетического комплекса для тепло- и электроснабжения автономного потребителя на базе возобновляемых источников энергии

В. И. Виссарионов

Д-р техн. наук, профессор кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Института электроэнергетики (+Национального исследовательского университета «МЭИ»)

А. Н. Дорошин

Ассистент кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Института электроэнергетики (+Национального исследовательского университета «МЭИ»)

А. В. Дорошина

Аспирантка кафедры гидромеханики и гидравлических машин МЭИ (=Института электроэнергетики Национального исследовательского университета «МЭИ»)

А. В. Кацай

Генеральный директор ООО «Корпорация “Русский сверхпроводник”».

Автономный 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 (ТНУ) и системы аккумуляции энергии на основе водородной энергетики в условиях России.

Введение

Территорию России условно можно разделить на зону централизованного и зону децентрализованного энергоснабжения. Зона децентрализованного энергоснабжения составляет примерно две третьих всей территории России, где по разным оценкам проживает от 20 до 25 миллионов человек. Это территории Севера и Дальнего востока. Жители этих регионов используют дизельные либо бензиновые энергетические установки, применение которых связано с использованием дорогостоящего органического топлива и проблемами его доставки потребителю.[4]

Мировой опыт освоения ресурсов возобновляемых 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. В связи с этим, как правило, энергоснабжение автономного потребителя за счет ВИЭ стараются обеспечить путем комбинации разных видов ВИЭ в так называемых энергетические комплексы (ЭК). В их состав, обычно, входят как энергоустановки на базе ВИЭ, так и дизельные (бензиновые) энергоустановки (ДЭУ, БЭУ), а также разного вида системы аккумуляции энергии. [2]

На сегодняшний день наиболее изученными и надежными комплексами являются ветродизельные энергетические комплексы (ВДЭК). Подобные комплексы эксплуатируются во многих странах мира и являются надежным источником электрической энергии для тысяч автономных потребителей. [1]

Эффективное использование ВДЭК можно проиллюстрировать опытом острова Фэр (Шотландия). Там, для поселка численностью 70 жителей была построена электростанция

с двумя ДЭС, одна из которых мощностью 20 кВт была достаточна для электроснабжения летом, а другая – 50 кВт – предназначена для электроснабжения зимой.[6]

Ветровые условия острова весьма благоприятны. Средняя скорость ветра – 9,6 м/с. В июне 1982 г. 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. На этой станции было разработано специальное устройство, позволяющее потребителям различать вид потребления, чтобы потребитель в каждом доме знал, когда счетчик энергии включается на более высокий тариф. Результаты работы на о. Фэр приводятся в таблице 1.

Таблица 1. Результаты работы на о. Фэр

Показатели	Выработка энергии кВт*ч	Доля, %
Суммарная выработка энергии ВДУ за год работы	185024	100
Выработка энергии ВЭС за год работы	168895	91,28
Выработка энергии ДЭС за год работы	16147	8,72

При необходимости, для повышения надежности энергообеспечения ветродизельный комплекс дополнительно можно оснастить маховиковым (или иначе – кинетическим) накопителем энергии. Маховик позволяет в краткосрочном периоде времени (секунды, минуты) перераспределить энергию получаемую от ветровой установки, а также 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, поддерживая энергоснабжение потребителя в период запуска и выхода на устойчивый режим работы резервного дизель-генератора.

Использование ВДУ позволяет существенно экономить дизельное топливо, однако, его вклад в энергообеспечение потребителя остается существенным. Система аккумуляции, которая позволяет в долгосрочный период времени перераспределить энергию, может свести к минимуму использование органического топлива. Одним из альтернативных решений поставленной задачи является использование водородных технологий. Во время, когда выработка энергии на ВЭС превышает нагрузку потребителя, можно получать водород. Этот водород, в свою очередь, можно эффективно использовать для выработки энергии во время штиля или слабого ветра. [2]

Обычно при использовании ВИЭ, водород получают путем электролиза воды. Получение же электрической энергии из водорода может осуществляться разными путями. На сегодняшний день основными считаются следующие:

- получение электрической энергии с помощью топливного элемента (ТЭ);
- сжигание водорода в специально переделанных дизельных генераторах, либо в парогенераторах.

