

УДК 621.313

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА – БУДУЩЕЕ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Канд. техн. наук, доц. ОЛЕШКЕВИЧ М. М.,
канд. техн. наук МАКОСКО Ю. В., инж. ОЛЕШКЕВИЧ В. М.

Белорусский национальный технический университет

Республика Беларусь обладает развитой промышленностью и системой транспорта с энергоемкими производствами и энергетикой, на 85 % базирующейся на привозных энергоносителях. В эпоху всеобщего сокращения мировых запасов энергоресурсов, усиления борьбы за обладание этими ресурсами или доступ к ним и роста цен на импортируемые энергоносители назрела необходимость внедрения новых источников энергии, обеспечивающих энергетическую независимость и безопасность страны. Таких источников два: ядерная энергетика и возобновляемые источники энергии, включая местные виды топлива. К размещению в стране атомной электростанции после Чернобыльской катастрофы население страны еще не готово, но Национальная академия наук Беларуси уже дала свою экономическую оценку необходимости строительства атомной электростанции. Решение о строительстве АЭС принято. АЭС в нормальных условиях эксплуатации отличается экологической чистотой по сравнению с тепловыми топливосжигающими станциями. Она потребляет небольшое количество топлива, но топливо – недешевое. Зависимость от поставщиков топлива сохраняется, и появляется зависимость от возможности захоронения отходов. АЭС чувствительны к переменному режиму и должны работать с постоянной нагрузкой, например параллельно с гидроаккумулирующими электростанциями. Срок строительства – 5–13 лет.

Беларусь обладает значительными возобновляемыми энергетическими ресурсами. Энергия ветра является важнейшим возобновляемым источником энергии. Ветроэнергетика – экологически чистая и не представляет опасности даже в аварийной обстановке, не требует поставок топлива. Другие источники: биомасса, гидроэнергия рек, солнечная энергия – менее интенсивны или их использование связано с нарушением экологии. Извлечение энергии биомассы и местных видов топлива сопровождается сжиганием отходов и загрязнением атмосферы. Извлечению гидроэнергии рек сопутствуют заливы и потери значительных территорий, нарушение эко-

гии и условий жизни, что ограничивает возможности гидроэнергетики. Солнечная энергия – значительно менее интенсивна [1–4].

Использование возобновляемых источников энергии определяется только наличием энергоресурсов в данном месте и возможностью применения производимой энергии, стоимостью оборудования и вырабатываемой энергии, а также выгодностью использования возобновляемых источников энергии с учетом их экологических, экономических, социальных и других преимуществ. Освоение возобновляемых источников энергии, и особенно энергии ветра, в Беларуси особенно важно с точки зрения:

- обеспечения энергетической безопасности страны в связи с недостатком собственных энергетических ресурсов; обеспеченность ими составляет лишь 15 %;
- быстрым ростом цен на импортное углеводородное топливо;
- насыщенности энергоемкими промышленными предприятиями и большого промышленного потребления энергии и топлива;
- возрастающего спроса на топливо (особенно на нефть и газ);
- роста численности населения и требований к уровню жизни;
- ухудшающейся экологической обстановки вследствие сжигания топлива.

Тем не менее практического внедрения ветроэнергетики в энергетику страны не происходит. Причинами этого являются: высокая стоимость импортного оборудования, низкие тарифы на электроэнергию для производителей и неопределенность в размерах и источниках финансирования стимулирующих тарифов, отсутствие ясности с размещением ветроэлектростанций (ВЭС) и ветроэнергетических установок (ВЭУ), неопределенность в выборе типов и параметров ВЭУ (расчетной скорости ветра, высоты установки).

Использование ветроэнергетических установок для производства электроэнергии является наиболее эффективным способом преобразования энергии ветра. Эффективность преобразования механической энергии в электрическую энергию в генераторе – 95 %, а потери в электропередаче – 10 %. Требования к качеству вырабатываемой электроэнергии зависят от особенностей потребителей. Эти требования жесткие – при работе ветроэнергетической установки в энергосистеме и нежесткие при использовании этой энергии в автономных осветительных и нагревательных установках. Анализ потребителей электроэнергии ВЭУ показывает, что только 5–10 % из них предъявляют определенные требования к ее параметрам (напряжению и частоте). Это электродвигатели, электронные устройства, осветительные установки. Поэтому целесообразно, чтобы система электроснабжения отдельно обеспечивала потребителей дешевой электроэнергией с нестабилизированными параметрами (например, для отопления) и отдельно – дорогой со стабильными параметрами.

Для обеспечения максимальной эффективности ветроколеса следует регулировать его частоту вращения при изменении скорости ветра, сохраняя постоянной быстроходность, в то время как генератор должен вращаться с постоянной частотой. Механические системы управления частотой вращения ветроколеса сложны и дороги. Проще и дешевле управлять частотой

его вращения изменением нагрузки генератора. Оптимальная частота вращения ветроколеса зависит от его номинальной мощности и размеров, скорости ветра. При больших размерах ветроколес используют повышающие редукторы (мультипликаторы), удорожающие ветроэнергетическую установку и ее обслуживание, а также снижающие ее надежность. Возможно применение прямоприводных тихоходных многополюсных генераторов. Но они громоздки и отличаются высоким расходом материалов и массой.

