



А.Я. Микитченко

МАЛАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА ДЛЯ ОРЕНБУРЖЬЯ

Тарифы на электроэнергию постоянно возрастают, что делает создание нетрадиционных источников энергии эффективным. В работе исследуется возможность получения электроэнергии с использованием ветроустановок небольшой мощности в условиях Оренбуржья. Доказывается возможность создания установки мощностью до 50 кВт, работающей параллельно с сетью с оптимальным управлением, обеспечивающим отдачу максимальной мощности при различных скоростях ветра.

На сегодняшний день при стоимости энергии для населения 18 копеек за 1 кВт·ч оренбуржец платит по 54 рубля за каждые 300 кВт·ч. Для производства стоимость еще выше. Кое-где, например, в Приморье- достигает 4х рублей за 1 кВт·ч. это естественно отражается на стоимости выпускаемой продукции, делает ее неконкурентоспособной, и, в конечном итоге, - в квадрате ложится на плечи потребителей, т.е. нас с Вами. Причем в последнее время РАО ЕЭС заявляет, что электрооборудование энергосистемы настолько изношено, что обеспечить его работоспособность через 1-2 года можно только раздробив и продав её по частям частным инвесторам. Иностранцы же инвесторы, узнавая тарифы на нашу электроэнергию заявляют, что согласны выкупить эти части только подняв стоимость в 10 или более раз. Причем российский производитель и потребитель вынуждены понуро соглашаться с этим произволом, так как альтернатив как бы нет.

В этих условиях для нашей области, в которой почти постоянно дуют ветры, очень перспективным может оказаться развитие малой ветроэнергетики.

Согласно данным [1] многолетних наблюдений метеостанций г. Оренбурга, гистограмма которых представлена на рис.1, средняя месячная скорость ветра по месяцам в течение года колеблется от 3,6 до 5,1 м/с. Среднегодная скорость ветра составляет 4,3 м/с.

Проанализируем, что может дать такой ветер с точки зрения энергетики [2]. Как известно, кинетическая энергия движущегося тела

$$W = \frac{mV^2}{2}, \quad (1)$$

где V – скорость ветра, м/с.

В качестве массы тела здесь необходимо взять массу объема воздуха, проходящего через площадь, которую описывают лопасти ветрового колеса S (считаемая площадь) в единицу времени. т.е.

$$m = \rho SV, \quad (2)$$

где ρ – плотность воздуха, $1,224 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Тогда исходное выражение принимает вид

$$W = \frac{\rho SV^3}{2}. \quad (3)$$

Это величина энергии в единицу времени, по сути мощность.

Следует отметить, что не вся эта мощность может быть снята со “считаемой площади”, и дело здесь в конструкции ветродвигателя- для которого характерно такое понятие как коэффициент использования ветра, вполне аналогичное понятию коэффициента полезного действия. Так вот, для лучших конструкций и режимов коэффициент использования ξ [о.е.] не может превышать 0,4. Тогда выражение для определения реальной мощности P , которая может быть снята с ветродвигателя, примет вид

$$P = \frac{\xi \rho SV^3}{2}. \quad (4)$$

Это выражение основа ветроэнергетики. Его можно использовать, например, для того, чтобы оценить соотношения между размерами ветродвигателя и той мощностью, которую он способен отдать.

Такие зависимости, полученные с помощью (4) для среднегодовой скорости ветра 4,3 м/с представлены на рис.2.

Из графиков видно, что если бы удалось поддерживать коэффициент использования ветродвигателя на постоянном максимальном уровне $\xi=0,4$, то среднегодовую мощность в 20 кВт можно было бы снимать с площади 1000 м². т.е. примерно 30м × 30м- что в 2 раза меньше самых больших из известных в настоящее время работающих установок. Ну, а мощность в 10-15 кВт можно было бы снимать с "ветряков", размеры которых не превышали бы крыльчаток обычных ветряных мельниц.

Рассмотрим основные типы ветродвигателей [3] (рис.3). Во всех случаях это машины вращения. В зависимости от положения оси вращения различают два основных типа: вертикальные (1 и 6) и горизонтальные (2...5). Вертикальные, или карусельные, в свою очередь подразделяют на лопастные (1) и ортогональные (6). Горизонтальные еще называют крыльчатками. Технические характеристики ветродвигателей представлены на рис.4 [3]. По горизонтальной оси на графиках откладывается относительная линейная скорость $\frac{V}{V_0}$, где ω -угловая частота вращения [1/с], R-радиус лопасти [м], V- скорость ветра [м/с]. Вниз по вертикали откладывается относительный вращающий момент на валу M/M_0 , где M- момент на валу [Н·м], M₀- базовый момент. Вверх- коэффициент использования, или относительная мощность, снимаемая с вала электродвигателя

$$\xi = \frac{M\omega}{\rho S V^3} \quad (5)$$

(по отношению к мощности ветра через "сметаемую площадь") .

Проанализируем эти зависимости. Бросается в глаза то, что с уменьшением количества лопастей увеличивается относительная максимальная скорость вращения крыльчатых ветродвигателей. Поэтому максимальные коэффициенты использования сохраняются для них на неизменном уровне, около значения $\xi_m=0,4$.

При одинаковом количестве лопастей крыльчатые (4 на рис.4) и ортогональные (6) ветродвигатели имеют одинаковые скорости вращения холостого хода. Вертикальные ветродвигатели располагаются как бы по границам использования крыльчатых двигателей по скорости вращения (1 и 6). Карусельные лопастные (1) имеют совершенно идентичные характеристики с многолопастными крыльчатками (2). Однако, что особенно важно, максимальный коэффициент использования верти-

кальных двигателей в два раза меньше $\xi_m \approx 0,2$ (1;6), чем у горизонтальных крыльчатых. Так как в выражение (5) для ξ площадь S входит в первой степени, то при одинаковых ветре и мощностях на валу требуемая "сметаемая площадь" для вертикальных двигателей в два раза больше (см. рис.2).

