

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

МАГИСТРАТУРА

Кафедра «Электроэнергетика»

Магистерская диссертация

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ВЕТРОВОЙ МОЩНОСТИ г. ПАВЛОДАР

6N0718 «Электроэнергетика»

Исполнитель \_\_\_\_\_ Е.М. Хасенов  
(подпись, дата)

Научный руководитель  
к.т.н., профессор \_\_\_\_\_ В.Ю. Мельников  
(подпись, дата)

к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ Е.В. Зигангирова  
(подпись, дата)

Допущена к защите:

зав. кафедрой

д.т.н., профессор \_\_\_\_\_ Е.В. Иванова  
(подпись, дата)

г. Павлодар, 2010 год.

## СОДЕРЖАНИЕ

- Введение
- 1 Развитие ветроэнергетики
- 2 Казахстан – ветер
- 3 Оценка потенциала ветровой мощности г. Павлодар
- 4 Проект
  - Место реализации проекта
  - Предполагаемые источники и схемы финансирования
  - Период реализации проекта, с разбивкой финансирования по годам
  - Технико-экономические показатели
  - Маркетинг
    - Оценка существующего и прогнозируемого спроса на мощность и электроэнергию
    - Динамика структуры электропотребления г. Павлодар
    - Анализ рынков сырья, материалов и других факторов производства
    - Оценка коммерческих рисков
  - Используемые источники информации и методики проведения маркетинговых исследований
- 4.2 Технико-технологические показатели
  - Технические решения по ВЭС
  - Площадка размещения ВЭС.
  - Расчеты производительности ветропарка
  - Коммутация ветроагрегата ВЭС
  - Принципы организации средств диспетчерского и технологического управления ВЭС
  - Требования к диспетчерскому пункту ВЭС
  - Схема присоединения ВЭС
  - Принципы выполнения релейной защиты и линейной автоматики
  - Принципы выполнения противоаварийной автоматики
  - Технические решения на ВЛ 110 кВ
  - Технологические и строительные решения по расширению ПС 220/110/35/10 кВ
- 4.3 Энергосбережение
- 4.4 Правовая основа
- 4.5 Основные характеристики проекта
- 4.6 Ожидаемые результаты от реализации проекта
  - Заключение
  - Список использованных источников
  - Приложение

## ВВЕДЕНИЕ

Быстрые темпы развития экономики Казахстана вызывает необходимость увеличения производства и потребления энергии. Вместе с тем, республика обладает огромными запасами традиционных энергоресурсов (0,5% от мировых балансовых запасов топлива), обеспечена ими на длительную перспективу и имеет значительный экспортный потенциал [8].

В настоящий момент традиционные источники энергии, основанные на использовании органического топлива, составляют основу всей мировой энергетики, и энергетика Казахстана не является исключением.

По удельному потреблению энергоресурсов доля в ВВП Казахстана значительно опережает развитые страны, демонстрируя энергоэкстенсивность своей экономики.

Угольные ТЭЦ – основной источник производства электроэнергии и тепла. Их установленная мощность составляет в Казахстане порядка 87% от общей генерирующей мощности всех электростанций, на долю гидроэлектростанций приходится 12%, а на газовые электростанции – 1% [8].

Ответ на вопрос, как долго будут использоваться традиционные источники энергии в Казахстане, зависит от запасов органического топлива, а также от интенсивности их использования.

Сегодня предприятия энергетического сектора Казахстана являются самым крупным источником загрязнения атмосферы. Ежегодно они выбрасывают в атмосферу более миллиона тонн вредных веществ и около 70 млн. тонн двуокиси углерода. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2008 году Казахстан занимал третье место в мире по удельным выбросам парниковых газов по отношению к ВВП (6,11 кг на \$1 ВВП). Приблизительно оценка экономического ущерба от загрязнения окружающей среды только угольной энергетикой составляет в Казахстане порядка \$4,3 млрд. США в год [9].

Таким образом, игнорирование использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) наносит ощутимый вред экологии, здоровью людей, а также снижает экономичность энергоснабжения Казахстана.

Сейчас доля альтернативных источников энергии в республике слишком мала, хотя и активно ведется работа по разработке государственной программы по использованию ВИЭ.

В Казахстане уже на протяжении многих лет тема развития альтернативных источников энергии остается открытой, хотя наша страна обладает значительным потенциалом ВИЭ, прежде всего в гидро-, ветро- и солнечной энергии, которой достаточно, чтобы обеспечить значительную часть его потребность в энергетических ресурсах.

Современная жизнь не возможна без использования электрической энергии, в условиях быстрого технического роста спрос на нее постоянно

увеличивается. В то же время технический прогресс сопровождается загрязнением окружающей среды. В связи с этим вопрос об экологически чистых источниках энергии становится все более актуальным. Поэтому тема диссертации является **актуальной**.

**Объектом исследования** является территория г. Павлодар, а также распределительные электрические сети АО «Павлодарская распределительная электросетевая компания» напряжением 110 кВ.

**Предметом исследования** являются ветроэнергетические установки производства китайской компании Goldwind Science & Technology Co, Ltd.

Работа выполнялась в соответствии:

1. Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 №588-ІІ.

2. Законом Республики Казахстан «Об энергосбережении» от 25 декабря 1997 №210-І.

3. Электросетевыми правилами Республики Казахстан (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан №314 от 24 декабря 2001 года).

4. Правилами пользования электрической энергией (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан №10 от 24 января 2005 года).

5. Правилами организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан №197 от 27 августа 2004 года).

6. Правилами организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также доступа и предоставления услуг на данном рынке (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан №232 от 30 сентября 2004 года).

7. Правилами оказания услуг Системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан №213 от 10 сентября 2004 года).

8. Правилами предоставления равных условий доступа к регулируемым услугам (товарам, работам) в сфере передачи и (или) распределения электрической энергии (утвержденных приказом Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий №112-ООД от 30 марта 2005 года).

9. Правилами функционирования балансирующего рынка электрической энергии Республики Казахстан (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 30 ноября 2007 года №269).

10. Правилами осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии (утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2009 года №1529).

11. «Концепция дальнейшего совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан» (утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 3 апреля 2009 года №465).

12. Правилами утверждения предельного уровня тарифов (цен, ставок сборов) и тарифных смет на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий.

13. Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», от 4 июля 2009 г. №165-IV.

14. Правилами покупки электрической энергии у квалифицированных энергопроизводящих организаций (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 29 сентября 2009 года №264).

15. Правилами определения ближайшей точки подключения к электрическим сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии (утвержденных приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 1 октября 2009 года №270).

16. Правилами осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии (утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 октября 2009 года №1529).

**Идея работы** заключается в вовлечении в баланс электроэнергетики г. Павлодар возобновляемых источников энергии, с целью обеспечения оптимальной структуры генерирующих мощностей, учитывающие снижение общего расхода топливно - энергетических ресурсов, минимальный уровень экологического воздействия на окружающую среду в соответствии с Киотским протоколом о снижении выбросов парниковых газов.