Для исключения перебоев в электроснабжении ветроэнергетические установки должны иметь аккумуляторы энергии или быть включены параллельно с энергетическими установками других типов (дизель-электростанции, аккумуляторные батареи или энергетические системы). Ветроэнергетические установки могут работать автономно, совместно с другим источником энергии соизмеримой мощности (например, с дизель-генератором) или с энергосистемой, значительно превосходящей ее по мощности.

При автономной работе отдельно стоящие одnogенераторные ветроэнергетические установки не подключены к энергосистеме. Они могут не иметь других резервных источников энергии или иметь дополнительную ветроэнергетическую установку меньшей мощности. Эти установки предназначены для использования в отдаленных районах для освещения, питания маяков, оборудования связи, отопления. Их мощность – до 25 кВт.

Совместная работа ветроэнергетической установки с источником соизмеримой мощности используется, например, в ветродизель-генераторных установках. Возможна раздельная и параллельная работа ветроэнергетических установок и дизель-генераторов. Такая ситуация характерна для небольших энергосистем в отдаленных районах. Использование ветроэнергетических установок позволяет экономить дизельное топливо. Дизель-генератор может включаться в безветрие или работать параллельно с ВЭУ при слабом ветре.

При параллельной работе ВЭУ совместно с мощной энергосистемой генератор подключается к ней непосредственно, через повышающий трансформатор или преобразователь частоты. ВЭУ мощностью 100 кВт и выше обычно работают параллельно с энергосистемой и являются системными. Генератор работает параллельно с энергосистемой при скорости ветра в пределах рабочего диапазона обычно от 2,5–3,5 до 25 м/с. При скорости ветра ниже 2,5–3,5 м/с и выше 25 м/с генератор отключается от системы, ветродвигатель переводится в нерабочее положение. При повышении скорости ветра свыше 2,5–3,5 м/с генератор подключается к сети и, работая в двигательном режиме, запускает ветродвигатель и переходит в генераторный режим. При скорости ветра от 2,5–3,5 м/с до расчетной скорости $v_p = 11–15$ м/с лопасти ветродвигателя установлены под углом атаки, обеспечивающим максимальную подъемную силу. Мощность, развиваемая ветродвигателем и отдаваемая в сеть генератором, пропорциональна кубу скорости ветра. При скорости ветра от v_p установка развивает номинальную мощность. Это достигается регулированием угла поворота лопастей, при котором уменьшается угол атаки и снижается коэффициент мощности ветродвигателя. При скорости ветра более 25 м/с лопасти ветродвигателя становятся в нерабочее положение, а генератор отключается от сети. Ори-

ентрирование головки ветроагрегата по ветру осуществляется исполнительным двигателем системы ориентирования. Двигатель получает сигнал от системы ориентирования, содержащей датчик направления ветра – флюгера с сельсином-датчиком. Скорость ветра измеряется анемометром с электрическим датчиком. Анемометр и флюгер выполнены в одном блоке и расположены на корпусе ветроагрегата.

Возможна работа ВЭУ с постоянной частотой вращения при использовании синхронного генератора с непосредственным его соединением с системой и с переменной частотой вращения при использовании асинхронного или асинхронизированного генератора или синхронного генератора, присоединяемого к системе через преобразователь частоты. Возможны прямой безредукторный привод генератора и привод через повышающий редуктор (мультипликатор).

В условиях разветвленной системы электроснабжения страны при сравнительно небольшой территории, перспективной для внедрения ветроэнергетики, и насыщенности промышленными, транспортными, сельскохозяйственными и коммунальными потребителями работа мощных системных ВЭУ является самым эффективным способом использования энергии ветра. При параллельной работе с энергосистемой генератор ВЭУ вырабатывает качественную энергию, не загрязняя окружающую среду, и обеспечивает экономию дорогого импортного топлива.

Характеристики ветроэнергетических установок. Ветроэнергетические установки подразделяются по:

- мощности на малые мощностью до 25 кВт и диаметром ветроколеса до 10 м, средние – до 150 кВт и 25 м, большие – до 1000 кВт и 64 м, очень большие мощностью до 4000 кВт и диаметром до 130 м;
- условиям базирования на установки внутриконтинентального базирования (для сильных, средних или слабых ветров), берегового базирования (для сильных ветров – большие и очень большие установки) и морского базирования (для сильных ветров – большие и очень большие установки);
- взаимному положению оси ветроколеса и направлению воздушного потока – горизонтально-осевые и вертикально-осевые;
- вращающей силе на установки, использующие силу сопротивления (вертикально-осевые), и установки, использующие подъемную силу (горизонтально-осевые). Линейная скорость первых ниже скорости ветра, линейная скорость вторых может быть выше скорости ветра;
- геометрическому заполнению ветроколеса: одно-, двух-, трех-, многолопастные. Установки с большим геометрическим заполнением – многолопастные развивают значительную мощность при слабом ветре. Установки с малым заполнением достигают максимальной мощности при больших оборотах и дольше выходят на режим. Поэтому первые используют в качестве насосов, и они работоспособны даже при слабом ветре, вторые – в качестве электрогенераторов, где требуется высокая частота вращения;
- назначению: ветряные мельницы – для непосредственного выполнения механической работы и ветроэлектрогенераторы – для производства электроэнергии;

- стабильности частоты вращения: установки с постоянной частотой вращения – ветроэлектрогенераторы, синхронизированные с мощной энергосистемой, и установки с переменной частотой вращения;

- способу соединения ветроколеса с генератором – жесткие или через промежуточный преобразователь энергии, буфер.