Бесспорным преимуществом вертикальных устройств над горизонтальными является отсутствие специальных стабилизаторов, разворачивающих ось вращения по направлению ветра. Кроме того, нет необходимости возводить специальную башню, на которую необходимо поднять горизонтальную ось вращения и высота которой должна быть к тому же выше длины лопасти.

Однако при небольших скоростях ветров, как в Оренбурге, предпочтение все-таки следует отдать устройствам у которых требуемая "сметаемая площадь" меньше- т.е. ветродвигателям с горизонтальной осью.

Причем, поскольку максимальный коэффициент использования для всех крыльчатых двигателей одинаков, то на первый взгляд желательно выбрать "крыльчатку" с большим количеством лопастей, т.к. в этом случае пусковой момент больше и ветродвигатель приводится в движение самостоятельно.

Но в то же время при большом количестве лопастей максимальная скорость относительно невелика. Она может оказаться значительно меньшей, чем требуемая частота вращения электрогенератора. Возникает потребность в установке редуктора для согласования скоростей вращения ветродвигателя и электрогенератора- как следствие 10-20% потерь мощности при передаче.

Самый главный вывод из анализа характеристик на рис.4: максимальный коэффициент использования ветродвигателей имеет место на серединах механических характеристикам, где произведение момента на частоту вращения максимально. На рис.5 представлены механические характеристики $M^*(V^*)$ разной конфигурации в относительных величинах. Здесь кривые 1 соответствуют многолопастной крыльчатке. Максимальный коэффициент использования для нее

$$\xi_m \equiv \frac{V_0^*}{2} \cdot \frac{M_m}{2} \quad (6)$$

С уменьшением количества лопастей до четырех (кривые 2) пусковой момент падает, но максимальные значения коэффициента использования практически сохраняются. Для 3х и 2х лопастных крыльчаток (кривые 3) пусковой момент вообще отсутствует, однако и в этом случае максимум коэффициента использования также сохраняется. Во всех слу-

чаях максимум коэффициента использования имеет место примерно при половинной скорости холостого хода.

Отсюда простой способ получения максимальной мощности, отводимой с вала ветродвигателя. Нужно нагрузить его так, чтобы скорость вращения была вдвое меньше скорости холостого хода. Ниже мы покажем, что при изменении скорости ветра можно сохранять это соотношение. В этом случае мы сможем обеспечить оптимальное управление в смысле отвода максимальной мощности.

Поскольку скорость вращения ветродвигателя и, следовательно, электрогенератора может в процессе работы меняться, то при использовании электрогенераторов переменного тока необходимо уделять серьезное внимание как стабилизации уровня напряжения, так и (главным образом) стабилизации частоты. В полностью автономных установках - это сложнейшая задача, усложняющая устройство настолько, что увеличивая стоимость агрегата делает его ненадежным, а выработку энергии абсолютно нерентабельной. Поэтому такие установки и "не живут". Мы предлагаем такую концепцию, когда ветроагрегат работает параллельно с сетью, разгружая ее, причем тем больше, чем больше ветровые нагрузки. При такой концепции задача в стабилизации частоты вырабатываемой энергии полностью снимается, т.к. эту задачу способна решить энергосистема (сеть). Кроме того, в качестве генератора может быть использована не редкая синхронная, а самая простая, надежная асинхронная машина. Эта машина обладает удивительным свойством: если частота поля статора ее неизменна, то ротор может вращаться с любой скоростью, все электромагнитные процессы в зазоре, т.е. процессы электромеханического преобразования, будут происходить с частотой статора. Статор при этом должен потреблять реактивную мощность намагничивания. Источником этой мощности может быть сеть. Стоимость реактивной мощности, за которую, например, платят предприятия, на два-три порядка ниже активной. В быту за нее вообще платить не принято.

При увеличении скорости ротора выше скорости поля статора асинхронная машина переходит в генераторный режим. При этом появляется тормозной момент, который уравновешивает момент, развиваемый ветродвигателем. Вырабатываемая при этом активная энергия отдается в сеть и потребителям, подключенным к этой сети. Частота независимо от скорости ротора (ветродвигателя) равна частоте сети. Напряжение при мощной сети (малое полное сопротивление короткого замыкания) практически не изменяются. Если скорость ротора ниже скорости вращения поля статора, то асинхронная машина перейдет в режим двигателя, а вет-

родвигатель превратится в вентилятор. Энергия будет потребляться из сети. Однако этот режим бесполезен, он может быть использован для запуска малоллопастного (с двумя-тремя лопастями) ветродвигателя до выхода в сверхсинхронный режим. Таким образом, в такой простейшей конфигурации ветроагрегат способен отдавать активную мощность только при скоростях ротора, превышающих синхронную.

Желание работать при любых скоростях ветра приводит нас к необходимости устройства, которое следует установить между асинхронной машиной (в общем случае может быть и синхронная) и сетью. Задача его - согласовывать рабочие частоты машины и сети. Устройства эти широко известны - это преобразователи частоты (ПЧ). Правда годятся не все, а лишь те из них, которые способны обеспечивать инвертирование энергии, например преобразователи с непосредственной связью (НПЧ) или со звеном постоянного тока на базе автономного источника тока (ПЧ с АИТ). Более предпочтительными являются НПЧ, т.к. используют однократное преобразование энергии и имеют более высокий к.п.д. Это очень важно для ветроэнергетических установок, т.к. мощность их относительно невелика - как мы выяснили в лучшем случае несколько десятков киловатт, а многократное преобразование из-за значительных потерь сводит почти "на нет" всю привлекательность этого способа получения "дармовой" энергии.