**Целью работы** является оценка потенциала ветровой мощности г. Павлодар, с последующей инсталляцией 36 ветроэнергетических установок суммарной мощностью 51 МВт., с производством 161 491,9 МВт.ч электроэнергии в год.

Для достижения этой цели в работе ставились и решались следующие взаимосвязанные задачи:

- исследование площадки размещения ВЭС. Расчеты производительности ветропарка (г. Павлодар);
- оценка существующего и прогнозируемого спроса на мощность и электроэнергию;
- определение оптимального размещения ветроэнергетической установки и прогноза среднегодовой выработки электроэнергии с использованием программы WindPRO, принципов организации средств диспетчерского и технологического управления, технологических решений по воздушным линиям электропередачи;

**На защиту выносятся:**

- 1 Оценка потенциала ветровой мощности г. Павлодар.
- 2 Проект - строительство ветроэнергетической станции в г. Павлодар.

**Научная новизна** работы заключается в применении современной системы по расчету и проектированию ВЭУ и ВЭС - WindPRO, позволяющей определить ветровой потенциал участка, расчет выработки ВЭУ, шумовую нагрузку, экономическое, экологическое воздействие на окружающую среду.

**Практическая ценность работы** заключается в том, что реализация данного проекта позволит:

- освоить имеющийся потенциал ветровой мощности г. Павлодара для производства электроэнергии в объеме 161 491,9 МВт\*ч в год к 2011г. и 284 985,7 МВт\*ч к 2031г. в свете задач, поставленных в Концепции перехода Республики Казахстан к устойчивому развитию на 2007-2024 годы и Стратегии индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003-2015 годы по сохранению природных ресурсов и окружающей среды;

- сэкономить топливно-энергетические ресурсы;
- сократить выбросы парниковых газов в атмосферу;
- создать организацию/предприятие малого/среднего бизнеса, работающую в сфере ветроэнергетики.
- создать новые рабочие места;
- привлечь инвестиции в объеме порядка 190,4 млн. тенге.

**Публикации.** Содержание работы изложено в двух научных статьях в сборнике материалов международной научно-практической конференции «Энергоэффективность-2010», Россия, ОмГТУ.

## 1 РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

К 1970-м годам по ряду причин (из которых на первом плане – экологическая безопасность и ограниченность природных ресурсов Земли) в наиболее развитых странах были приняты государственные программы поддержки ветроэнергетики. Так, например, в Германии в настоящее время ветровыми электростанциями вырабатывается около 4% от всей энергии, а Дания планирует довести этот показатель к 2030 г. до 50% [10].

Вся возобновляемая и значительная часть невозобновляемой энергии, используемой человечеством, обязана своим происхождением солнцу. От него земля получает около 100 000 000 000 МВт/ч энергии. Лишь 1 – 2 % этого колоссального количества преобразуется в энергию движения воздушных масс. Ветры переносят огромную энергию – примерно 2 000 000 000 МВт/ч. Количество солнечной энергии, преобразованной лесами земли, собственно биомасса, нефть, уголь, газ и пр., в 50 – 100 раз меньше той, которая аккумулируется ветрами [10].

С середины 1990-х годов ветроэнергетика выделилась в самостоятельный энергоисточник наряду с гидро-, атомной и тепловой энергетикой. Общий потенциал ветроэнергетики оценивается в 20 – 25 % мирового производства электрической энергии. Для эксплуатации ветроэнергетических установок (ВЭУ) не требуется никакого топлива, что исключает выбросы вредных веществ в атмосферу. В отличие от тепловых электростанций, они совершенно не нуждаются в вводе. Под ВЭУ не отчуждаются земли. Для одной ВЭУ достаточно площадки под фундамент и дороги к ней.

В 2009 г. установленная мощность ВЭС в мире достигла 94 ГВт, а к 2012 г. может достичь – 150 ГВт.

В Европе мощность ВЭС в 2009 г. превысила 57ГВт., в США она достигла 16,8 ГВт., в КНР – 12,2ГВт., в Индии – 8 ГВт [16].

В 2009 г. на объектах нетрадиционной энергетике Германии было выработано: малыми ГЭС – 20,7 ТВт\*ч., ВЭС – 39,5 ТВт\*ч., тепловыми станциями и биомассе и биогазе – 23,8 ТВт\*ч., солнечные батареями – 3,5 ТВт\*ч [16].

Всего возобновляемые источники энергии произвели 87,5 ТВт\*ч или 14,2% всей электроэнергии в стране.

Удельные капитальные затраты на сооружение материковых ВЭС составляют примерно 1500 евро/кВт., а прибрежных ВЭС от 2000 до 2500 Евро/кВт [17].

Первый в мире ветроагрегат E-112 мощностью 4,5 МВт германская компания ENERCON изготовила и смонтировала в 2002 г. в Эгльне близ Магдебурга, а второй – в 2003 г. в Вильгельмсхафене. Их параметры: высота железобетонной опоры – 124 м., объем бетона – около 1000 м<sup>3</sup>., масса секций гондолы – до 110т., масса генератора с лопастями – 500т. Для монтажа ветрогенератора использовались два крана грузоподъемностью по 800т. При сборке применено около 500 шпилек массой по 6 кг [11].

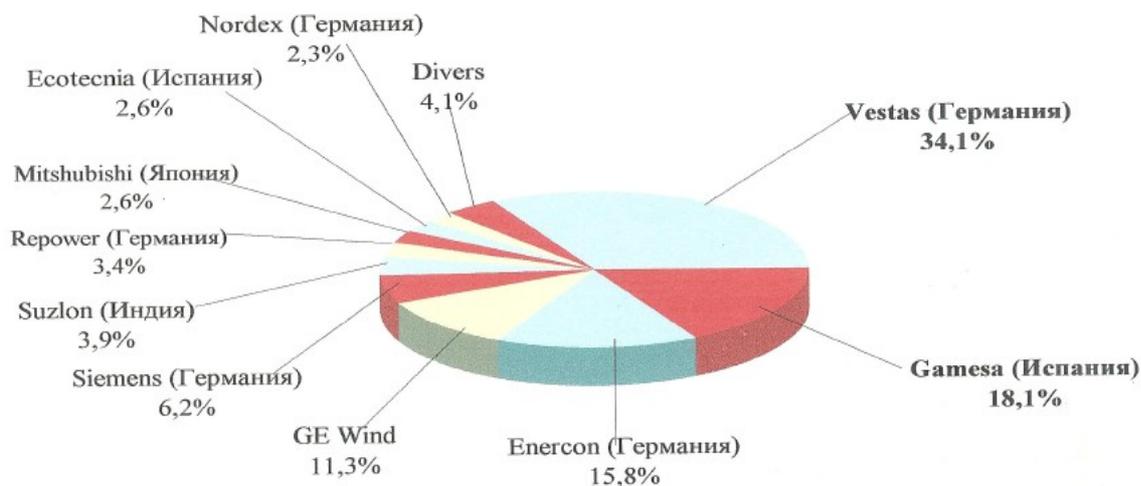


Рис. 1 Мировой рынок ветроустановок [10].