Ветроэнергетические установки с горизонтальной осью вращения – это в основном ветроколеса пропеллерного (рипеллерного) типа, приводимые во вращение подъемной силой. Они являются самыми распространенными и эффективными ВЭУ. Такая установка состоит из: ветроголовки с ветро-ротором (ветродвигателем) и электрическим генератором с прямым или редукторным приводом от ветроколеса; измерительного устройства, определяющего направление и скорость ветра; механизма поворота головки с электроприводом; механизма поворота лопастей с электроприводом; опорной башни (мачты).

Ветроэнергетические установки с вертикальной осью вращения находятся в рабочем положении при любом направлении ветра и позволяют устанавливать генератор внизу. Вращающий момент создается силой сопротивления. Недостатки таких установок – подверженность усталостным разрушениям из-за возникающих колебательных процессов и пульсация вращающего момента, приводящая к нестабильности выходных параметров генератора, а также низкая эффективность преобразования ветрового потока в установках, использующих силу сопротивления. Применяются сравнительно редко.

Наиболее широкое распространение получили горизонтально-осевые ВЭУ, серийно производимые и внедряемые многими фирмами. Производители и экспортеры ветроэнергетических установок – это в основном фирмы Германии и Дании: Nordex Energienlagen, Vestas, Micon, Enercon, Tacke Windtechnik, Nedvind Rhenen b.v., Ventis GmbH, De Vind techniek GmbH, Bonus, Lagerwey и др.

Промышленные ВЭУ, подразделяются на классы:

- В15 – установки прибрежного и морского базирования для высокой скорости ветра (например, Nordex S90-2,3 и 2,5 МВт и Vestas V52-850 кВт, V82-1,65 МВт, V80-2,0 МВт, V90-1,8 МВт, V90-2,0 МВт, V90-3,0 МВт, V100-2,75 МВт, V120-4,5 МВт) с расчетной скоростью ветра более 15 м/с;

- В12 – установки континентального базирования для высокой скорости ветра (Nordex N80-2,5 МВт и Nordex S70-1,5 МВт) с расчетной скоростью ветра 12–15 м/с;

- В6, В8, В10 – установки континентального базирования для зон со средними и низкими скоростями ветра (Nordex S77-1,5 МВт, Vestas V82) с расчетной скоростью ветра 11 м/с и высотой мачты до 110 м. Они соответствуют ветровым климатическим зонам, характерным для равнинно-холмистой местности Прибалтийско-Черноморского региона (куда относятся и Беларусь), со среднегодовыми фоновыми скоростями ветра до 3,5; 3,5–4,0; 4,0–4,5; 4,5 м/с и более. Для установок В6, В8, В10 номинальная расчетная скорость ветра соответственно находится в диапазонах 6–8; 8–10; 10–12 м/с.

В установках наиболее часто применяются асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором, одно- или двускоростные с редукторным

приводом с сетевыми преобразователями частоты или без них, а также асинхронизированные генераторы двойного питания, реже – синхронные генераторы с электромагнитным или магнитоэлектрическим возбуждением.

ВЭУ устанавливаются на металлических или железобетонных мачтах. Они обеспечиваются современной системой молниезащиты. Имеют низкий уровень шума. Диапазон рабочих скоростей ветра – от 2,5–3,5 до 20–25 м/с. Напряжение – 380–690 В, частота – 50 Гц. Применяются: гидравлические системы управления поворотом лопастей, компьютерное управление, тиристорные сетевые выключатели. Имеют низкий уровень шума. Капитальные затраты составляют 900–1300 дол. США за 1 кВт установленной мощности.

Оптимизация выбора расчетной скорости ветра и высоты установки. Расчетная скорость ветра определяет габариты генератора и всей ветроэнергетической установки, а также расход активных материалов на ее изготовление и годовую выработку электроэнергии. Принимаемая расчетная скорость должна обеспечить оптимальные размеры установки, а именно: минимум массы материалов на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии. В расчетах обычно принимают капитальные затраты на внедрение ветроэнергетических установок мощностью 100 кВт и выше около 1000 дол. за 1 кВт установленной мощности независимо от среднегодовой скорости ветра в месте установки, принятой расчетной скорости ветра и высоты установки (мачты). При этом не учитывают, что эти величины влияют на массогабаритные показатели установки и ее стоимость. Выбор расчетной скорости ветра для проектирования ВЭУ является интуитивным и не всегда обоснованным. В то же время каждой среднегодовой скорости ветра соответствует расчетная величина, обеспечивающая минимум массы и стоимости ветроэнергетической установки, а также максимальное значение коэффициента использования номинальной мощности. Оптимальность выбора расчетной скорости ветра и других параметров ветроэнергетических установок при их проектировании оценим на основании определения их сроков окупаемости.

