**3.2 Ветряные электросистемы**

**3.2.1 Оценка ветряного потенциала**

Основное уравнение механической мощности ветряной турбины представлено:

(16)

Где ρ – плотность воздуха (кг/м3), Cp – коэффициент мощности, A – площадь охвата лопастей ротора (м2), V – средняя скорость ветра (м/с), λ – коэффициент скорости вершины. Теоретическая максимальная величина коэффициента мощности Cp равна 0.593, также известная как коэффициент Бетца.

Коэффициент скорости вершины для ветряной турбины определен как соотношение скорости вращения вершины лопасти к скорости ветра. Математически,

(17)

Где R – радиус турбины (м), ω – угловая скорость (рад/с), V – средняя скорость ветра (м/с).

Энергия, генерируемая ветром может быть рассчитана по формуле

(18)

Иногда из-за различных факторов скорость ветра на любой конкретной высоте не может быть получена прямым измерением. В таком случае измерения на любой эталонной высоте могут быть интерполированы или экстраполированы для нахождения скорости ветра на любой конкретной высоте. Скорость ветра, измеренная на низких высотах может быть ошибочна из-за растительности, затенения и препятствий в окрестности.

(19)

Где Zr – эталонная высота (м), Z – высота, где определяется скорость ветра, Z0 – измерение неровности (0.1-0.25 для пахотных земель), v(z) – скорость ветра на высоте z (м/с), и v(zr) – скорость ветра на эталонной высоте z (м/с).

Минимальная рабочая скорость – это очень малая скорость ветра при которой турбина сначала начинает вращаться и вырабатывать мощность. Скорость отключения – это высокая скорость ветра при которой на конструкцию турбины действуют высокие силы в результате есть риск повреждения ротора. Для предотвращения повреждения применяется система торможения для остановки ротора. Номинальная выходная скорость – это скорость ветра между минимальной рабочей скоростью и скоростью отключения при которой выходная мощность достигает максимального предела допустимого электрогенератором, называемой номинальная выходная мощность. Выходная мощность в отношении скорости ветра может быть определена

Рис. 4 Кривая мощности ветряной турбины

(20)

Где PR - номинальная мощность, vC - минимальная рабочая скорость ветра, vR – номинальная скорость ветра, vF – номинальная скорость отключения, и k - коэффициент формы Вейбулла. Калантар и Моусави использовали значение k равное 1, тогда как Даиф и др. и Янг и др. использовали значение k равное 2, Чедид и др. взяли значение равное 3.

Для фиксированного размера лопасти выработка энергии изменяется с изменением в скорости ветра как показано на Рис. 4. Таким образом, с изменением в скорости ветра оптимальная скорость генератора, соответствующая максимальной мощности должна быть определена для измененной скорости. Угловая скорость генератора должна быть изменена для извлечения максимальной мощности, этот процесс известен как отслеживание точки максимальной мощности (MPPT). Следующий раздел посвящен MPPT. Когда угол наклона лопасти равен нулю, коэффициент мощности максимизируют для оптимального коэффициента скорости вершины.

Оптимальная скорость ротора определяется:

(21)

которая дает

(22)

где ωopt – это оптимальная угловая скорость ротора в рад/с, λopt – это оптимальный коэффициент скорости вершины, R – радиус турбины в метрах, а Vwn – скорость ветра в м/с.

**3.2.2 Моделирование приводного механизма**

Приводной механизм переводит высокий аэродинамический крутящий момент ротора к низкоскоростному валу генератора через трансмиссию. Некоторые генераторы соединены напрямую с ротором для уменьшения сложности, поэтому не требуют моделирования этой части.

Приводной механизм может быть смоделирован используя одномассовую и двухмассовую модель. Ши и др. разработали математическую модель, основанную на торсионной многотельной динамической модели.

(23)

**Одномассовая модель**

Если предполагается абсолютно твердый низкоскоростной вал, может быть рассмотрена одномассовая модель (как показано на Рис. 5) турбины.