**Выводы.** Возобновляемые источники энергии являются быстрорастущим сектором энергетики в мире. Накоплен большой международный опыт, технологии, знания и механизмы финансирования в области возобновляемых источников энергии, которые должны быть использованы для развития ветроэнергетики в Казахстане, путем организации международного сотрудничества.

В области финансирования ветроэнергетики, международные финансовые организации, такие как ВБ, ЕБРР, а также другие, заинтересованные в инвестировании крупных проектов ветроэнергетики, а также создании фондов для поддержки развития возобновляемых источников энергии.

В области обмена опытом, передаче технологий и создания совместных производств международные институты развития заинтересованы в поддержке казахстанских партнеров. Создание совместных предприятий поможет обеспечить финансирование и передачу опыта и технологий, что позволит снизить стоимость ветротурбин и освоить производство турбин, или их компонентов при наличии достаточного рынка.

В области реализации проектов строительства ВЭС значительная часть работ при строительстве ВЭС является весьма специфичной и должна выполняться компаниями по лицензиям от производителей оборудования.

Сотрудничество с такими компаниями позволит принести в Казахстан опыт по строительству ВЭС с соблюдением необходимых условий и гарантий для инвесторов и поставщиков оборудования.

По словам Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан С. Мынбаева, озвученных на заседании коллегии 26 марта 2009 года, «не развивать эту сферу, наверное, было бы недальновидно. Рано или поздно все равно придется иметь этот сектор в общем балансе электроэнергетики, и уже сейчас необходимо приобретать навыки, квалификацию, какие-то традиции у запада для того, чтобы эта электроэнергия была и у нас».

## 2 КАЗАХСТАН - ВЕТЕР

После того как мы ознакомились с состоянием и развитием ветроэнергетики в мировом масштабе перейдем к нашей республике.

Республика Казахстан по своему географическому положению находится в ветровом поясе северного полушария и на значительной части территории Казахстана наблюдаются достаточно сильные воздушные течения, преимущественно Северо-Восточного, Юго-Западного направлений. Только в районе Джунгарских ворот (Алматинской области) мощность ветроэлектростанции может достичь 1000 МВт, а это выработка около 3 млрд. кВт\*ч электроэнергии в год. Тем самым можно было бы не только покрыть возрастающие потребности юга Казахстана в электроэнергии, но и экспортировать ее. В ряде районов Казахстана среднегодовая скорость ветра составляет более 6 м/с, что делает эти районы привлекательными для развития ветроэнергетики. В этой связи Казахстан рассматривается как одна из наиболее подходящих стран мира для использования ветроэнергетики. По экспертным оценкам, ветроэнергетический потенциал Казахстана оценивается как 1820 млрд. кВт\*ч электроэнергии в год. Хорошие ветровые районы имеются в центральной части Казахстана, в Прикаспии, а также в ряде мест на Юге, Юго-Востоке и Юго-Западе Казахстана. Исследования ветроэнергетического потенциала в ряде мест по территории Казахстана, проведенные в рамках проекта Программы развития ООН по ветроэнергетике, показывают наличие хорошего ветрового климата и условий для строительства ветроэнергетических станций в Южной зоне (Алматинская, Джамбульская, Южно-Казахстанская области), в Западной зоне (Мангистауская и Атырауская области), в Северной зоне (Акмолинская область) и Центральной зоне (Карагандинская область). Наличие свободного пространства позволяют развивать мощности ветроэнергетических станций до тысяч МВт [9].

Моделирование развития ветроэнергетического сектора Казахстана с использованием компьютерных моделей (программа Маркал была представлена для исследований КазНИИЭК, МООС и УР) показало, что в условиях роста цен на энергоносители, привлечения инвестиций в модернизацию и обновление генерирующих мощностей, ветроэнергетика будет востребована на рынке

электроэнергии в размере до 300 МВт к 2015г и порядка 2000 МВт к 2024г. На Юге и Западе Казахстана спрос на ветроэнергетику появится уже к 2015г, что обусловлено возрастающим дефицитом электроэнергии и ростом цен на газ, используемый на местных электростанциях, а также импортом электроэнергии из Центрально-Азиатских Республик. Всемирное вовлечение возобновляемых источников энергии в производство электроэнергии позволяет добиться стабилизации выбросов парниковых газов от энергетического сектора [8].

Однако в условиях существующего рынка электроэнергии ветроэнергетические ресурсы Казахстана практически не осваиваются. Основной причиной является неконкурентность ветроэнергетики на рынке электроэнергии. Стоимость электроэнергии от ветроэнергетических станций с учетом возврата инвестиций может составлять порядка 8-12 тг/кВтч. Стоимость электроэнергии на шинах энергопроизводящих организаций составляет в настоящее время – 2-4,5 тг/кВтч. Прогнозируемая стоимость электроэнергии у энергопроизводящих организаций к 2015г может составить: в Южном зоне – 5,5-8,5\* тг/кВтч, Западной зоне – 5-6 тг/кВтч, Акмолинской области – 5,5-7,9\* тг/кВтч, Карагандинской области – 6-7,5\* тг/кВтч (\*-стоимость электроэнергии у энергопроизводящих организаций с учетом транспорта по сетям АО «KEGOC»). Необходимо отметить, что после возврата инвестиций, ветроэнергетика вполне может быть конкурентной на рынке электроэнергии [9].

Министерством энергетики и минеральных ресурсов Казахстана и Программой развития ООН «Казахстан - инициатива развития рынка ветроэнергии» был разработан проект «Национальной Программы развития ветроэнергетики до 2015г с перспективой до 2024 г.» (далее - Проект). Проект направлен на вовлечение в энергетический баланс страны значительных ветроэнергетических ресурсов и, таким образом, поддержке планов по снижению энергоемкости экономики и увеличению доли альтернативных источников энергии в общем энергетическом балансе страны до 5% к 2024 г. и стабилизации выбросов парниковых газов на уровне 1990 гг.

Вместе с тем, в рамках Проекта уже в 2010 году планируется строительство первых ветроэлектрических станций. ТОО «RSS Project Management» начата работа по разработке технико-экономических обоснований по строительству парка ветроэлектрических станции в районе города Астана, Джунгарских ворот и Шелекского коридора – Алматинской области, общей мощностью 150 МВт [8].

По данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, до 2030 года планируется рассмотреть вопрос строительства ветростанций в 46 регионах республики суммарной мощностью более 1 млн. кВт/ч. После реализации проекта в энергетическом балансе областей можно ожидать прибавление до 40 МВт электроэнергии [8].

Между тем, я считаю, что для привлечения инвестиций в развитие ветроэнергетики Казахстана, как и других видов ВИЭ, назрела необходимость принятия соответствующего законодательства с мерами по экономическому стимулированию использования ВИЭ, а также принятие государственной

программы по развитию ветроэнергетики, основными направлениями, механизмами и этапами реализации которой будет являться:

1. Формулирование государственной политики, разработка и внедрение нормативно-правовой базы и технических стандартов в области ветроэнергетики;
2. Формирование и реализация государственных планов развития ветроэнергетики;
3. Поддержка сельской ветроэнергетики;
4. Развитие научно-технической и производственной базы ветроэнергетики;
5. Международное сотрудничество по реализации Национальной Программы развития ветроэнергетики.