Срок окупаемости ветроэнергетической установки с учетом эксплуатационных расходов может быть определен как

$$T = \frac{P_n C_k}{1 - Z C_A P_n K_i \cdot 8760} = \frac{C_k}{1 - Z C_A K_i \cdot 8760}, \quad (1)$$

где $W = P_n K_i \cdot 8760$ – годовая выработка электроэнергии; C_k – капитальные удельные затраты, дол./кВт, принимаются равными 900–1300 дол./кВт установленной мощности [3, 4]. Они состоят из стоимости оборудования (75 %) и затрат на создание инфраструктуры (стоимость фундамента – 5–7 %, стоимость электрической линии и трансформаторной подстанции – 5–8 %, стоимость транспортировки и монтажа оборудования – 6–8 %, а также и прочих расходов); C_A – тариф на электроэнергию (стимулирующий двойной тариф для производителей электроэнергии на возобновляемых источниках составляет около 0,095 дол./(кВт·ч). Такой тариф принят за рубежом как стимулирующий для производителей экологически чистой

энергии. Этот тариф в Беларуси устанавливается на основании постановления Совета Министров Республики Беларусь от 22.05.1997 № 45 [6, 7]. Повышение тарифа финансируется государством и обосновано экономическими и экологическими особенностями ветроэнергетики:

- уменьшением выбросов углекислого газа, окислов серы и фосфора и др.;
- основной выработкой электроэнергии ветроэнергетическими установками в часы дневного максимума нагрузок в энергосистеме, при которой стоимость электроэнергии, производимой ВЭУ, согласуется с действием зонных тарифов.

В странах Запада владельцы ветроэнергетической техники освобождены от уплаты налогов во избежание фактического двойного налогообложения. ВЭУ 85 % времени работают при пиковых режимах энергосистемы, когда тариф на потребление электроэнергии от сетей составляет 0,17–0,20 дол./кВт·ч). Владелец ВЭУ за сданную в это время электроэнергию получает от государства только 0,095 дол./кВт·ч).

Тариф на электроэнергию для промышленных потребителей и прочих субъектов хозяйствования республики без учета НДС в 2006 г. составлял 195 руб./кВт·ч). С учетом НДС 18 % это будет 0,105 дол./кВт·ч). При рентабельности передающей энергосистемы 30%-й тариф на электроэнергию у производителей должен быть 0,082 дол./кВт·ч). С учетом названных преимуществ ветроэнергетики и стимулирующей политики государства тариф может быть повышен на величину, равную ставке НДС. Он составляет те же 0,095 дол./кВт·ч).

В настоящем исследовании из-за неопределенности источников финансирования стимулирующего тарифа в Беларуси расчеты были выполнены для двух значений тарифа на электроэнергию 0,095 и 0,06 дол./кВт·ч). При тарифе 0,06 дол./кВт·ч) экономический эффект от внедрения ВЭУ снижается пропорционально уменьшению тарифа, а срок окупаемости соответственно возрастает; Z – годовые эксплуатационные затраты, приняты в пределах 20 %, или 0,2 относительных единиц (о. е.), и включают:

- издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт, 10 % стоимости ВЭУ, деленные на срок эксплуатации в 25 лет;
- отчисления на погашение процентной ставки за кредит, 10 % от стоимости ВЭУ, деленные на срок эксплуатации в 25 лет;
- отчисления за эксплуатацию электросетей в размере 6 % годового дохода продаж электроэнергии;
- государственные отчисления (налоги) в размере 10–15 % годового дохода продаж электроэнергии.

Величина K_i – коэффициента использования номинальной мощности установки – неоднозначна. Она зависит от среднегодовой скорости ветра на площадке под ВЭУ, высоты опоры ВЭУ, расчетной скорости ветра, принятой при проектировании ВЭУ и определяющей номинальный режим работы электрогенератора внедряемой установки.

Номинальная мощность установки при расчетной скорости ветра

$$P_n = C_p \rho S_0 \frac{V_p^3}{2},$$

где C_p – коэффициент использования мощности ветрового потока; ρ – плотность воздуха; S_0 – ометаемая площадь ветроколеса.

Количество выработанной за год электроэнергии определится исходя из того, что мощность P_i развивается установкой при скорости ветра V_i в течение Δt_i , ч, в году. При скорости ветра менее 3 м/с ветроэнергетическая установка отключается. При скорости от 3 м/с до расчетной величины скорости ветра V_p развиваемая мощность возрастает пропорционально кубу скорости ветра, а при скорости ветра от V_p и до 25 м/с установка развивает номинальную мощность. При скорости ветра более 25 м/с она отключается.

Коэффициент использования номинальной мощности установки равен отношению выработанной за год электроэнергии W к электроэнергии, которая могла бы быть выработана при номинальной мощности:

$$K_i = \frac{W}{P_n \cdot 8760} = \sum_{V_i=3}^{V_i < V_p} \left(\frac{V_i}{V_p} \right)^3 \Delta t_{i^*} + \sum_{V_i=V_p}^{25} \Delta t_{i^*}.$$

Здесь Δt_{i^*} – временной интервал в относительных единицах по отношению к 8760 ч (год), в течение которого скорость ветра равна V_i . Он равен вероятности, с которой ветер такой интенсивности дует в течение года.

Функция распределения вероятности скорости ветра Φ_{V_i} выражается распределением Рэлея, которое получается из формулы Вейбулла при значениях параметра $k = 2$ и параметра c , равного среднегодовой скорости ветра V_{cp} , и которое обеспечивает хорошее соответствие экспериментальным данным:

$$\Phi_{V_i} = \frac{2V_i}{V_{cp}^2} \exp \left[- \left(\frac{V_i}{V_{cp}} \right)^2 \right].$$

Временной интервал Δt_{i^*} в относительных единицах составляет

$$\Delta t_{i^*} = \frac{\Delta t_i}{8760} = \frac{\Phi_{V_i}}{\sum_{V_j=0}^{\infty} \Phi_{V_j}}.$$