Использование ТЭ на сегодняшний день считается более перспективным. Получение электроэнергии происходит с более высоким КПД (50-80% против 20-35% при использовании второго способа). Однако стоимость самих ТЭ остается достаточно высокой. [3]

При эксплуатации подобных энергетических комплексов возникает необходимость в хранении водорода в достаточно больших объемах. На сегодняшний день предложены целый ряд методов, часть которых зарекомендовали себя надежными за время использования, часть - проходят лабораторные и производственные испытания.

Подобные энергетические комплексы уже созданы и успешно эксплуатируются в США, Канаде, Австралии и Дании.

В Канаде для обеспечения энергией отдалённых посёлков применяются гибридные схемы: ветро-дизельные и ветро-водородные. Водород хранится, и используется для

производства электроэнергии в двигателях внутреннего сгорания. По ветроводородной схеме в Канаде созданы два проекта: Prince Edward Island Wind-Hydrogen Village и в городе Romea. На рисунке 1 представлена схема ветроводородного комплекса работающего в городе Romea. Мощность генератора водорода составляет 250 кВт. Ежегодно он позволяет экономить 120000 литров топлива, тем самым предотвращает выброс вредных веществ в атмосферу: CO_2 - 320 т, NO_x - 6,8 т, SO_2 - 0,6 т. В работе, посвященной исследованию данного комплекса данные по экономике не отображены. Однако, там указывается, что сооружение комплекса экономически оправдано.

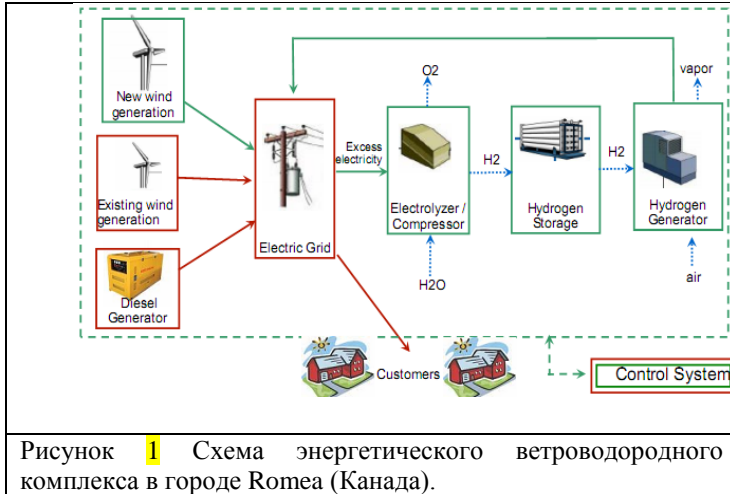


Рисунок 1 Схема энергетического ветроводородного комплекса в городе Romea (Канада).

В Австралии в институте TAFE Tasmania действует комплекс состоящий из 2-х ветроустановок, электролизера и переделанной для возможности работы на водороде дизельной установки.

Исследуемый ЭК должен обеспечить надежную и бесперебойную работу системы энергоснабжения в целом. Для этого, в зависимости от типа и категории потребителей, в системе энергоснабжения необходимо предусмотреть соответствующие

источники энергии, которые должны сглаживать непостоянство отдачи мощности ВЭУ во времени, в том числе и источники бесперебойного питания.

1 Общая постановка задачи

Рассматривается автономный потребитель в расчетной точке А с координатами φ^0 - по широте и ψ^0 - по долготе. Для него задаются графики почасового потребления тепловой и электрической энергии во времени, т.е. \bar{Q}_i и $\bar{P}_i, i=1,2 \dots n$ на расчетном периоде времени

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

Где $\Delta t_i = 1ч$.

Эти графики нагрузки должны быть покрыты за счет использования ВЭУ; системы получения H_2 и O_2 , которые аккумулируются и далее используются в топливных элементах (ТЭ) для получения электроэнергии, а также сопутствующие им устройства; ТНУ и ДЭУ или БЭУ, для которых задаются необходимые технико-экономические параметры и характеристики, соответствующее специальное информационное обеспечение.

В том числе по ВЭУ: тип ВЭУ с $N_{ВЭУ}^{ycm}$ (кВт), H_0 (м), $N_{взу}$ (v), стоимость ВЭУ с учетом ее доставки, монтажа и эксплуатации за заданный срок жизни ВЭУ, среднечасовые скорости ветра, $\bar{v}_i, i = 1,2 \dots n$ в т А(φ^0, ψ^0), рассчитанные с учетом шероховатости местности в т. А(φ^0, ψ^0), «розы» ветров с заданной шероховатостью по румбам «розы» ветров для высоты башни ВЭУ - H_0 (м).