Однако это еще не весь набор компонентов. Поскольку любой полупроводниковый преобразователь, и ПЧ - в том числе, является мощным генератором высших гармоник, то для ослабления их влияния на сеть и приборы потребителей необходимо предусмотреть еще и фильтрокомпенсирующее устройство (ФКУ), состоящее из конденсаторов и индуктивностей, настроенное обычно на 5ую и 7ую гармоники по отношению к частоте сети. Кроме облагораживания сети ФКУ может решить еще одну задачу - перевести в случае необходимости энергоустановку в автономный режим (однако эта задача требует отдельного детального рассмотрения). Теперь, наконец, мы можем обратиться к функциональной схеме ветроэнергоустановки, отражающей нашу концепцию использования ее совместно с сетью (рис.6).

Малоллопастной крыльчатый ветродвигатель ВД через облегченный редуктор (или без него) приводит во вращение многополюсный (имеющий низкую скорость вращения) асинхронный генератор АГ. Асинхронная машина подключена к выходным клеммам непосредственного преобразователя частоты НПЧ, получающего питание от сети. В точку подключения НПЧ к сети подключено и фильтрокомпенсирующее устройство ФКУ для улучшения

качества энергии в сети. Оптимальное управление преобразователем частоты осуществляется от малого ветродвигателя МВД, вращающегося со скоростью холостого хода (скоростью ветра) ω_0 , через тахогенератор ТГ и задатчик З, обеспечивающий задание НПЧ на половинное значение скорости холостого хода ВД. При этом частота напряжения в сети всегда постоянная, равна 50 Гц, а частота питания асинхронной машины АГ всегда пропорциональна половине приведенной угловой скорости ветра. Это обстоятельство позволяет автоматически "ловить ветер", т.е. следить за его скоростью, обеспечивая генераторный режим и максимум энергоотдачи при любых скоростях.

Если ветроагрегат не работает, то потребители (их счетчики обозначены $P_1, P_2 \dots P_n$) получают энергию из сети через общие счетчики W_1 и W_2 , контролирующие суммарные потоки энергии в сети и в домоуправлении соответственно. При этом показания W_1 и W_2 одинаковы. Если ветроагрегат в работе, то он покрывает полностью или частично (в зависимости от скорости ветра) расход энергии потребителями. Недостающая часть обеспечивается сетью. На счетчиках появляется разность $\Delta W = W_1 - W_2$. Потребители оплачивают

по счетчику $W_2 = \sum_1^n P_i$. Домоуправление

рассчитывается с энергосистемой по счетчику W_1 . Разница ΔW на первом этапе используется на покрытие капитальных затрат, а затем на эксплуатационные расходы по содержанию установки. Впоследствии, после покрытия капитальных затрат потребители оплачивают только амортизацию, а с энергосистемой рассчитываются по счетчику W_1 и своей доле P_i

из суммы $\sum_1^n P_i = W_2$, т.е. как бы по льготному

тарифу. Если потребление энергии невелико, а ветер сильный, то ветроустановка может отдавать энергию в энергосистему, а потребители смогут получать с энергосистемы оплату, если такая договоренность может быть достигнута.

Рассмотрим вопрос аналитического представления механических характеристик (МХ) ветроагрегатов. По крайней мере это несложно сделать для многолопастных крыльчаток. Воспользуемся выражением МХ центробежного вентилятора [4]

$$M_B = \Delta M_{\Sigma} + (M_{BH} - \Delta M_{\Sigma}) \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{ном}}\right)^2, \quad (7)$$

где ΔM_{Σ} – потери момента в подшипниках оси

вентилятора, M_B и M_{BH} – текущее и номинальное значения момента, ω и $\omega_{ном}$ – текущее и номинальное значения частоты вращения. График МХ представлен кривой 1 на рис.7. Теперь если представить, что ветер дует в ту же сторону куда направлен и поток воздуха от вентилятора, то при определенной его силе можно получить кривую 2, когда ветер полностью компенсирует потери в подшипниках и механическая характеристика будет проходить через начало координат. Если сила ветра далее увеличивается, то механические характеристики будут сдвигаться влево по оси абсцисс последовательно занимая положения 3 и 4. Очевидно, что при увеличении силы ветра F максимальный момент ветродвигателя увеличивается пропорционально силе ветра $M_{max} \equiv F$, так же увеличиваются моменты при любых частотах вращения $\omega_i = const$

$$M(\omega) \equiv F, \quad (8)$$

а частота вращения при любом $M_i = const$ и скорость холостого хода увеличиваются пропорционально корню квадратному

$$\omega_0 \equiv \sqrt{M_M} \equiv \sqrt{F}. \quad (9)$$

Исследуем возможность получения устойчивых режимов вращения ветродвигателя при различных силах ветра, при которых имеет место максимальный отбор мощности от крыльчатки. В установившемся режиме моменты, развиваемые ветродвигателем M_B и электрогенератором M , равны

$$M = M_B \quad (10)$$

и противоположно направлены. Зависимости этих моментов от скорости $M(\omega)$ и $M_B(\omega)$, представляют собой соответствующие механические характеристики. Если эти характеристики с разными знаками изобразить в одном квадранте, то точка их пересечения будет соответствовать установившемуся режиму. Например представим, что МХ с движущим моментом ветродвигателя располагается в левом верхнем (втором) квадранте (кривая 1 на рис.8). Здесь же обычно изображают механическую характеристику электрической машины в генераторном режиме (кривая 2). Изменяя частоту питания электрической машины f можно изменять положение скорости ее поля ω_{02} на оси ординат, т.е. смещать характеристику 2 по вертикали

$$\omega_{02} = \frac{2 \cdot \pi}{p} f, \quad (11)$$

где p – число пар полюсов машины.

В данном случае изображена характерис-

тика, для которой

$$\omega_{02} = \frac{\omega_{01}}{2}, \quad (12)$$

скорость установившейся работы

$$\omega_{уст1} \approx \omega_{02}, \quad (13)$$

а при такой скорости, как мы выяснили ранее, мощность, отдаваемая ветродвигателем близка к максимальной

$$P_{уст1,М} = M_{уст1} \cdot \omega_{уст1} \quad (14)$$

для данного ветр а.