(24)

и

(25)

Где Jt – это момент инерции ротора турбины в [кг м2], ωt – угловая скорость низкого вала в [рад сек-2], Kt – коэффициент затухания турбины в [Н м рад-1 сек-1] представляющий аэродинамическое сопротивление, и Kg – коэффициент затухания генератора в [Н м рад-1 сек-1] представляющий механическое трение и сопротивление воздуха.

**Двухмассовая модель**

Схема двухмассовой ветряной турбины представлена на Рис. 6. Бати и Бреннам представили моделирование ветряной турбины в которой инерция Jr роторной части определяется

(26)

Крутящий момент низкоскоростного вала определяется

(27)

Инерция генератора Jg получается от высокоскоростного вала и тормозится электромагнитным крутящим моментом Tg генератора

(28)

Если предполагать идеальную трансмиссию с коэффициентом n, тогда

(29)

Где обозначения аналогичны обозначениям, приведенным в одномассовой. Kls –коэффициент затухания низкоскоростного вала в [Н м рад-1 сек-1], ωg – угловая скорость высокоскоростного вала в [рад сек-2], Tm – крутящий момент турбины в [Н м], Tls – крутящий момент низкоскоростного вала в [Н м], Jg – момент инерции ротора генератора в [кг м2] и Ths – крутящий момент высокоскоростного вала в [Н м].

После исключения производной по времени Tls из (27) и используя (26) и (28), получена следующая динамическая система.

(30)

**Рис. 5 Одномассовая модель системы ветряной турбины (Перерисована из [47])**

**Рис. 6 Двухмассовая модель системы ветряной турбины (Перерисована из [46])**

где

(31)

(32)

И ω/ωn – отношение частоты колебаний вала к незатухающей собственной частоты вала, m – масса вала, I – второй момент площади относительно оси вращения, Lis – длина вала, G – модуль магнитной жесткости, Ds – критическое затухание вала, и ξ – коэффициент затухания вала.

**3.2.3 Моделирование генератора**

Как индукционный, так и синхронный генераторы могут быть использованы для систем ветряной турбины. Многополюсный синхронный генератор с постоянным магнитом (PMSG) c переменной скоростью и прямым приводом также широко используется в системе ветряной турбины из-за высокой эффективности, малого веса, меньших требований к обслуживанию, простой управляемости и ненужности реактивных и намагничивающего тока. Присутствие коробки передач в ветряной турбине с переменной скоростью генерирует дополнительную нагрузку стоимости и обслуживания. Используя PMSG с прямым приводом не только увеличивает надежность, но и уменьшает вес в гондоле.

Модель PMSG построена на основе d-q синхронной системе отсчета. Уравнение напряжения PMSG определяется

(33)

(34)

Электронный крутящий момент определяется

(35)

Где Lq – индуктивность по оси q, Ld – индуктивность по оси d, iq – ток по оси q, id ток по оси d, Vq - напряжение по оси q, Vd - напряжение по оси d, ωr – угловая скорость ротора, λ - амплитуда индуцированного потока, и p - количество пар полюсов.

В случае короткозамкнутого ротора асинхронного генератора (SCIG) следующее уравнение в стационарной d-q системе отсчета может быть использовано для динамического моделирования

(36)

Со стороны статора уравнения

(37)

Со стороны ротора уравнения

(38)

Для потокосцепления воздушного зазора уравнения

(39)

Где Rs, Rr, Lm, Lls, Llr, ωr, id, iq, Vd, Vq, λd и λq – сопротивление обмотки статора, сопротивление обмотки мотора, индуктивность, индуктивность утечки статора, индуктивность утечки ротора, угловая скорость электрического ротора, ток, напряжение, и потоки модели d-q соответственно.

Выходная мощность и крутящий момент турбины (Tt) с точки зрения скорости вращения могут быть получены заменой (17) в (16)

(40)

(41)

Коэффициент мощности (Cp) – нелинейная функция, выраженная преобразованием уравнения в форму

(42)

С,

(43)

Значения констант c1 - c6 будут разъяснены в следующем разделе.