**Выводы.** Основная проблема, существовавшая до недавнего времени, была связана с отсутствием нормативно-правовой базы. В июле прошлого года был принят закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». В нем четко прописаны функции государства в регулировании правовых отношений в этой области. Однако развитие возобновляемой энергетики в Казахстане ограничено рядом отрицательных факторов, основными из которых являются:

- Недостаточность финансирования научно-исследовательских и конструкторских разработок;
- Нехватка инженерных и научных кадров, способных решать организационно-технические, экологические, экономические проблемы использования возобновляемой энергии;
- Скрытое субсидирование традиционной электроэнергетики;
- Административные барьеры.

### **3 ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ВЕТРОВОЙ МОЩНОСТИ Г. ПАВЛОДАР**

Существует много территорий со значительным промышленным потенциалом ветра, достаточным для его использования в ветроэнергетике. На ветровой поток влияют рельеф местности и наличие препятствий на высоте до 100 метров. Наибольший ветровой потенциал наблюдается на морских побережьях, возвышенностях и горах. Однако для создания локальных ветроэнергетических установок (ЛВЭУ) актуальна оценка ветрового потенциала и в городских условиях. Для развития локальной ветроэнергетики в условиях Центрального и Северо-Восточного Казахстана, оценим на примере города Павлодара ветровой потенциал.

Наиболее важным фактором, влияющим на количество ветровой энергии, которое ветроэнергетическая установка (ВЭУ) может преобразовать в электрическую, является скорость ветра. Энергия ветрового потока изменяется пропорционально кубу скорости ветра и, например, если скорость ветра удваивается, то кинетическая энергия, полученная ротором ВЭУ, увеличивается в восемь раз, соответственно увеличивается и количество электрической энергии вырабатываемой ВЭУ.

Чтобы правильно выбрать площадку и мощность ЛВЭУ, необходимо иметь информацию о средней скорости ветра на конкретном участке территории.

Средняя скорость ветра в течение года используется для характеристики общего ветрового потенциала местности. Помимо значения средней скорости ветра существует еще ряд параметров, необходимых для определения ветрового потенциала: максимальная скорость ветра и количество последовательных дней (часов), когда скорость ветра ниже предельно допустимой и не превышает 2,5 м/с [1].

Точное измерение скорости ветра важно для планирования ветроэнергетических объектов. На скорость ветра большое влияние оказывают следующие факторы: неровность поверхности участка, находящиеся поблизости препятствия (деревья, различные строения), а также контуры

местного ландшафта [2]. Без корректировки расчетов и учета местных особенностей, при которых были проведены метеорологические измерения, трудно правильно определить ветровой потенциал участка. Причиной не совсем корректных данных является, в первую очередь, то, что метеорологи измеряют скорость ветра на небольшой высоте. Они не делают замеров на высоте 20-30 метров, где обычно находится ротор ВЭУ. Метеорологические данные, регистрируемые в аэропортах, также не слишком пригодны для ветроэнергетики. Обычно аэропорты находятся на более или менее защищенных от ветра территориях, чтобы снизить риски взлета и посадки во время сильного ветра. Данные, полученные от метеостанций или аэропортовых служб, необходимо корректировать для местных условий. Основываясь на полученных данных и учитывая топографические различия или соответствия между участком для ВЭУ и ближайшей метеостанцией, можно теоретически оценить среднюю скорость ветра на нужной высоте в нужном месте.

Нельзя оценивать энергию ветра, не проведя тщательного измерения его скорости, характерной для данной местности. В большинстве случаев 4 месяца – минимальный период наблюдений, хотя период в 1 год более предпочтителен.

С целью определения ветрового потенциала в условиях городской застройки г.Павлодара, был произведен анализ собственных метеоданных за период с октября 2008 года по сентябрь 2009 год, автоматически регистрируемых анемометром в лаборатории возобновляемых источников энергии ИнЕУ.

Для этого была создана специальная установка, включающая в себя мачту, высотой 6 метров над уровнем крыш застройки, на которой был установлен комплекс приборов для контроля метеорологических характеристик: анемометр, измеряющий скорость ветра (м/с); пиранометр, служащий для измерения солнечного излучения ( $w/m^2$ ); гигрометр-термометр, измеряющий содержание водяного пара в воздухе – влажности атмосферы (%), а также температуры ( $^{\circ}C$ ).

Анемометр, соединенный с компьютером через аналого-цифровой преобразователь, измеряет и фиксирует ежеминутные значения скорости ветра.