Среднегодовая скорость ветра V_{cp} на высоте установки ветродвигателя h определяется по известной формуле, в которую входят стандартная скорость ветра V_{10} , измеренная на высоте 10 м от поверхности Земли, и параметр b , значение которого для открытой местности $b = 0,14$. Величина b изменяется в зависимости от закрытости местности, времени суток, времени года

$$V_{cp} = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^b.$$

Капитальные удельные затраты на 1 кВт установленной мощности ВЭУ в зависимости от высоты мачты и принятой расчетной скорости можно оценить как

$$C_k = 1000 \cdot \left[\frac{3}{4} + \frac{1}{4} \cdot \frac{h}{70} \right] \left[\frac{1}{4} + \frac{3}{4} \left(\frac{12}{V_p} \right)^{1,875} \right],$$

где за базисную ветроэнергетическую установку принята ВЭУ, спроектированная на среднегодовую скорость ветра 8 м/с, расчетную скорость ветра 12 м/с и высоту опоры 70 м, стоимость которой составляет 1000 дол. за 1 кВт установленной мощности. Затраты на ВЭУ, рассчитываемые на другие среднегодовую скорость ветра, расчетную скорость ветра и высоту опоры, определяются, исходя из того, что:

- стоимость опоры составляет 1/4 стоимости установки и возрастает пропорционально ее высоте и в зависимости от скорости ветра;
- стоимость самого ветродвигателя с электрогенератором и редуктором изменяется пропорционально номинальному вращающему моменту в степени 3/4;
- радиус ветроколеса в зависимости от расчетной скорости ветра определяется

$$R = \left(\frac{P_{\text{ном}}}{0,5\pi C_p \rho V_p^3} \right)^{0,5};$$

- номинальная частота вращения ВЭУ в зависимости от радиуса ветроколеса и расчетной скорости ветра

$$\omega_{\text{ном}} = \frac{Z_{\text{опт}}}{R} V_p;$$

- номинальный вращающий момент ВЭУ в зависимости от расчетной скорости ветра

$$M_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega_{\text{ном}}} = K V_p^{-2,5};$$

- масса активных материалов и стоимость ветродвигателя с электрогенератором и редуктором принимаются пропорциональными величине номинального вращающего момента в степени 3/4. Она пропорциональна

$$C_k \equiv M_{\text{ном}}^{0,75} \equiv V_p^{-2,5 \cdot 0,75} \equiv V_p^{-1,875}.$$

На основании приведенных соотношений по заданным значениям среднегодовой и расчетной скоростей ветра, м/с, тарифа на электроэнергию, дол./(кВт·ч), капитальных удельных затрат на ВЭУ, дол./кВт, номинальной мощности ВЭС, кВт, эксплуатационных затрат, о. е., определялись значения: коэффициента использования номинальной мощности (табл. 1), зависимость капитальных удельных затрат на ВЭУ от расчетной скорости ветра и высоты установки: 1 – $h = 110$ м, 2 – $h = 70$ м и зависимость срока окупаемости ВЭУ от расчетной скорости ветра при тарифе на электроэнергию 0,095 дол./(кВт·ч): 0 – $V_{\text{ср}} = 8$ м/с, $h = 70$ м; 1 – $V_{\text{ср}} = 6$ м/с, $h = 110$ м; 2 – $V_{\text{ср}} = 6$ м/с, $h = 70$ м; 3 – $V_{\text{ср}} = 5,5$ м/с, $h = 110$ м; 4 – $V_{\text{ср}} = 5,5$ м/с, $h = 70$ м (рис. 1).

Таблица 1

Коэффициент использования номинальной мощности

Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	Высота мачты, м	Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с				
		7,0	9,0	11,0	13,0	15,0
8	50	0,0762	0,66	0,545	0,432	0,332
	70	0,799	0,711	0,601	0,485	0,377
	90	0,831	0,755	0,648	0,529	0,415
	110	0,858	0,792	0,690	0,568	0,448
7	50	0,7	0,58	0,452	0,337	0,244
	70	0,743	0,633	0,504	0,381	0,279
	90	0,778	0,678	0,549	0,419	0,309
	110	0,809	0,717	0,588	0,453	0,335
6	50	0,615	0,474	0,341	0,236	0,162
	70	0,661	0,526	0,386	0,270	0,186
	90	0,700	0,570	0,424	0,298	0,206
	110	0,734	0,608	0,457	0,323	0,224
5,5	50	0,559	0,412	0,282	0,187	0,126
	70	0,607	0,460	0,320	0,215	0,144
	90	0,647	0,502	0,353	0,238	0,160
	110	0,682	0,538	0,382	0,258	0,174
5	50	0,494	0,343	0,222	0,142	0,094
	70	0,542	0,387	0,254	0,164	0,108
	90	0,581	0,424	0,281	0,182	0,120
	110	0,616	0,456	0,305	0,197	0,131
4,5	50	0,419	0,271	0,165	0,103	0,067
	70	0,460	0,310	0,190	0,120	0,080
	90	0,501	0,339	0,211	0,132	0,086
	110	0,535	0,366	0,229	0,143	0,094