При уменьшении силы ветра максимальный момент ветродвигателя $M_{в3,М}$ (кривая 3) и скорость холостого хода ω_{03} снижаются. Тогда снизив пропорционально скорости ветра частоту вращения поля генератора

$$\omega_{04} = \frac{\omega_{03}}{2}, \text{ получаем скорость установив-$$

шегося режима $\omega_{уст3} \approx \omega_{04}$, при которой мощность отдаваемая ветродвигателем $P_{уст3,М} = M_{уст3} \cdot \omega_{уст3}$ для данного ветра опять максимальна. Она меньше по абсолютной величине, чем в первом случае, но она максимальна для данной скорости ветра.

Таким образом, изменяя частоту напряжения, можно простыми средствами обеспечивать отбор максимально возможной для данного ветра мощности.

Рассмотрим вопрос выбора электрической машины. Для того чтобы максимально уменьшить потери преобразования следует облегчить редуктор или вообще исключить его. Поэтому желательно выбрать машину с большим числом пар полюсов, имеющую невысокую номинальную частоту вращения. Однако машины с числом полюсов 10 и более выпускаются на мощности 50 кВт и выше. Достаточно широкие отрезки серий выпускаются лишь для восьмиполюсных машин на синхронную частоту вращения 750 об/мин. При этом, чем меньше мощность электромашины, тем больше относительная величина потерь в ней и ниже к.п.д. (η). На рис.9 изображена зависимость к.п.д. для восьмиполюсных машин. Очевидно, что при мощностях менее 5 кВт использование электродвигателей вообще не целесообразно. Рациональный отрезок мощностей лежит в интервале 10-50 кВт. Причем. если конструкция ветроагрегата позволяет, то машину для генератора следует выбирать как можно больше, т.к. с увеличением мощности сечение проводов обмоток увеличивается, омические сопротивления их падают, пропорционально уменьшаются потери мощности.

На рис.10 в качестве иллюстрации представлены механические характеристики асинхронной машины 4А250М8У3 мощностью 37 кВт. из середины рекомендованного по рис.9 диапазона, при частотном управлении по закону $\Psi_1 = \text{const}$ (где Ψ_1 - потокосцепление статора). Как видим, характеристики обладают высокой жесткостью в области генераторного режима (второй квадрант) и легко обеспечивают процесс регулирования в соответствии с рис.8.

Проведенный выше анализ практически позволяет нам обрисовать контуры ветроустановки для условий Оренбургской области и учесть основные технические особенности при ее создании. Одним из основных является вопрос о геометрических размерах. Для формализации и упрощения этой процедуры при синтезе ветроустановок на основании выражения (4) нами рассчитаны номограммы (рис.11), устанавливающие зависимость радиуса R , или длины лопасти горизонтальной крыльчатой ветроустановки, от максимальной снимаемой мощности с ветродвигателя P и средней скорости ветра V при максимальном коэффициенте использования $\xi_m = 0,4$. А мы уже знаем, что для установок, работающих параллельно с сетью и предусматривающих принудительное (частотное) регулирование скорости генератора обеспечение максимального коэффициента использования для любого ветра - не проблема.

Рассмотрим экономическую часть проблемы. В соответствии с рис.11 при среднегодовом ветре 4,3 м/с (см. рис.1) и длине лопасти 15 метров максимальная снимаемая мощность без учета потерь в механической части и генераторе составит 15кВт. Считая, что установка непрерывно работает в течение суток на протяжении месяца, она вырабатывает $15\text{кВт} \times 24\text{часа} \times 30\text{дней} = 10800\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{мес.}$ электроэнергии.

Если предположить, что каждая квартира расходует 300 кВт·часов, (что очень немало) то ветроустановка в состоянии обеспечить

$$\frac{10800\text{кВт}\cdot\text{ч}}{300\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 36 \text{ квартир.}$$

Стоимость этой энергии при тарифе 0,18 руб/кВт·ч

$$0,18 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \cdot 10800 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{мес}} = 1944 \frac{\text{руб}}{\text{мес}} \approx 2 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{мес}}$$

При нынешней удельной стоимости 50 \$ / кВт цена НПЧ на базе преобразователей серии ПТЭМ производства АО "Рудоавтоматика" [6]

$$50 \frac{\$}{\text{кВт}} \cdot 30 \frac{\text{руб}}{\$} \cdot 15\text{кВт} = 22500\text{руб.}$$

Цена электродвигателя АИР180М8У3 мощностью 15 кВт Владимирского завода 4360

руб. Суммарная стоимость электрооборудования составит ориентировочно 30 тыс.руб.

Таким образом электрооборудование ветроустановки будет окуплено стоимостью произведенной электроэнергии за

$$\frac{30 \text{ тыс.руб.}}{2 \text{ тыс.руб./мес}} = 15 \text{ месяцев} = 1,25 \text{ года.}$$

Если принять, что стоимость механической части такая же как и электрооборудования, то вся установка может быть окуплена за 2,5 года.

Если же предположить, - при всех равных параметрах установки, что удельная стоимость электроэнергии 4 руб/кВт·час, как на Дальнем Востоке, то установка окупится за

$$30 \text{ месяцев} \cdot \frac{0,18 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}}{4 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}} \approx 1,5 \text{ месяца.}$$

В развитие идей академика Ключева В.И. (МЭИ) на кафедре АЭП Оренбургского государственного университета разработан и создан [7; 8] частотный электропривод длинноходовой насосной установки для добычи нефти мощностью 50 кВт. В результате проведенного выше анализа мы предлагаем использование данной разработки в качестве электрической части ветросиловых установок небольшой мощности, работающих параллельно с сетью.