По ТЭ и системе аккумуляции H_2 и O_2 необходимо учитывать производительность электролизера ($\text{нм}^3/\text{ч}$), установленную мощность $P_{эл}^{ycm}$ (кВт), давление компрессора (атм.), необходимый объем хранения водорода V_{H_2} (при необходимости - кислорода V_{O_2}) (нм^3), установленная мощность ТЭ $N_{ТЭ}^{ycm}$ (кВт), стоимостные характеристики оборудования, его доставка 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 $N_{ТНУ}^{ycm}$ (кВт); коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую; стоимость ТНУ; стоимость доставки; стоимость монтажа; стоимость бурения; глубина бурения скважины (м); среднесуточные температуры грунта и воздуха в расчетной точке.

По ДЭУ (БЭУ): тип ДЭУ(БЭУ), удельный расход топлива $b_{y\delta}$ (л/кВт), стоимость топлива, срок службы и стоимость ДЭУ(БЭУ).

Также необходимо учитывать эксплуатационные и энергетические характеристики вспомогательного оборудования, такого как инверторы, трансформаторы, измеряющее оборудование, управляющая система и т.д.

Требуется найти оптимальные типы и число основных элементов рассматриваемого ЭК с целью обеспечения минимума приведенных затрат за рассматриваемый расчетный период времени $T = t_k - t_0$, т.е.

$$Z_{\Sigma}^{np}(T) = Z_{BЭУ}^{np} + Z_{TЭ}^{np} + Z_{акк}^{np} + Z_{ТНУ}^{np} + Z_{ДЭУ(БЭУ)}^{np} \rightarrow \min \quad (2)$$

при учете следующих условий и ограничений:

$$P^{max} \leq N_{BЭУ}^{ycm} + N_{TЭ}^{ycm} + N_{ДЭУ(БЭУ)}^{ycm}. \quad (3)$$

$$\bar{P}_i = \bar{N}_{BЭУi}(\bar{v}_i) + \bar{N}_{TЭi} + \bar{N}_{ДЭУ(БЭУ)i}. \quad (4)$$

$$\bar{N}_{BЭУi} = \bar{N}_{BЭУi}(\bar{v}_i). \quad (5)$$

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

$$0 \leq \bar{N}_{BЭУi} \leq N_{BЭУ}^{ycm}. \quad (7)$$

$$0 \leq \bar{N}_{TЭi} \leq N_{TЭ}^{ycm}. \quad (8)$$

$$N_{ДЭУ(БЭУ)}^{min} \leq \bar{N}_{ДЭУ(БЭУ)} \leq N_{ДЭУ}^{ycm}. \quad (9)$$

$$\bar{N}_{TЭi} = \bar{N}_{TЭi}(\bar{V}_{H_2}). \quad (10)$$

$$0 \leq V_{H_2}(N_{TЭ}(t)) \leq V_{H_2}^{max}. \quad (11)$$

$$V_{H_2}(T) = \int_T V_{H_2}(N_{BЭУ}(t)) dt, \quad (12)$$

где V_{H_2} (нм³) – объем запасенного водорода.

При этом в (3) следует также учесть и принятое число основных расчетных элементов ЭК, а также 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, 7, 8, 11), интегрального ограничения типа (12) и нелинейных связей типа (5). Подобные задачи могут быть как одно- так и много экстремальными, что требует использование для их решения глобальных методов поиска в математическом программировании.

Исходные данные:

$v(t)$ – скорость ветра (почасовые данные);

$P_{эл}(t)$ – электрическая нагрузка потребителя (почасовые данные);

$P_{мен}(t)$ – тепловая нагрузка потребителя (почасовые либо среднесуточные данные).

2 Методика расчета.

Для обеспечения надежности соответствующих расчетов по ВЭУ должны иметься длительные ряды наблюдений за ветром в рассматриваемой точке Земли, где планируется сооружение ВЭУ (желательно не менее 10 лет). При этом величина расчетного интервала для скоростей ветра должна быть не более одного часа, 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 ветру.

Как правило, данные по ветру представлены для определенной высоты (10 м – Россия, Европа; 50м – США). Для пересчета скорости ветра на высоту башни используют формулу (13):

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

где $H_б$ – высота башни; $H_{изм}$ – высота, на которой проводились измерения; $v_{изм}$ – измеренная скорость ветра на высоте $H_{изм}$; коэффициент $\gamma \sim 0,2$ (зависит от местоположения исследуемого объекта) [5].