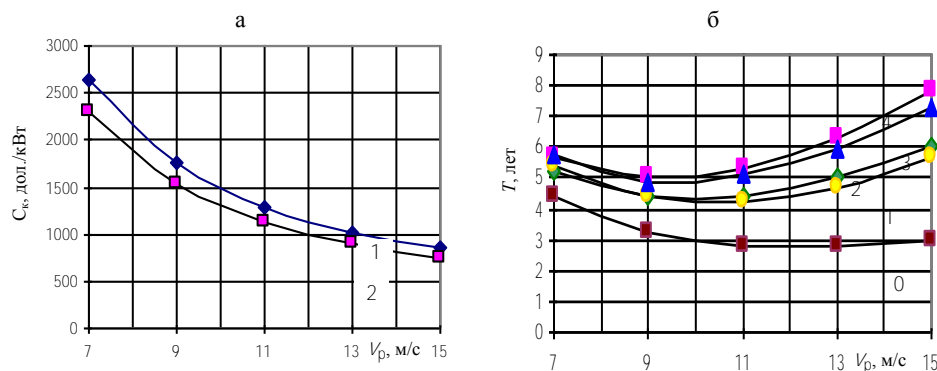


Рис. 1. Зависимости: а – капитальных удельных затрат C_k от расчетной скорости ветра V_p и высоты установки; б – срока окупаемости T от расчетной скорости ветра V_p при тарифе на электроэнергию 0,095 дол./кВт·ч

В табл. 2. представлены расчеты вариантов ВЭС для площадок со среднегодовыми скоростями ветра 4,8–6 м/с при высоте установки от 70 до 110 м.

Таблица 2

**Варианты ВЭС для площадок со среднегодовыми скоростями ветра 4,8–6 м/с
при высоте установки 70 и 110 м**

Наименование	Вариант ВЭС						
	0	1	2	3	4	5	6
Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	8,0	6,0	6,0	5,5	5,5	5,0	4,8
Высота мачты, м	70	70	110	70	110	110	110
Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с	12,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Коэффициент использования номинальной мощности	0,54	0,39	0,46	0,32	0,38	0,31	0,27
Капитальные удельные затраты на ВЭУ, дол./кВт	1000	1133	1295	1133	1295	1295	1295
Тариф на электроэнергию, дол./(кВт·ч)	0,06 0,095	0,06 0,095	0,06 0,095	0,06 0,095	0,06 0,095	0,06 0,095	0,06 0,095
Эксплуатационные затраты, о. е.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Количество ВЭУ в ВЭС	1	1	1	1	1	1	1
Номинальная мощность ВЭС, кВт	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Среднегодовая скорость ветра на высоте установки, м/с	10,5	7,9	8,4	7,2	7,7	6,99	6,71
Капитальные затраты, млн дол.	1,5	1,7	1,9	1,7	1,9	1,94	1,94
Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	7,1	5,1	6,0	4,2	5,0	4,00	3,60
Годовой экономический эффект при тарифе 0,06 дол./(кВт·ч), млн дол.	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,19	0,17
Срок окупаемости при тарифе 0,06 дол./(кВт·ч), лет	4,4	7,0	6,7	8,4	8,1	10,1	11,2
Срок окупаемости при тарифе 0,095 дол./(кВт·ч), лет	2,8	4,4	4,3	5,3	5,1	6,4	7,1

На основании табл.1 и 2, рис. 1 следует, что:

- капитальные затраты на ВЭУ возрастают с увеличением высоты установки и уменьшением расчетной скорости ветра агрегата;
- при определенной среднегодовой скорости ветра для данной местности существует оптимальное значение расчетной скорости ветра. При этом значении срок окупаемости ВЭУ имеет минимальное значение; оптимальные значения расчетной скорости ветра составляют 12–14 м/с – при среднегодовой скорости 8 м/с, 10–11 м/с – при 6 м/с, 9–10 м/с – при 5,5 м/с;
- в условиях континентального базирования для зон со средними и низкими скоростями ветра минимальная среднегодовая скорость ветра, при которой внедрение ветроэнергетических установок экономически целесообразно при тарифе на электроэнергию 0,06 дол./(кВт·ч) и стоимости оборудования 1100–1300 дол./кВт, – 5,5 м/с;
- в условиях континентального базирования для зон со средними и низкими скоростями ветра минимальная среднегодовая скорость ветра, при которой внедрение ветроэнергетических установок экономически целесообразно при тарифе на электроэнергию 0,095 дол./(кВт·ч) и стоимости оборудования 1100–1300 дол./кВт, – 4,8–5,0 м/с;
- в условиях континентального базирования для зон со средними и низкими скоростями ветра целесообразно внедрение ВЭУ с высотой установ-

ки не менее 70 м и расчетной скоростью ветра не более 11 м/с, поскольку ВЭУ с расчетной скоростью ветра менее 11 м/с не выпускаются промышленностью, следует выбирать ВЭУ с расчетной скоростью 11 м/с;

- при высоте установки 70–110 м коэффициент использования номинальной мощности равен 0,32–0,457, капитальные затраты – 1100–1300 дол./кВт и срок окупаемости – менее 8 лет. Вариант с высотой установки 110 м является предпочтительным, так как обеспечивает наибольшую выработку электроэнергии.

Ветроэнергетика – будущее белорусской энергетики. Анализ ветровых условий Беларуси показывает, что среднегодовые фоновые скорости ветра не превышают 4,4 м/с. Однако в ряде местностей и отдельных точках на холмах, возвышающихся над плато всего на 30–40 м, особенно в Минской, Гродненской, Витебской областях, отмечаются более высокие скорости ветра – 4,8–6 м/с и выше. Такие площадки перспективны для внедрения ветроэнергетических установок.

В целом исследователи [5] указывают на 1800–2000 площадок на территории Беларуси со среднегодовыми скоростями ветра от 4,8 до 6 м/с и выше. На самом деле их значительно больше. Только в Минской области насчитывается около 750 таких площадок, причем на многих из них достаточно места для расположения двух, трех и более ветроагрегатов.