В установке (рис. 13) реализуется частотно-токовый способ управления, при котором частота изменения направления тока в статорных обмотках электромашины АД зависит от скорости вращения, а величина тока - от момента, приложенного к валу.

Тиристорные преобразователи ТП1, ТП2, ТП3 управляются регуляторами тока РТ1, РТ2, РТ3, на входы которых подаются сформированные системой регулирования (по амплитуде, частоте и фазе) задающие синусоидальные токовые сигналы (I_A , I_B , I_C), сдвинутые между собой на 120 эл. градусов. Ток в фазах двигателя контролируются датчиками тока ДТ1, ДТ2, ДТ3. Сигналы с датчиков подаются в качестве обратных связей на соответствующие регуляторы, тем самым достигается равенство полученных действующих токов заданным.

Конструктивно РТ, ТП и ДТ входят в состав реверсивных моноблочных тиристорных преобразователей типа ПТЭМ (производства АО "Рудоавтоматика") [6]. Преобразователи могут работать как в выпрямительном, так и в инверторном режимах, что позволяет получить необходимые условия для работы асинхронного двигателя и обеспечить режим генераторного торможения с рекуперацией энергии в сеть.

В каналы управления токами кроме сигналов задания, заведены положительные связи по

ЭДС e_A , e_B , e_C , для компенсации ЭДС, наводимой в обмотках АД.

Скорость вращения асинхронного двигателя контролируется косвенным образом через ЭДС двигателя. Фазные напряжения двигателя измеряются трехфазным трансформатором, сигналы с которого подаются на блок выделения ЭДС УВЕ, где вычитаются все падения напряжения на активном и индуктивном сопротивлениях асинхронного двигателя. Выделенные трехфазные сигналы преобразуются в двухфазные e_α , e_β . Для получения модуля ЭДС применяется обратный преобразователь координат ОПЕ. Выделенное значение используется в качестве сигнала обратной связи по скорости.

Система управления выполнена с П регулятором скорости (РС). На вход РС поступает задающий сигнал $\pm \omega_0$ из системы управления электроприводом (СУЭП). РС формирует на выходе сигнал задания частоты скольжения $\Delta\omega$, пропорциональный току ротора I_a . Сигнал задания частоты скольжения $\Delta\omega$ суммируется или вычитается в зависимости от режима работы (двигательный или генераторный) с сигналом ЭДС, пропорциональным частоте вращения ротора АД. Суммарный сигнал поступает на преобразователь "напряжение - частота" УПЧ, импульсный сигнал с которого поступает на цифровой генератор синусоидальных колебаний. Цифровые сигналы, значение которых изменяется по синусоиде и косинусоиде, подаются на координатные преобразователи КП, ФЕ и ОПЕ. Координатный преобразователь КП преобразует постоянные сигналы I_a , I_α , I_β , задающие значения активной и реактивной составляющей тока статора, в переменные с частотой изменения цифрового сигнала. Далее они суммируются и получают сигналы задания токов I_A , I_B , I_C .

Преобразователь ЭДС ФЕ преобразует постоянный сигнал в переменные e_α , e_β , которые после преобразования из двухфазной системы координат в трехфазную используются для компенсации ЭДС.

Регулятор скорости имеет ограничение выходного напряжения, следовательно обеспечивает ограничение активного тока I_a и скольжения $\Delta\omega$. Таким образом электропривод имеет настраиваемое ограничение максимального момента. Механические характеристики устройства представлены на рис. 12.

Представленные выше материалы позволяют сделать следующие выводы: .

По существующим метеоусловиям в Оренбуржье могут создаваться и с успехом эксплуатироваться ветроэнергоустановки небольшой мощности от 10 до 50 кВт с приемлемыми по механической прочности длинами лопастей от 10 до 30 метров;

В качестве ветродвигателя с целью уменьшения "сметаемой площади" при относительно небольшой среднегодовой скорости ветра в Оренбуржье мы рекомендуем использование крыльчатых установок с горизонтальной осью и малым числом лопастей- двух или даже одной с противовесом- для исключения механического редуктора между крыльчаткой и генератором с целью упрощения конструкции и повышения к.п.д. установки.

В данной работе мы отстаиваем концепцию, в которой наиболее простые, надежные и эффективные установки должны работать параллельно с сетью обеспечивая разгрузку линий в наиболее холодное ветреное время и даже отдачу электроэнергии в энергосистему.

В качестве электрогенератора мы рекомен-

дуем к использованию наиболее простую, надежную асинхронную машину с большим числом пар полюсов, мощностью выше 10 кВт с частотным регулированием от непосредственного преобразователя частоты и управлением, обеспечивающим максимальный отбор мощности при любом ветре.

В качестве устройства частотного регулирования электрогенератора переменного тока мы предлагаем разработанный в ОГУ преобразователь частоты с непосредственной связью с частотно-токовым управлением на базе модульных преобразователей для тяжелых условий эксплуатации серии ПТЭМ производства АО "Рудоавтоматика", г. Железногорск.

Список использованной литературы

1. Климатические характеристики по многолетним наблюдениям метеостанций г. Оренбурга Информация НИПИ Газа и Нефти,- Оренбург,- 1999
2. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра,-М.: "Энергия", 1982, 546с.:ил.
3. Источники энергии// Международная общественная организация Наука и Техника, информационное издание 1995 г, электронная версия <http://www/n-t.org/pub/iios.zip>
4. Ключев В.И. теория электропривода.-М: Энергоатомиздат,-1998,-704с.:ил.
5. Справочник по электрическим машинам. Под.ред Копылова И.П., том 1-М: Энергоатомиздат-1988,-455с с ил.
6. Ключев В.И., Микитченко А.Я., Сафoshин В.В. Модульные тиристорные преобразователи для тяжелых условий эксплуатации // Приводная техника. 1997, №3
7. Микитченко А.Я. "Разработка непосредственных преобразователей частоты для асинхронных экскаваторных электроприводов // Приводная техника. 1999, №3/4
8. Микитченко А.Я., Конькеев Н.Н., Кондратьев Н.К. Преобразователь частоты с непосредственной связью // АС №11987701.- бюл. № 46.- Оpubл. 15.12.85.-6с.: ил.