Мощность, вырабатываемая ВЭУ определяется по формуле (14):

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

При использовании теплового насоса или электрического обогревателя затрачивается дополнительная электрическая энергия, которая не учтена в графике нагрузки потребителя. Электрическая нагрузка с учетом использования ТНУ, либо электрического обогревателя в любой момент времени рассчитывается с помощью выражения (15):

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

где: $P_{эл}(t)$ – электрическая нагрузка потребителя, $P_{мен}(t)$ – тепловая нагрузка потребителя, $k_{ТНУ}$ – коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую.

В период времени, когда вырабатываемая мощность на ВЭУ(ВЭС) $N_{ВЭУ}(t)$ превышает нагрузку потребителя с учетом использования ТНУ, либо электрического обогревателя $P'_{эл}(t)$, избыточную мощность целесообразно аккумулировать. Мощность передаваемая на электролизер для получения водорода рассчитываем по выражению (16)

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

Производимый объем водорода можно определить по (17).

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

где: $\Pi_{э-ра}$ – производительность электролизера (нм³/кВт·ч); $P_{э-ра}^{уст}$ – установленная мощность электролизера (кВт).

Мощность вырабатываемая ТЭ определяем по 18:

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

Используемый объем водорода при $N_{ВЭУ}(t) - P'_{эл}(t) < 0$ определяется по (19):

$$V''_{H_2}(t) = \frac{3600000 N'_{ТЭ}(t)}{q_{H_2} \cdot \rho_{H_2} \cdot \eta_{ТЭ}}, \quad (19)$$

где $q_{H_2} = 120 \cdot 10^6$ Дж/кг – удельная теплота сгорания водорода; $\rho_{H_2} = 0,09$ кг/нм³ – плотность водорода; 3600000 – коэффициент пересчета Дж в кВт·ч.

Располагаемый объем водорода в момент времени T определяем по 20:

$$V_{H_2} = V_{H_2нач} + \int_{i=0}^T (V'_{H_2}(t) - V''_{H_2}(t)) dt. \quad (20)$$

При этом необходимо учесть ограничение по запасу водорода $V_{H_2max} = V_б$

Мощность вырабатываемая ДЭУ определяем по выражению (21).

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

Расход топлива вычисляется по (22):

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

Расход масла вычисляется по (23)

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

Для определения экономической эффективности исследуемого энергетического комплекса необходимо произвести расчет затрат за долгосрочный период и сравнить его с базовым вариантом энергообеспечения за счет ДЭС за тот же период времени. Как правило, расчетный период выбирается по оборудованию, имеющему наибольший срок службы.

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

1. Определение инфляции в долгосрочный период на сегодняшний день в период кризиса представляется достаточно неопределенной задачей.
2. Запасы легкодоступного органического топлива постепенно истощаются. На рынке постепенно появляется альтернативное топливо: водород, синтез газ, биотопливо. Поэтому изменение цен на топливо (дизель и бензин) не будет коррелироваться в долгосрочном периоде с инфляцией (как это было раньше, повышение цен на топливо практически всегда вело к пропорциональному повышению цен на основную продукцию). Скорее всего, повышение цен на топливо будет опережать инфляцию. Однако трудно дать достаточно надежный прогноз
3. На сегодняшний день оборудование, работающее на ВИЭ, стоит достаточно дорого, однако существует устойчивая тенденция к снижению его стоимости связанной с запуском его в массовое производство, а также внедрением новых технологий, позволяющих использовать более дешевые материалы и снизить материалоемкость изделий.