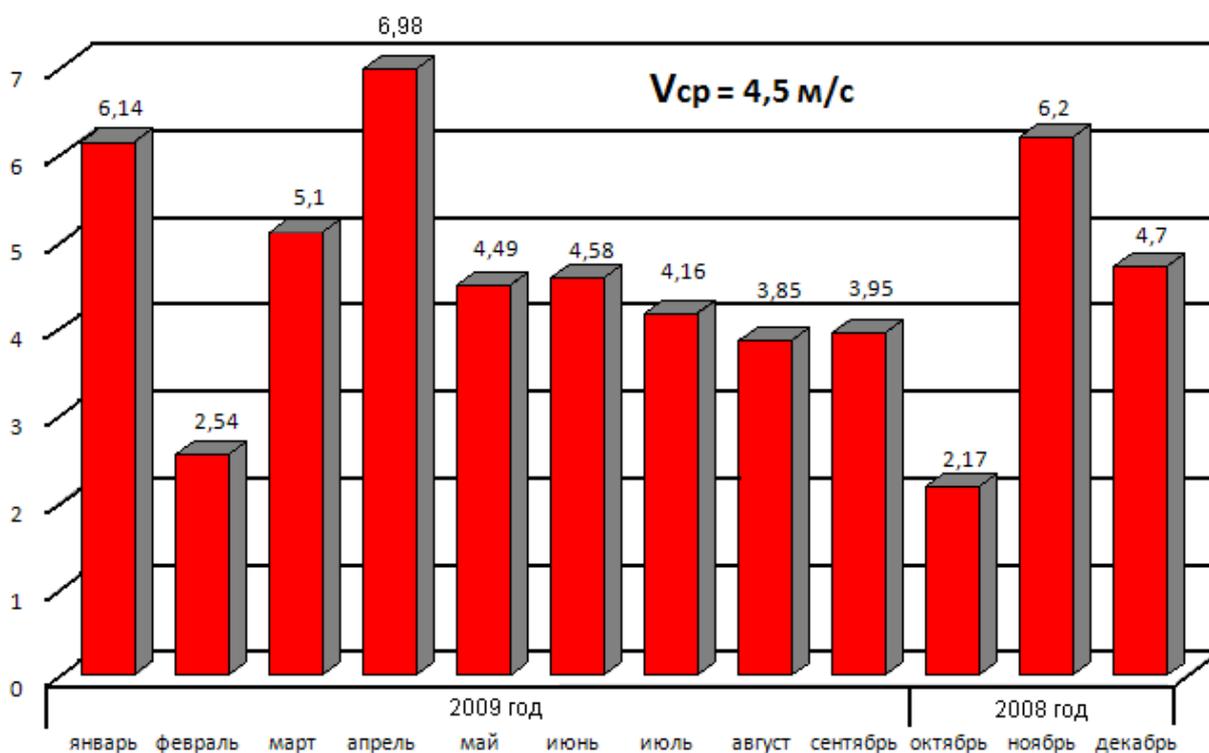


Рисунок 1 – Среднемесячные значения скорости ветра, м/с

Анализ полученных данных показал, что на территории г. Павлодара ветровой потенциал умеренный. На рис.1 показана гистограмма среднемесячных скоростей ветра, построенная по показаниям анемометра. Из гистограммы следует, что среднемесячная скорость ветра в зимне-весенний период времени больше, чем в летне-осенний период. Ниже в таблице 1 приведена классификация общепринятых диапазонов скоростей ветра и их типов [1].

Таблица 1 - Классификация скорости и типа ветра

Скорость ветра, м/с	Тип ветра
0-1,8	Безветрие
1,8-5,8	Слабый
5,8-8,5	Умеренный
8,5-11	Нормальный ветер
11-17	Сильный ветер
17-25	Очень сильный
25-43	Шторм
Более 43	Ураган

Для ВЭУ малой мощности (до 5кВт) минимальный порог скорости ветра, при котором ВЭУ начинает вырабатывать электрическую энергию, составляет 2,5 м/с. Поэтому для правильной оценки энергии, которая может быть выработана с помощью ЛВЭУ, необходимо знать длительность «безветренных» часов.

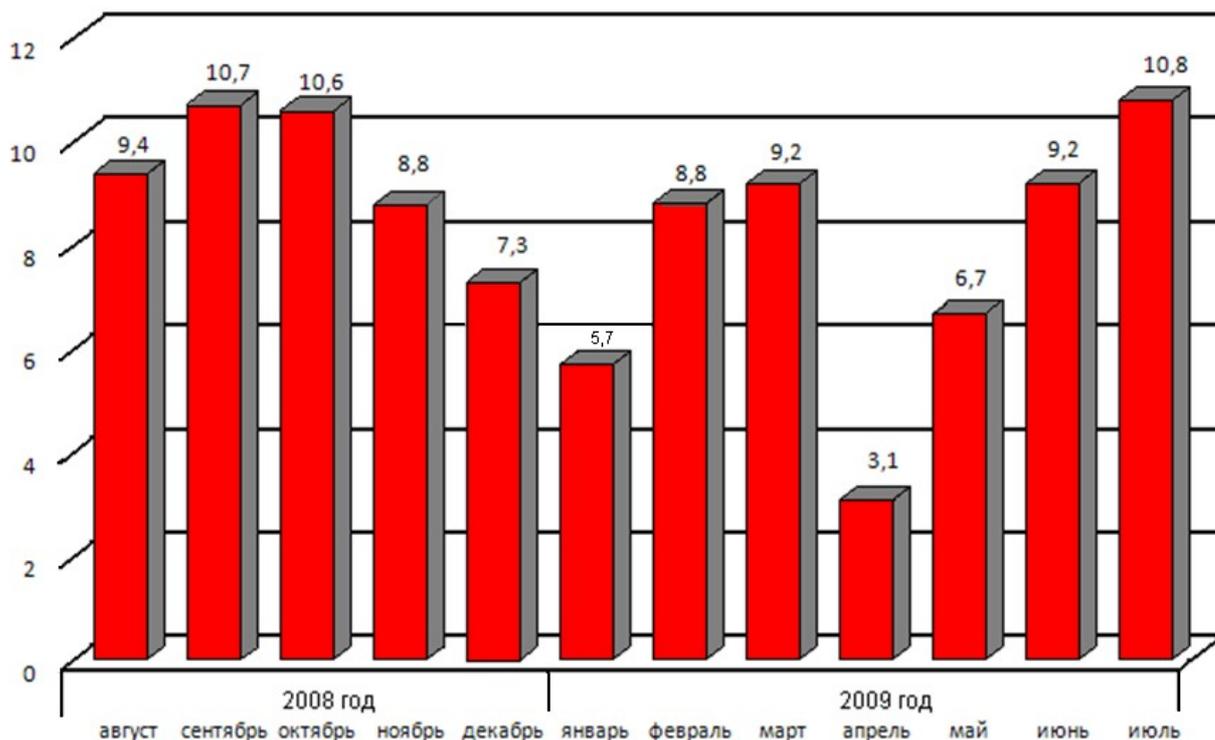


Рисунок 2 - Количество последовательных часов, когда скорость ветра не превышает 2,5 м/с

На рисунке 2 изображен график суммарного количества часов в месяц, при котором скорость ветра не превышает минимально допустимую, за период времени с августа 2008 года по июль 2009 года. Исходя из данных гистограммы, можно с уверенностью сказать, что в году в среднем в течение суток скорость ветра не превышает 2,5 м/с на протяжении 8,5 часов.

Таким образом, в рассматриваемых городских условиях имеется достаточный ветроэнергетический потенциал, дающий возможность создания локальных источников энергии на основе эффективного применения ВЭУ.

#### 4 ПРОЕКТ

Проект - строительство «ВЭС мощностью 51 МВт в г. Павлодар» (далее – Проект) выполнен в соответствии с Правилами устройства электроустановок Республики Казахстан, СНиПами, методическими материалами и другими нормативными документами, действующими на территории Республики Казахстан.

Общая стоимость сооружения ВЭС с учетом присоединения к электрическим сетям 110 кВ АО «Павлодарская региональная энергетическая компания» (далее – АО «ПРЭК»), составляет 12 881 млн. тенге (с НДС), в том числе расширения ПС 220/110/35/10 кВ 224 млн. тенге (с НДС).

В проекте предусматривается строительство ВЭС мощностью 51 МВт в г. Павлодар с вводом в конце 2010 года – начале 2011 года с целью освоения имеющегося ветропотенциала, экономии органического топлива и снижения выбросов парниковых газов.

В перспективе на данной площадке возможно расширение ВЭС до 90 МВт.

В настоящем проекте предусматривается сооружение ВЭС и электросетевых объектов схемы выдачи мощности:

**1) ВЭС**

- 34 ВЭУ суммарной мощностью 51 МВт.
- ПС 110/35 кВ ВЭС (с двумя трансформаторами мощностью 2х63 МВА) и кабельными линиями 35 кВ общей протяженностью около 24,0 км.

**2) Схема выдачи мощности**

- Двухцепная ВЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ ВЭС до ПС 220/110 кВ протяженностью 12,9 км.
- Расширение ОРУ 110 кВ ПС на две линейные ячейки с элегазовыми выключателями.

Объем строительства и реконструкции с указанием стоимости приведены в таблице.