Расчеты показывают технико-экономическую целесообразность строительства ветроэлектростанций на территории Минской, Гродненской, Витебской и других областей на площадках со среднегодовыми скоростями ветра 4,8–6 м/с и выше.

Если на перспективных площадках установить только по одной ВЭУ мощностью 1500 кВт (при расчетной скорости ветра 11 м/с и высоте установки 110 м), то возможная выработка электроэнергии составит

$$W = 1500 \cdot 1800 \cdot 0,305 \cdot 8760 = 7,2 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

а срок окупаемости при тарифе на электроэнергию 0,095 дол./кВт·ч)

$$T = \frac{1300}{(1-0,2) \cdot 0,095 \cdot 0,305 \cdot 8760} = 6,4 \text{ года},$$

где 0,305 – коэффициент использования номинальной мощности при среднегодовой скорости ветра на этих площадках 5 м/с (табл. 1).

При тарифе на электроэнергию 0,06 дол./кВт·ч и использовании только площадок со среднегодовой скоростью ветра не менее 5,5 м/с (900 площадок) выработка электроэнергии составит

$$W = 1500 \cdot 900 \cdot 0,382 \cdot 8760 = 4,5 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год},$$

а срок окупаемости не более

$$T = \frac{1300}{(1-0,2) \cdot 0,06 \cdot 0,382 \cdot 8760} = 8 \text{ лет},$$

где 0,382 – коэффициент использования.

Для сравнения: капитальные затраты на строительство атомной электростанции составляют от 1500 до 2500 дол. на 1 кВт установленной мощ-

ности. Эксплуатационные затраты АЭС включают: потребление электроэнергии на собственные нужды станции, издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт, отчисления на погашение процентной ставки за кредит, отчисления за эксплуатацию электросетей, государственные отчисления, затраты на закупку ядерного топлива и захоронение радиоактивных отходов, что составляет 30–35 % стоимости выработанной электроэнергии. При тарифе на покупку электроэнергии у производителей 0,0475 дол. за 1 кВт·ч и коэффициенте использования номинальной мощности 0,7 срок окупаемости АЭС на основании (1) составит

$$T = \frac{2500}{(1-0,3) \cdot 0,0475 \cdot 0,7 \cdot 8760} = 12,2 \text{ года.}$$

Таким образом, ветроэнергетика в Беларуси по своим технико-экономическим показателям предпочтительнее ядерной энергетики. Однако возможная выработка электроэнергии с помощью окупаемых ВЭУ пока ограничена 10–20 % потребности страны. Наиболее выгодным вариантом первоочередного строительства ВЭС по срокам окупаемости и выработке электроэнергии являются варианты расположения ВЭС на максимальных высотах со среднегодовой скоростью ветра 6 м/с и выше. Такие условия обеспечиваются не менее чем на 10 % названных выше перспективных площадках на высоте:

- 217 м – у деревни Пасынки Мядельского района Минской области;
- 342 м – Лысая Гора Логойского района;
- 330 м – у деревни Пунище Логойского района;
- 342 м – у деревни Глушинцы Дзержинского района;
- 320 м – у деревни Янковцы Дзержинского района;
- 308 м – у деревни Клюи Минского района;
- 320 м – у деревни Милидовщина Сморгонского района Гродненской области;
- 323 м у деревни Пуцевичи Новогрудского района;
- 297 м – у деревни Городок Лиозненского района Витебской области и др.

При выборе типа ветроэнергетической установки для ВЭС в климатических условиях Беларуси следует учитывать следующие требования:

ВЭУ 1500 кВт имеет серьезные технико-экономические преимущества перед менее мощными установками – меньшие относительные эксплуатационные затраты и затраты на создание инфраструктуры, обеспечивает более эффективное использование ветрового потока, особенно с увеличением высоты мачты до 110 м;

целесообразен выбор ВЭУ с асинхронным генератором двойного питания или с короткозамкнутым асинхронным генератором;

предпочтительно соединение ВЭУ с сетью через статический преобразователь частоты, который обеспечивает возможность работы ВЭУ с переменной частотой вращения и упрощает пусковые процессы;

целесообразен выбор ВЭУ с расчетной скоростью ветра 11 м/с и ниже, высотой опоры 110 м. Наиболее подходящим вариантом ВЭУ является Nordex S77-1,5 МВт континентального базирования для зон со средними и низкими скоростями ветра. ВЭУ имеет увеличенный диаметр ротора

(77 м). Расчетная скорость ветра – 11,1 м/с. Установка оснащена современной системой управления. Асинхронный генератор двойного питания с воздушным охлаждением и редукторным приводом обеспечивает работу установки при переменной частоте вращения ротора с непосредственным присоединением к сети. Мощность – 1500 кВт, частота вращения – 1000–1800 об/мин, напряжение – 690 В. При низких скоростях ветра ветродвигатель работает с постоянным шагом и переменной частотой вращения ветроколеса, при высоких – с переменным шагом лопастей и постоянной мощностью. Устанавливается на металлической или железобетонной мачте. Высота установки – 61,5–110 м. Коробка передач – трехскоростная, малощумная. Установка снабжена современной системой молниезащиты. Уровень шума в непосредственной близости – 72,0 дБ, на расстоянии 500 м – 35 дБ.

При проектировании ВЭС следует предусмотреть возможность ее расширения и соответственно выбирать элементы электрической схемы связи с энергосистемой.