Очевидно, что наибольшие затраты приходятся на первый год. Капитальные вложения в энергетический комплекс будут определяться по формуле (24).

$$K_{ЭК} = C_{ВЭС} + C_{ТНУ.полн.} + C_{сист.ак.Н_2} + C_{ДЭС} + C_{всп.об.} , \quad (24)$$

где $C_{ВЭС}$ – полная стоимость ВЭС включая доставку оборудования и монтаж; $C_{ТНУ.полн.}$ – стоимость теплового насоса включая доставку, бурение скважин, монтаж; $C_{сист.ак.Н_2}$ – полная стоимость системы аккумуляции водорода, включая стоимость доставки и монтажа электролизера, топливных элементов, компрессора, баллонов для хранения водорода, $C_{ДЭС}$ – стоимость всех установок ДЭУ включая монтаж и доставку; $C_{всп.об.}$ – стоимость, доставка и монтаж остального, необходимого для работы ЭК оборудования (трансформаторы, инверторы, ИБП, кабели и пр.). $C_{ВЭС}$, $C_{ТНУ.полн.}$, $C_{сист.ак.Н_2}$, $C_{ДЭС}$, $C_{всп.об.}$ определяются по формулам (25, 26, 27, 28, 29):

$$C_{ВЭС} = n_{ВЭУ} \cdot (C_{ВЭУ} + C_{монт.ВЭУ} + C_{дост.ВЭУ}); \quad (25)$$

$$C_{ТНУ.полн.} = C_{ТНУ} + C_{дост.ТНУ} + C_{бур.скв.} + C_{монт.ТНУ}; \quad (26)$$

$$C_{сист.ак.Н_2} = C_{ТЭ} + C_{э-ра} + C_{бал} + C_{дост.ТЭ} + C_{дост.э-ра} + C_{дост.бал} + C_{монт.раб.}; \quad (27)$$

$$C_{ДЭС} = n_{ДЭУ} \cdot (C_{ДЭУ} + C_{дост.ДЭУ}); \quad (28)$$

$$C_{всп.об} = \sum_{i=1}^{n_{всп.об}} (C_{об.и} + C_{дост.об.и}). \quad (29)$$

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 денежных средств, необходимых для поддержания ЭК в рабочем состоянии.

Ежегодные издержки можно определить по (30).

$$I_i = I_{ВИЭ.i} + I_{топ.i} + I_{мас.i} + I_{ост.об.i}. \quad (30)$$

Причем издержки последнего года расчетного периода определяются с учетом ликвидной стоимости оборудования (3.19):

$$I_{п.г.} = I_{ВИЭ.п.г.} + I_{топ.п.г.} + I_{мас.п.г.} + I_{ост.об.п.г.} - L_{ВИЭ} - L_{ост.об.}, \quad (31)$$

где $I_{ВИЭ.i}$, $I_{топ.i}$, $I_{мас.i}$, $I_{ост.об.i}$ ежегодные работающее на основе ВИЭ, на топливо и смазочные материалы (дизель и масло) и на остальное оборудование; $L_{ВИЭ}$ - ликвидная стоимость оборудования работающего на основе ВИЭ, $L_{ост.об}$ - ликвидная стоимость остального оборудования. Издержки на оборудование ВИЭ определяем по формуле (32):

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

Издержки на ремонт ($I_{рем.ВИЭ.i}$), замену ($I_{зам.ВИЭ.i}$) и эксплуатацию ($I_{экспл.ВИЭ.i}$) как для оборудования ВИЭ, так и для остального оборудования определяются из 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 указываться в годах (ВЭУ), во втором – в часах (ДЭУ). Если, ресурс оборудования и время капитального ремонта указан в годах, момент планового ремонта и замены оборудования очевидны. В противном случае необходимо определить среднее число часов работы соответствующего оборудования в году ($\bar{T}_{раб.об.}$). Затем на полученное значение необходимо разделить срок службы оборудования ($t_{сл.об.}$) или время до капитального ремонта ($t_{кап.рем.об.}$) данные заводом изготовителем (33, 34).

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

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

Ежегодные издержки на топливо и масло определяются по (35, 36):

$$I_{топ.i} = Q_{топ.i} C_{топ.i}; \quad (35)$$

$$I_{мас.i} = Q_{мас.i} C_{мас.i}. \quad (36)$$

Основным критерием экономической эффективности являются затраты за весь рассматриваемый период эксплуатации приведенные к базисному году, определяемые по формуле (37):

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

где ε – 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. Именно поэтому необходимо иметь достаточно точные данные по электрической и тепловой нагрузкам и скоростям ветра. Необходимо, чтобы соответствующие данные были 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. Для тепловой нагрузки, с учетом использования теплового аккумулятора, достаточно иметь среднесуточные данные. Расчет ведется для каждого часа отдельно.

При решении поставленной задачи необходимо определить оптимальные параметры исследуемого энергетического комплекса 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, будет затрачен существенный объем времени. Поэтому, при решении данной задачи необходимо использовать методы математического программирования.