Таблица 1.1.  
млн. тенге

№ п/п	Наименование	Капиталовложения без НДС	Капиталовложение с НДС
1	Рабочий проект ВЭС	190	213
2	ВЭУ	6 901	7 730
3	ПС ВЭС 110/35 кВ и КЛ 35 кВ	2 088	2 339
4	СМР	660	739
5	Прочие	1 138	1 275
6	ТЭО	18	20
7	ВЛ 110 кВ ПС ВЭС-ПС 220/110/35/10 кВ	263	294
8	Расширение ПС 220/110/35 кВ на 2 ячейки	200	224
9	Технадзор	2	2
10	Рабочий проект внешнее электроснабжение	40	45
<b>Итого по проекту</b>		<b>11 501</b>	<b>12 881</b>

**Место реализации проекта**

Республика Казахстан, г. Павлодар, п. Кенжеколь.

**Целевые группы, в том числе основные выгодополучатели**

Основным выгодополучателем будет являться инициатор проекта. Кроме того, так как Республика Казахстан взяла на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов в соответствии с Киотским протоколом в перспективе, помимо выгоды от продажи электроэнергии, также возможно получение дополнительной выгоды от участия в международной торговле квотами на выбросы парниковых газов.

### **Предполагаемые источники и схемы финансирования**

В проекте рассмотрены 2 схемы финансирования.

Схема финансирования 1 предполагает, что все затраты по объектам выдачи мощности будут отнесены на собственника ВЭС, финансирование будет осуществляться за счет собственных средств 15% и кредита Европейского банка, который финансирует 85 % стоимости товаров и услуг.

Условия займа:

Таблица 1.2

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Условия</b>
1	Заемщик	Собственник ВЭС
2	Кредитор	Европейский банк
3	Сумма кредита	85% стоимости товаров и услуг
4	Валюта	Доллары США
5	Срок погашения	15 лет
6	Ставка интересов	10% годовых
7	Курс НБ РК на 01.02.2010 г.	1 доллар США = 148,21 тенге

Распределение объектов строительства и инвестиций по схеме финансирования 1 приведено ниже в таблице.

Таблица 1.3.

<b>Наименование</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2011 г.</b>	<b>Всего</b>
Строительство ВЭУ		213	12 082	12 295
Сетевое строительство	16	49	521	586
в т.ч.				
Расширение ПС 220/110/35 кВ			224	
<b>Итого:</b>	<b>16</b>	<b>262</b>	<b>12 603</b>	<b>12 881</b>

Схема финансирования 2 в соответствии с Законом Республики Казахстан от 4 июля 2009 г. №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (статья 10, пункт 5) предполагает участие двух собственников объектов выдачи мощности ВЭС, собственника ВЭС и АО «ПРЭК». Финансирование для собственника ВЭС остается таким же, как и в варианте 1, но без учета расширения ПС 220/110/35 кВ на 2 ячейки, которые будут финансироваться за счет собственных средств АО «ПРЭК».

Схема финансирования 2 предполагает следующее распределение объектов строительства и инвестиций по собственникам:

Таблица 1.4

Наименование	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Всего
Собственник ВЭС				
ВЭУ и объектов выдачи мощности	16	262	12 379	12 657
АО «ПРЭК»				
Расширение ПС 220/110/35 кВ на 2 ячейки			224	224
<b>Итого по ПРЭК:</b>			<b>224</b>	<b>224</b>

### Источники и сумма финансирования

Источником финансирования проекта являются собственные средства заказчика (15%) и заемные средства (85%), кредит на 15 лет под 10% годовых.

### Период реализации проекта, с разбивкой финансирования по годам

Период жизни проекта – 23 года, с 2009 года по 2031 год, что включает 2 года проектирования, 1 год строительства и 20 лет эксплуатации ВЭС.

Календарный план освоения капиталовложений приведен в таблице 1.5.

Таблица 1.5  
млн. тенге

Наименование	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Всего
ВЭУ			7 730	7 730
ПС и КЛ			2 562	2 562
ВЛ			294	294
Прочие	16	262	2 017	2 295
<b>Итого по проекту:</b>	<b>16</b>	<b>262</b>	<b>12 603</b>	<b>12 881</b>

### Технико-экономические показатели

Таблица 1.6

Наименование показателей	Единицы изм.	Расчетные значения
1. ВЭС		
мощность	МВт	51
выработка ЭЭ	тыс. кВт. ч	153 000
отпуск ЭЭ	тыс. кВт. ч	150 782
2. ПС 110 кВ ВЭС	МВА	2x63
3. Расширение ОРУ 110 кВ, ячейки	шт.	2
4. Общая протяженность ЛЭП (по	км	49,8

трассе) количество цепей, в т.ч.			
ВЛ 110 кВ ВЭС	км/цп	12,9/2	
КЛ 35 кВ ВЭС	км	24	
5. Занимаемая площадь			
ВЭС	га	2119,2	
ВЛ 110 кВ ВЭС	га	0,265	
6. Общая стоимость строительства в текущих ценах, в т.ч.		12 881 217	
СМР объектов производственного назначения	тыс. тенге	1 146 437	
7. Производительность строительства, всего	мес.	12	
8. Прирост рабочих мест	чел.	22	
9. Показатели коммерческой эффективности проекта		Схема 1	Схема 2
9.1. Расчетный тариф на отпуск электроэнергии ВЭС (без НДС) - на уровень 2012 г. в постоянных ценах	тенге/кВт.ч	20,35	20,04
9.2. Расчетный тариф на отпуск электроэнергии ВЭС (без НДС) - на уровень 2012 г. в прогнозных ценах	тенге/кВт.ч	24,46	24,1
9.3. Срок окупаемости капитальных вложений	лет	9,3	9,3

Согласно Закону о поддержке ВИЭ (статья 9, пункт 5) Квалифицированная энергопроизводящая организация самостоятельно устанавливает отпускную цену на электрическую энергию в размере, не превышающем уровня, установленного в технико-экономическом обосновании проекта строительства объекта по использованию возобновляемых источников энергии.

В связи с чем, основываясь на полученных результатах проведенного анализа чувствительности, заказчик в праве сам определить отпускной тариф на электроэнергию. Для снижения тарифа без ухудшения коммерческих параметров проекта возможно изменение следующих параметров:

- снижение инвестиций;
- изменение соотношения капитала;
- снижение кредитной ставки и срока выплат процентов по займу.

#### **4.1 Маркетинг**

Одни из направлений развития электроэнергетики Республики Казахстан в перспективе является вовлечение в баланс возобновляемых источников энергии (ВИЭ), с целью обеспечения оптимальной структуры генерирующих мощностей, учитывающие снижение общего расхода ТЭР, минимальный уровень экологического воздействия на окружающую среду в соответствии с Киотским протоколом о снижении выборов парниковых газов.

Павлодарская область является одним из наиболее перспективных регионов для внедрения ВИЭ, в том числе ВЭС, где необходимо активно способствовать развитию данных источников энергии.

Введение в действие Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» придает особый статус ВИЭ на электроэнергетическом рынке. В соответствии Законом о поддержке ВИЭ данному объекту гарантируется поддержка на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации.