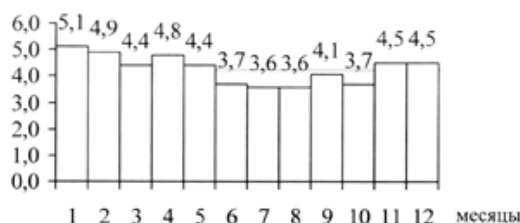


Рис. 1 Средняя месячная и годовая скорости ветра в Оренбурге

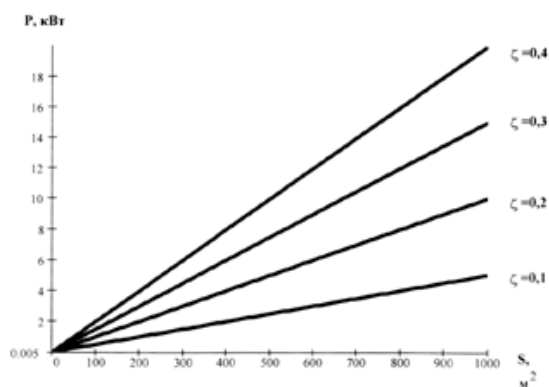


Рис.2 Зависимость снимаемой мощности от величины "сметаемой площади" при постоянном коэффициенте использования и скорости ветра 4,3 м/с

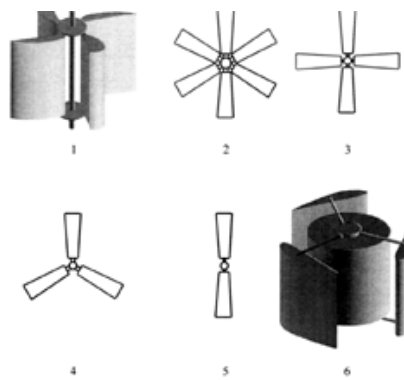


Рис.3 Типы ветродвигателей

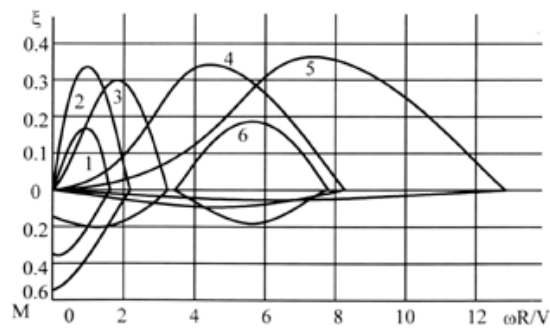


Рис.4 Технические характеристики ветродвигателей

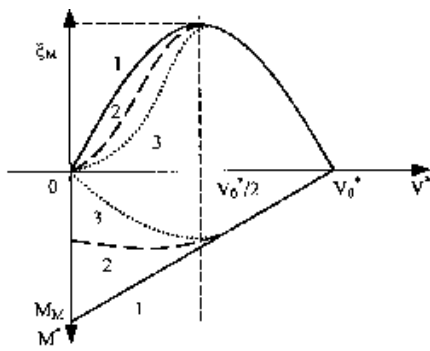


Рис.5 К вопросу об отборе максимума мощности с вала ветродвигателя

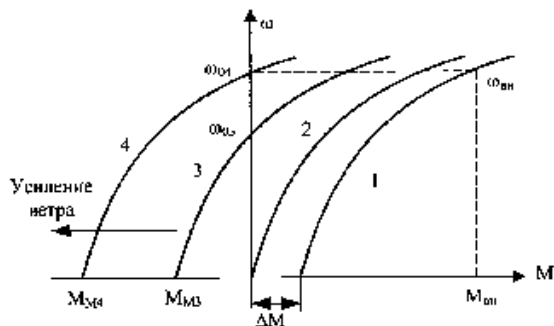


Рис.7 Механическая характеристика многоскоростного ветродвигателя

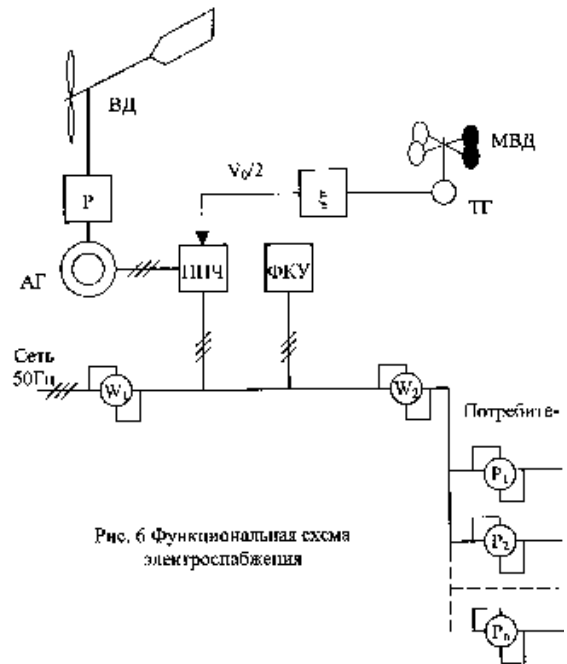


Рис.6 Функциональная схема электроснабжения

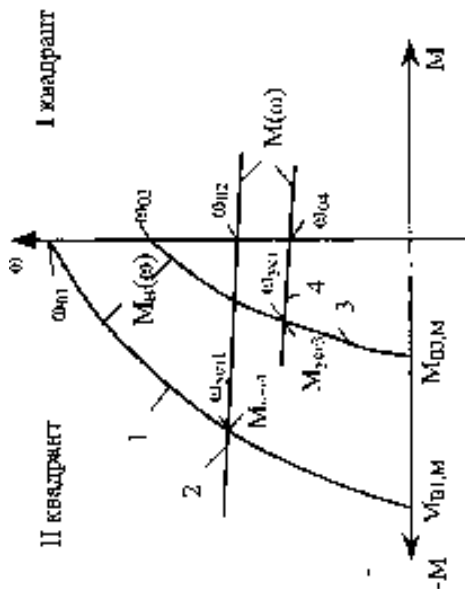


Рис.8 Механические характеристики ветродогенератора и генератора при оптимальном управлении