3. Результаты проводимых исследований

На рисунке 2 продемонстрирован пример работы исследуемого ЭК. В период, когда скорости ветра позволяют работать ВЭУ в оптимальном режиме, вырабатываемой мощности достаточно для энергообеспечения потребителя, а также для производства водорода (зона 2 рис.2). Как только скорость ветра снижается, а, следовательно, и снижается выработка электроэнергии, то недостающую мощность потребитель обеспечивает за счет использования произведенного ранее водорода (зона 1 и 3, рис. 2). При полном использовании водорода, или отказе системы включается ДЭУ (зона 4). На данном рисунке не указана в явном виде работа ТНУ, однако потребляемая ей 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 использования ТНУ. ТНУ мощностью 4кВт позволяет ежегодно экономить 600 л топлива. Использование системы аккумуляции водорода имеет смысл уже при стоимости топлива в 100 руб/литр.

Использование энергии ветра в рассматриваемых условиях – крайне эффективно, как с экономической так и с энергетической точки зрения. Столь эффективное применение ВЭУ объясняется высокими и достаточно стабильными скоростями ветра, которые позволяют применять их с коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) 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.

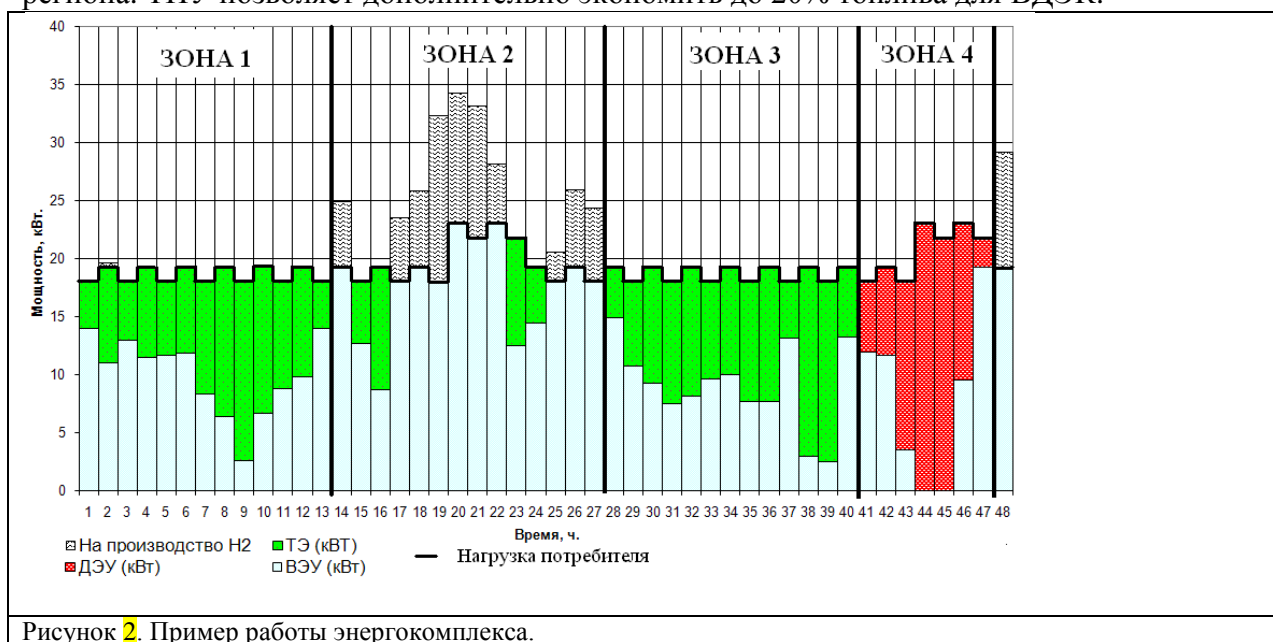


Рисунок 2. Пример работы энергокомплекса.

При использовании 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, изображенную на рисунке 3. Анализируя этот график, можно сказать, что он имеет несколько локальных экстремумов. Приведенная функция зависит только от одного параметра. Реальная функция имеет ряд переменных, таких как мощность электролизера, мощность топливных элементов, объем баллонов для хранения водорода. Это означает, что число локальных экстремумов значительно больше, нежели чем на рисунке 3. Данная кривая имеет ярко выраженную зону установленной мощности ВЭУ, где приведенные дисконтированные затраты наименьшие. Итоговое решение по составу энергетического комплекса можно принять, руководствуясь рядом соображений. Чем ниже установленная мощность ВЭУ, ТЭ и электролизера тем ниже затраты на начальном этапе эксплуатации энергетического комплекса, однако, ежегодные издержки на органическое топливо выше и наоборот. Надежность энергетического комплекса тем ниже, чем больше последовательных элементов в системе и выше, если имеются дублирующие элементы.