Ниже приводится оценка существующего и прогнозного спроса мощность и электроэнергию в целом по Павлодарской области, в том числе по зоне действия АО «ПРЭК», где будет размещаться рассматриваемая ВЭС мощностью 51 МВт.

### **Оценка существующего и прогнозируемого спроса на мощность и электроэнергию**

В отчетном 2008 г. электроснабжение г. Павлодар, в том числе АО «ПРЭК», на долю которого приходится более 80% суммарного электропотребления области, характеризуется показателями, приведенными ниже в таблице.

Таблица 2.1

<b>Наименование показателей</b>	<b>г. Павлодар</b>	<b>АО «ПРЭК»</b>
1. Электропотребление, млрд. кВт. ч	8,6	7,16
2. Максимум электрической нагрузки (собств.), МВт	1675	1423
3. Установленная мощность электростанций, МВт	1290	1244
4. Располагаемая мощность электростанций, МВт	868	840
5. Выработка электроэнергии, млрд. кВтч	5,1	4,8

Спрос на электроэнергию характеризуется показателями электропотребления и максимум электрических нагрузок.

В период 1990-2000 гг. произошло снижение электропотребления во всех отраслях экономики. потребление в промышленности снизилось почти в 1,6 раза, строительстве – в 5 раз, в коммунально-бытовом секторе – в 1,8 раза.

Динамика структуры потребления по отраслям экономики в целом по Павлодарской области приведены в таблице 2.1.

После 2000 года наблюдается устойчивая тенденция роста, в основном, за счет коммунально-бытового потребления.

Рост электропотребления, характеризующий положительную динамику развития экономики, обусловлен выполнением мероприятий, реализуемых в рамках следующих программ:

- Стратегия развития Казахстана до 2030 года;
- Стратегия индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003-2015 гг.;

- Государственных комплексных и отраслевых программ в отрасли: сельского хозяйства, промышленности, строительстве, транспорте и связи;

### Динамика структуры электропотребления г. Павлодар

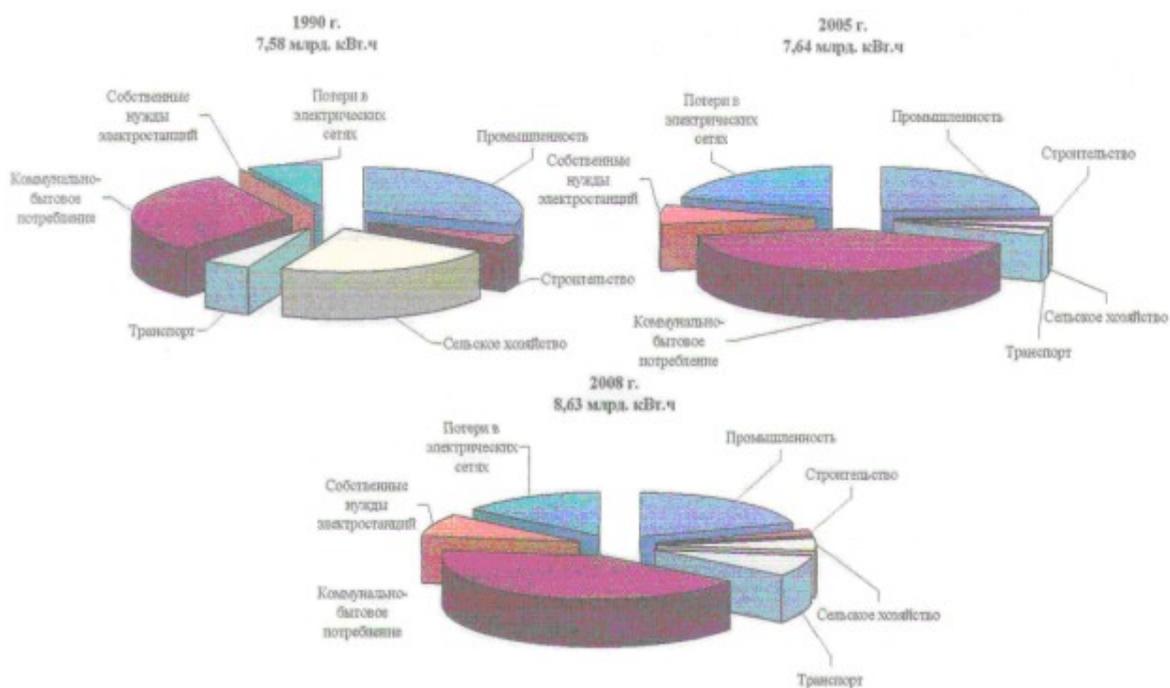


рисунок 2.1

Динамика роста валового регионального продукта (ВРП) за ряд отчетных лет (таблица 2.2) характеризуется стабильным развитием экономики Павлодарской области.

Таблица 2.2.  
млрд. тенге

Наименование	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
ВРП	936,2	1217,1	1448,0	2681,3	3226,6	3461,3

Примечание: суммарный показатель ВРП г. Павлодар по данным Агентства Республики Казахстан по статистике в ценах соответствующего года

В мировой практике в условиях ограниченности исходной информации прогнозирование потребности в электрической энергии выполняется с применением наиболее часто используемой методики по валовому внутреннему продукту и его энергоемкости.

Прогнозирование уровней электропотребления производится на основании методических указаний по выполнению схем развития энергосистем с учетом анализа следующих исходных данных:

- динамика уровней и структур электропотребления за ретроспективный период 1990-2008 гг.;
- удельных норм электропотребления в коммунально-бытовом секторе;

- данных по существующим промышленным потребителям и заявок новых потребителей;
- перечня намечанных к реализации инвестиционных проектов в соответствии с утвержденными программами развития;
- технических условий, выданных на подключение потребителей.

### **Анализ рынков сырья, материалов и других факторов производства**

Первичным энергоресурсом (сырьем) для ВЭС является энергия ветра. Кинетическая энергия воздушных масс в атмосфере преобразуется с помощью ветроэнергетической установки (ВЭУ) в электрическую энергию.

Доступность сырья определена на основе анализа годовых замеров скорости и направления ветра в рассматриваемом районе за период 1998-2006 гг.

Выполнены следующие расчеты:

- сезонное распределение скорости ветра, характеризующие изменение скорости ветра по месяцам по отношению к среднегодовой скорости ветра;
  - распределение скорости ветра в разрезе зимних, летних суток и периода паводка.
- анализ годовых замеров скорости показал, что средняя скорость ветра в рассматриваемом регионе составила 7 м/с.

Наибольший ветровой потенциал приходится на зимние месяцы, когда средняя скорость ветра 8,1 м/с, наименьший потенциал приходится на летнее месяцы, когда средняя скорость ветра составляет 6,1 м/с.

Среднегодовая мощность ВЭС составит 18 МВт. Как показывает анализ, наибольшую среднемесячную мощность ВЭС будет достигать зимой – 26 МВт, наименьшую летом – 11 МВт.