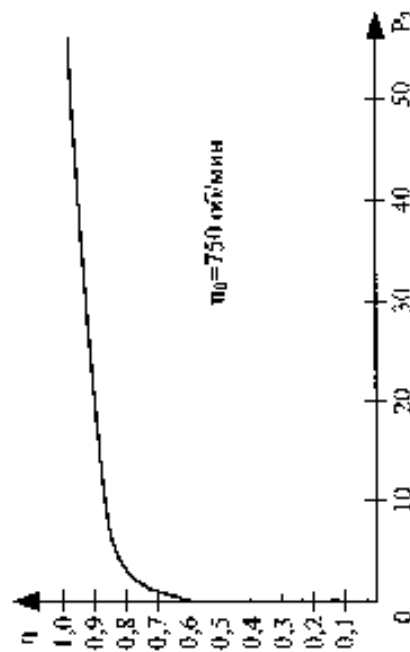


Рис.9 Зависимость к.п.д. для восьмишестибосых асинхронных машин серии 4А

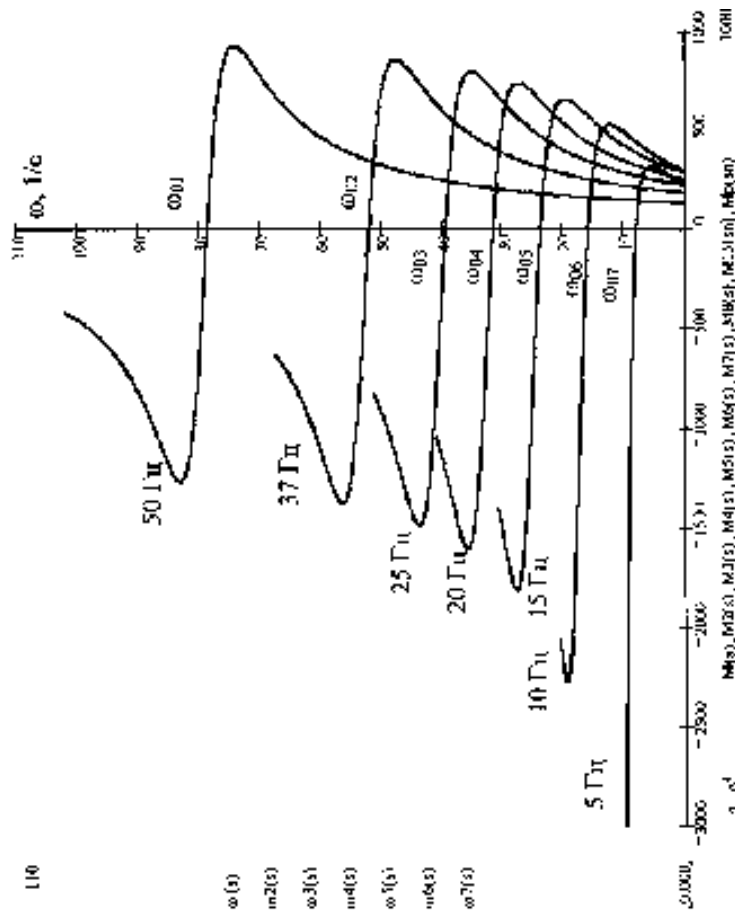


Рис.10 Механические характеристики асинхронной машины 4A250M8У3

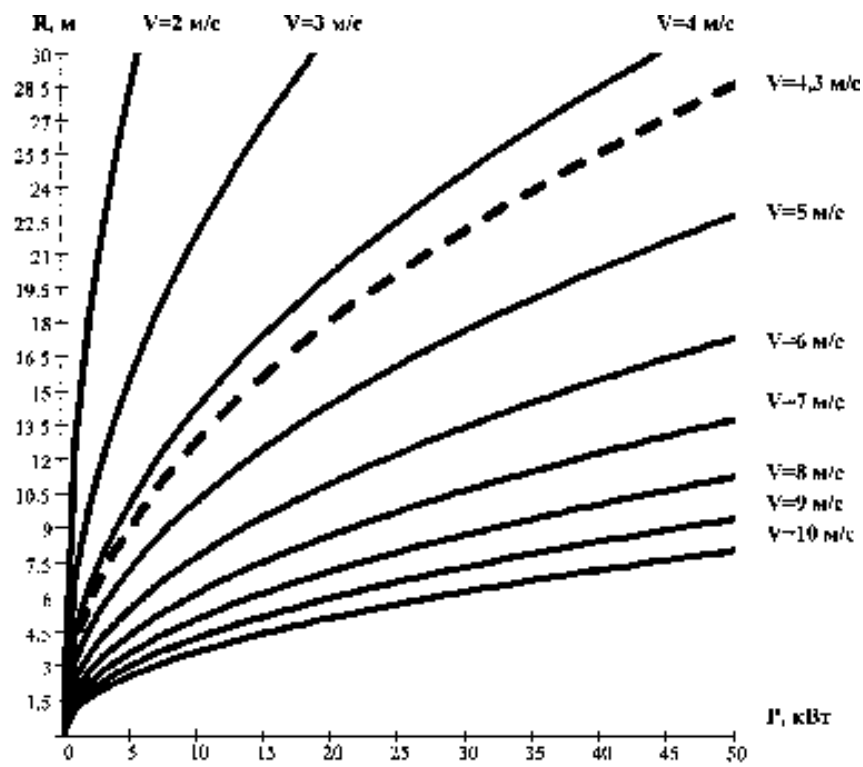


Рис. 11. Ножеграмма зависимости длины лопастей крыльчатой установки от её мощности и скорости ветра при максимальном коэффициенте использования.