Т.к. при использовании системы водородной аккумуляции резко возрастает число элементов, работающих на основе ВИЭ, учет изменения цен на данное оборудование нужно проводить в обязательном порядке. Разница между капитальными вложениями при оптимистичном прогнозе изменения цен на оборудование ВИЭ и пессимистичном могут превышать 20%.

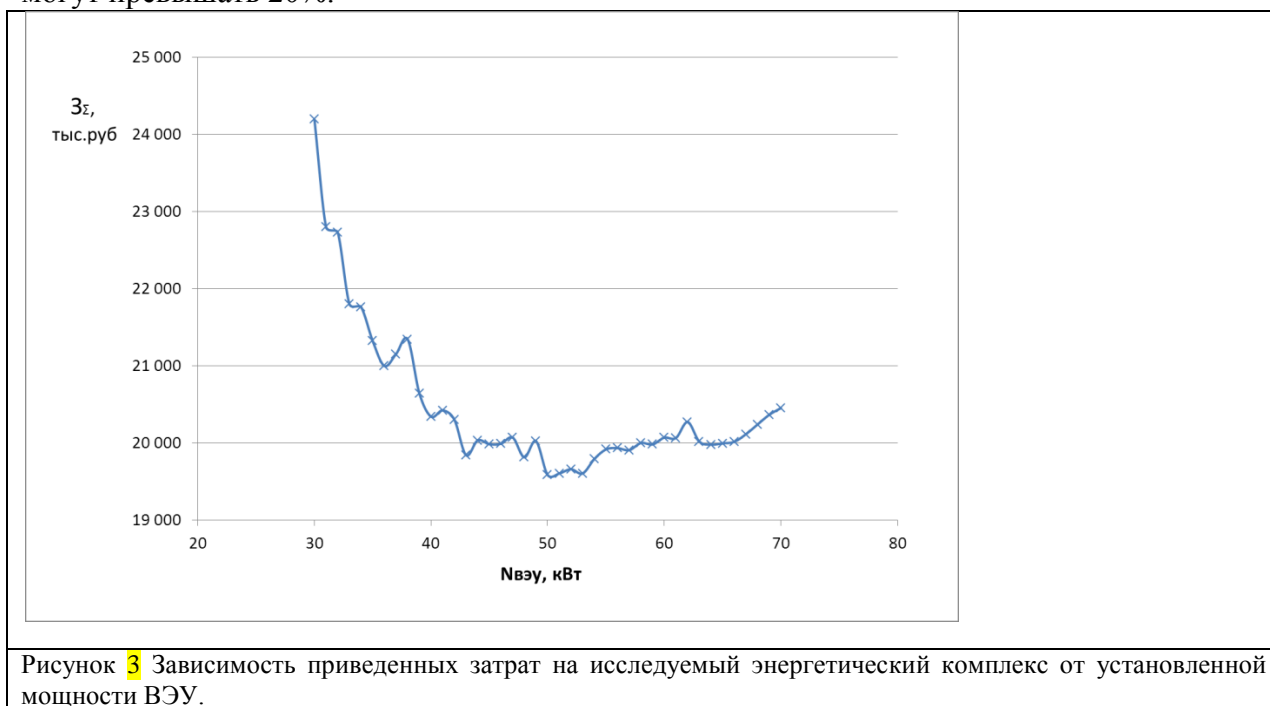


Рисунок 3 Зависимость приведенных затрат на исследуемый энергетический комплекс от установленной мощности ВЭУ.

На рисунке 4 представлено семейство кривых отображающих зависимость установленной мощности электролизера от установленной мощности ВЭУ для фиксированных значений объема водородохранилища при условии полного отказа от использования дизельного топлива. На рисунке 5 представлена зависимость необходимого объема водородохранилища от установленной мощности ВЭУ для фиксированных значений мощности электролизера при условии полного отказа от использования дизельного топлива.