В настоящее время происходит перевооружение мировой ветроэнергетики. ВЭУ мощностью менее 1 МВт заменяются установками мегаваттного класса 1000–1500 кВт в ВЭС континентального базирования и установками 2000–5000 кВт в ВЭС морского и берегового базирования. Соответственно основные фирмы – производители ВЭУ изменили номенклатуру продукции, отказались от выпуска ВЭУ средней и большой мощностей и перешли на выпуск сверхмощных установок. Расширился выпуск установок мощностью 1000–1500 кВт для зон со средними и слабыми ветрами. ВЭУ, предназначенные для зон со слабыми ветрами, выполняются с увеличенными диаметром ротора и высотой мачты по сравнению с установками, предназначенными для зон с сильными и средними ветрами. Демонтируемые установки выставляются на продажу в другие страны с развивающейся ветроэнергетикой по пониженным ценам. Внедрение таких установок в этих странах станет дополнительным тормозом в развитии их энергетики, особенно с учетом ограниченного пространства, годного для строительства ветроэлектростанций. Не следует внедрять ветроэнергетические установки мощностью менее 1 МВт, демонтируемые в европейских странах в связи с техническим перевооружением мировой ветроэнергетики и предлагаемые на рынке ветроэнергетики. Оценочные расчеты показывают, что затраты на демонтаж, транспортировку и последующий монтаж таких ВЭУ перекрывают более низкую их стоимость за 1 кВт установленной мощности. Следует внедрять только современные ВЭУ мощностью 1000–1500 кВт континентального базирования.

При проектировании ВЭС также должно быть учтено наличие построек, хозяйственных или других объектов на территории площадок или вблизи, наличие лесных массивов, кустарника, крупных водоемов, наличие в радиусе 10 км линий электропередачи ЛЭП 6, 10, 35, 110 кВ и проверены возможность подключения ВЭУ 1500 кВт и необходимость реконструкции действующей ЛЭП.

Окончательное решение о строительстве и конструктивных особенностях ВЭС на основании технико-экономического обоснования может быть принято после проведения проектно-изыскательских работ с выполнением контрольных измерений ветрового режима на предполагаемых площадках

специализированной метеорологической службой. При проектировании ВЭС необходимо учитывать неравномерность распределения скорости ветра по годам с циклом изменений в несколько лет, которая может стать причиной неравномерной выработки электроэнергии ВЭС. Эта неравномерность сглаживается в течение срока службы ВЭУ.

ВЫВОДЫ

1. Внедрение ветроэнергетики в Беларуси целесообразно и необходимо независимо от решения вопроса о строительстве атомной электростанции.

2. Экономически целесообразно внедрение ветроэнергетических установок со сроками окупаемости до 8 лет. Такой срок окупаемости при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,095 дол./(кВт·ч) обеспечивается при внедрении ВЭУ на площадках со среднегодовыми скоростями ветра от 4,8–5,0 до 6 м/с и выше, на холмах, возвышающихся над плато на 20–30 м и более. При тарифе 0,06 дол./(кВт·ч) внедрение ВЭУ экономически оправдано для площадок со среднегодовыми скоростями ветра 5,5 м/с и выше.

3. Экономически целесообразно внедрение в Беларуси ветроэнергетических установок, спроектированных на расчетные скорости ветра 9–11 м/с, высотой 70–110 м. Предпочтение следует отдать опорам высотой 110 м.

4. Следует внедрять только современные ВЭУ мощностью 1000–1500 кВт континентального базирования. Не следует внедрять ветроэнергетические установки мощностью менее 1 МВт, особенно установки, демонтируемые в европейских странах в связи с техническим перевооружением мировой ветроэнергетики и предлагаемые на рынке ветроэнергетики.

5. Возможная выработка электроэнергии с помощью окупаемых ВЭУ со сроком окупаемости менее 8 лет при ценах на оборудование и тарифах на электроэнергию 2006 г. с учетом стимулирующих коэффициентов может составить до 20 % собственного электропотребления страны. По мере роста цен на энергоносители и электроэнергию выгодность внедрения ветроэнергетики будет распространяться на территории с более низкими скоростями ветра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Т в а й д е л л, Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А. Уэйр. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 391 с.
2. Ш е ф т е р, Я. И. Использование энергии ветра / Я. И. Шефтер. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 180 с.
3. О л е ш к е в и ч, М. М. Нетрадиционные источники энергии: учеб.-метод. пособие для студ. вузов / М. М. Олешкевич, Ю. А. Лосюк. – Минск: БГПА, 2001. – 128 с.
4. О л е ш к е в и ч, М. М. Перспективы ветроэнергетики в Беларуси / М. М. Олешкевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1999. – № 1. – С. 12–18.
5. Л а в р е н т ь е в, Н. А. Развитие белорусской ветроэнергетики. Опыт Занарочи / Н. А. Лаврентьев, Д. Д. Жуков // Энергия и ТЭК. – 2004. – № 8. – С. 43–45.
6. О р а з в и т и и малой и нетрадиционной энергетики: постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24.04.1997 № 400; с изм. и доп. 28 февр. 2002 г. № 288. – Минск, 2002. – 2 с.
7. О п о р я д к е формирования тарифов на электроэнергию, покупаемую у объектов малой и нетрадиционной энергетики: постановление Совета Министров Республики Беларусь от 22.05.1997 № 45. – Минск, 1997. – 2 с.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 10.01.2007