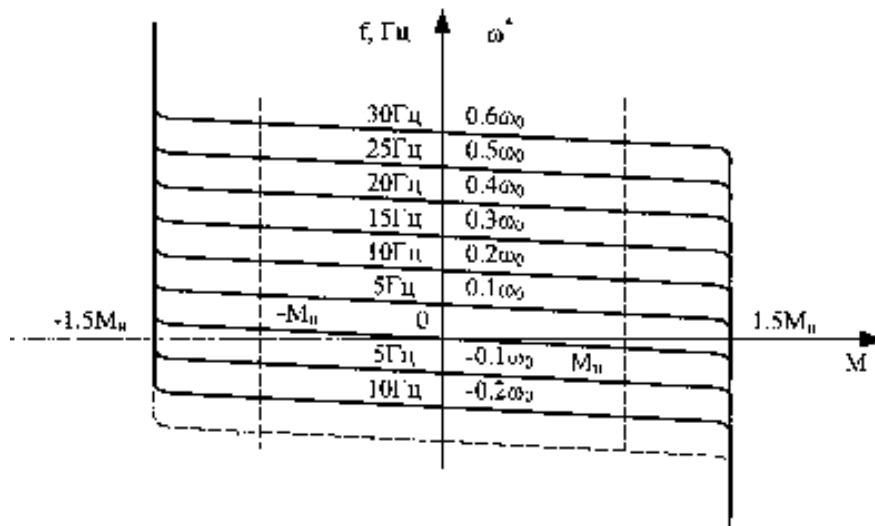


Рис. 12. Механические характеристики при частотно-токовом управлении

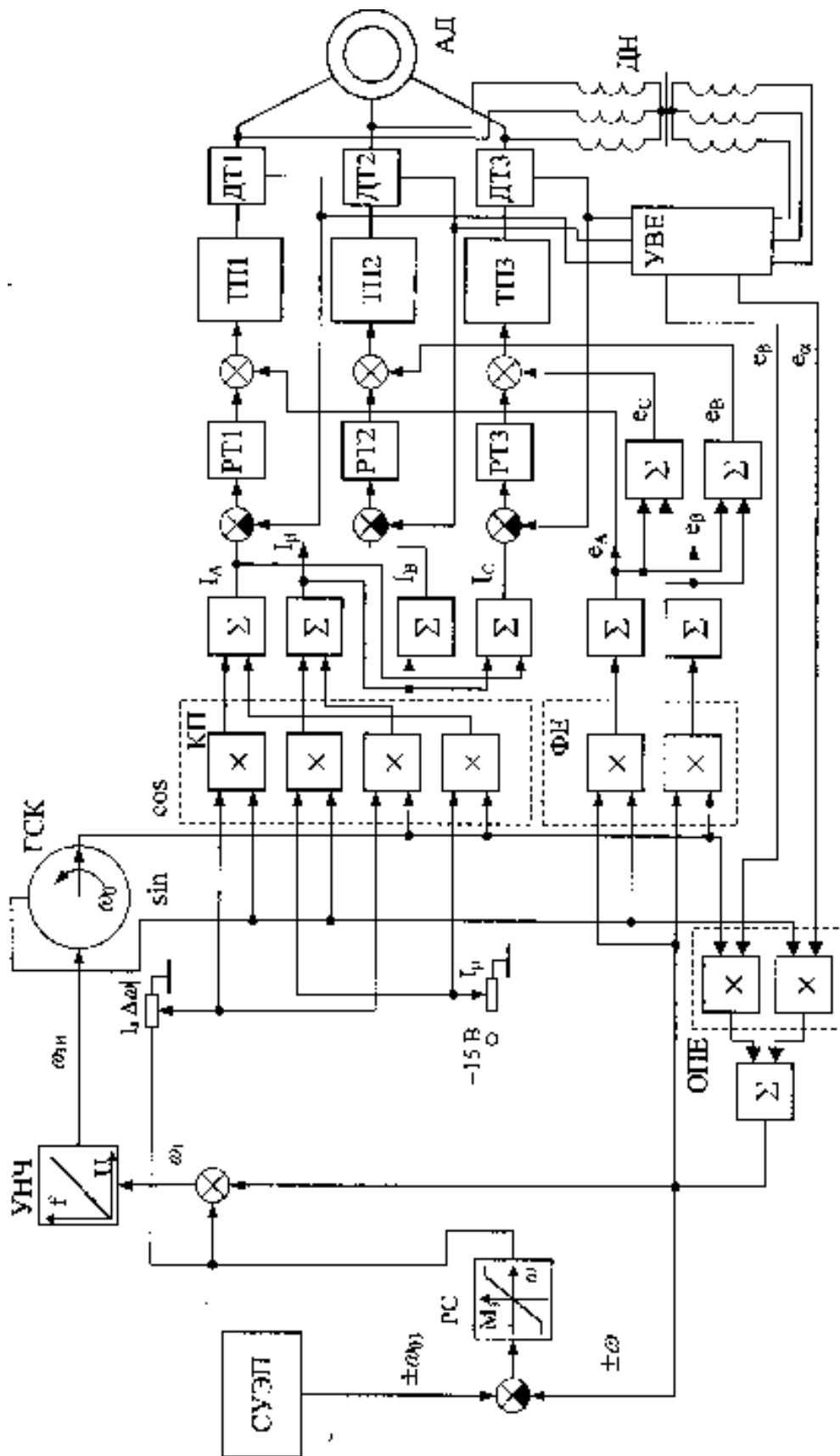


Рис. 13. Функциональная схема электрической части установки