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

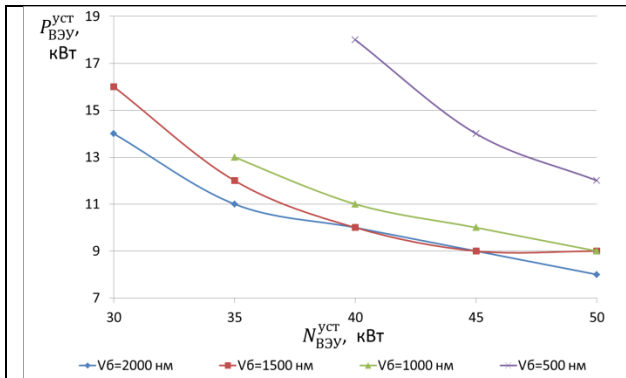


Рисунок 4. Зависимость установленной мощности электролизера от установленной мощности ВЭУ при фиксированном объеме водородохранилища.

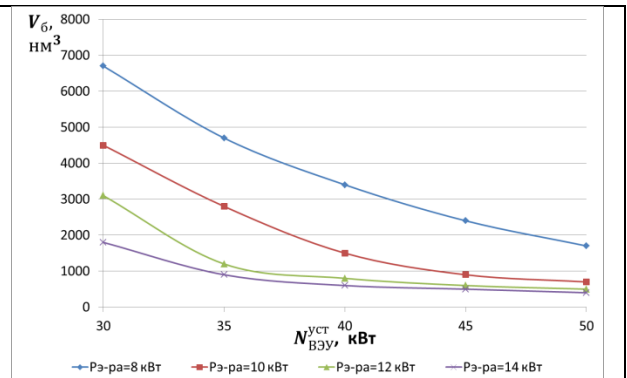


Рисунок 5. Зависимость объема водородохранилища от установленной мощности ВЭУ при фиксированной мощности электролизера.

Установленная мощность ТЭ не зависит ни от каких-либо параметров, кроме нагрузки потребителя. Если в энергетический комплекс 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 позволят использовать баллоны с минимальным объемом хранения водорода и отсутствием необходимых выбросов при переполнении баллонов. При этом должен соблюдаться баланс: объем запасенного водорода на начало года и на конец года должен быть одинаковым.

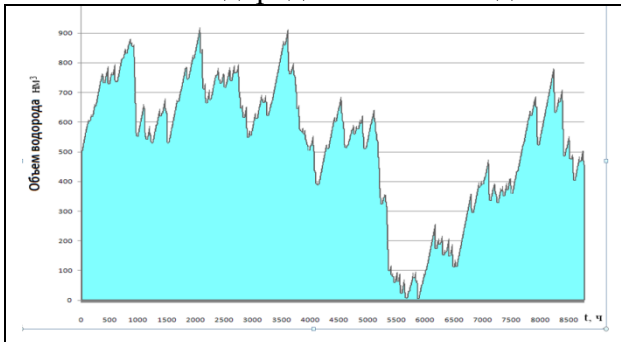


Рисунок 6. Расход водорода в течение года.

Проведенные расчеты показывают, что уже сегодня возможно создание энергетического комплекса на основе ветровой, теплонасосной, дизельной установок и системы аккумуляции водорода. При этом, имеется возможность для отказа использования ДЭУ. Однако для окончательного решения данного вопроса требуется эксплуатационный опыт. В целом же, расчеты и исследования показывают высокую энергетическую эффективность

комплекса, а также, при наличии ряда условий, связанных с проблемами доставки топлива, и экономическую эффективность.

Литература

1. Виссарионов В. И., Шестопалова Т. А., Якушов А. Н. Энергообеспечение ноосферного поселка от возобновляемых источников энергии. –М.: «Энергосбережение. Теория и практика» 2008г. Октябрь.
2. 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.
3. Дорошин А.Н., Виссарионов В.И., Кузнецова В.А. «Ветроводородный энергетический комплекс для энергоснабжения потребителя». Энергосбережение – теория и практика. Труды четвертой международной школы-семинара молодых ученых и специалистов. Москва. Издательский дом МЭИ, 2008 г. (стр. с 247 по 251).
4. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера. –Л.: Наука 1989г.
5. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат 1990. – 392с.:

6. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. 2-е изд., перераб. и. доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 200 с.
7. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г.; под ред. Легасова В.А. Введение в водородную энергетику. М.: Энергоатомиздат, 1984 – 264с.