Максимальная выдача мощности ВЭС зимой, летом и в период паводка приходится на первую половину дня и не совпадает с суточным максимумом нагрузки.

Годовая выработка электроэнергии составит 139 млн. кВт. ч., коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) – 31%.

В ходе расчета проекта были проведены дополнительные исследования ветрового потенциала данной площадке с учетом оптимального размещения ветроагрегата ВЭС с использованием программного обеспечения WindPRO.

Согласно выполненным расчетам при оптимальном размещении ВЭУ на площадке годовая выработка составит 168,7 млн. кВт. ч., КИУМ – 36,1%.

Далее были приняты усредненные значения: среднегодовая выработка – 153 млн. кВт. ч., КИУМ – 34,2%.

Таким образом, как показали предварительные исследования ветропотенциала в проектируемой площадке, рассматриваемая ВЭС как в суточном, так и в годовом разрезе будет полностью обеспечена первичным энергоресурсом (сырьем) – энергией ветра.

По результатам исследований ветрового потенциала площадки можно сделать вывод, что использование ветрового потенциала для выработки оправданным.

Так как ветер в качестве сырья для ВЭУ всегда доступен и плата за использование ветра существующим законодательством не предусмотрена, отпадает необходимость в оценке:

- доступности сырья;
- программы снабжения производства основным видом сырья;
- контрактной проработанности обеспечения производства необходимыми сырьевыми ресурсами;
- выявленных тенденций (динамики) в производстве, экспорте-импорте и потреблении данных видов сырья;
- динамики внутренних и внешних цен;
- учета деятельности «основных игроков» на рынке, их инвестиционных планов.

### **Оценка влияния проекта на рост экспортного потенциала страны**

Намеченная к строительству ВЭС носит региональный характер, предназначена для снижения дефицитов электроэнергии и мощности г. Павлодар в зоне действия АО «ПРЭК» и не влияет на экспортный потенциал ЕЭС Казахстана.

### **Рекомендуемые мероприятия по содействию сбыту продукции**

Намечаемая к строительству ВЭС станет полноправным участником стабильно и динамично развивающегося конкурентного рынка электроэнергии.

Кроме того, сбыт электроэнергии в полном объеме будет гарантирован законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года, №165-IV Статья 9. Поддержка при продаже электрической и (или) тепловой энергии, произведенной с использованием возобновляемых источников энергии.

Таким образом, реализация электроэнергии, которая будет произведена на рассматриваемой ВЭС, будет осуществляться на основании договора на покупку электроэнергии для компенсации потерь с АО «ПРЭК».

Объем электроэнергии на компенсацию потерь и их стоимость, который может приобрести АО «ПРЭК», к электрическим сетям которого будут присоединяться объекты, использующие возобновляемые источники энергии, приведены ниже в таблице.

Таблица 2.13

Наименование	2008 г.	2010 г.		2015 г.	
	отчет	прогноз			
		мин	макс	мин	макс

Потери в электрических сетях, млрд.кВт.ч.	1,07	1,09	1,25	1,36	1,57
Объем покупки ЭЭ у ВИЭ, млрд.кВт.ч.	0,535	0,543	0,627	0,680	0,785
Стоимость потерь*, тенге/кВт.ч.	4,38	6,74		8,6	

### Оценка коммерческих рисков

К категории основных коммерческих рисков относятся риски, связанные с реализацией продукции (электроэнергии), платежеспособностью потребителей и форс-мажорными обстоятельствами. При этом наиболее существенное влияние на финансовые показатели проекта могут оказывать риски, связанные с организацией реализации электроэнергии, которая будет производится на ВЭС мощностью 51 МВт в г. Павлодар.

Основные проектные риски и степень их влияния на проект приведены ниже в таблице.

Таблица 2.14

№	Неблагоприятные события	Степень риска
1	Обеспечение сырьем	средняя
2	Форс-мажорные обстоятельства	низкая
3	Снижение объема реализации, стоимости товара	низкая
4	Влияние экономического кризиса и увеличение расходов	высокая
5	Потеря качества товара. Снижение уровня производства товара.	низкая
6	Невозможность/сложность доставки (транспортировки) товара.	низкая
7	Изъятие земель, находящихся в частной собственности, под объекты ВЭС	отсутствует

Снижение рисков в ходе реализации Проекта, поможет тщательная его проработка и реализация всех необходимых подготовительных мероприятий, а именно:

1. Риск необеспеченностью сырьем – средний, для уменьшения требуется дополнительно изучение ветрового потенциала данной площадки.

2. Снижение объема реализации, стоимости товара. Снижению вероятности наступления указанных событий будет способствовать заключение долгосрочных договоров с потребителями на заранее оговоренных условиях.

3. Влияние уровня конкуренции. Данный риск минимален, так как защищен Законом Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165- IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

4. Влияние экономического кризиса и увеличения расходов. Изначально степень наступления неблагоприятного события оценена как высокая, что

связанно с началом реализации Проекта и наличием в этот период значительного количества расходов на приобретение и возведение основных средств. Методами снижения риска в данном случае могут быть – изначальное планирование расходов.

5. Потеря качества товара. Снижение уровня производства товара. В данном случае, основным методом хеджирования будут являться производственно -технологические мероприятия:

- изначальное выбранное качественное и надежное оборудование;
- качественное планирование;
- отработанный производственный процесс.

6. Невозможность/сложность доставки (транспортировки) товара. Вероятность наступления такого неблагоприятного события изначальное оценена как «низкая». Однако совсем исключить этот риска нельзя, главным образом по причине возможности возникновения технических неполадок и форс-мажорных обстоятельств.

В целом, риски по Проекту будут значительно снижены в случае применения проектного подхода к его управлению и соблюдения общепринятых установленных принципов и правил.

### **Используемые источники информации и методики проведения маркетинговых исследований**

При выполнении работы были использованы следующие источники информации:

1. «Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан», утвержденные приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (приказ Министра) от 27 августа 2004 года №197.

2. «Правила оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг», утвержденные приказом Министра от 10 сентября 2004 года №212.

3. «Правила оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг», утвержденные приказом Министра от 10 сентября 2004 г. №213.

4. Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также доступ и предоставления услуг на данном рынке», утвержденные приказом Министра от 30 сентября 2004 г. №232.

5. «Правила организации функционирования балансирующего рынка электрической энергии в Республике Казахстан», Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 30 ноября 2007 г. №269.

6. «Концепция дальнейшего совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике», постановление Правительства РК от 3 апреля 2009 г. №465.

7. «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», закон РК от 4 июля 2009 г. №165-IV.

8. «Правила покупки электрической энергии у квалифицированных энергопроизводящих организаций», приказ Министра от 29 сентября 2009 г. №264.

9. «Правил определения ближайшей точки подключения к электрическим или тепловым сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии», приказ Министра от 1 октября 2009 г. №270.

10. «Правила осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии», постановление Правительства Республики Казахстан от 5 октября 2009г. №1529.

11. План мероприятий развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на период 2007-2015 гг., приказ Министра, март 2007 г.

12. Стратегия индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003-2015 годы.

13. Постановление Правительства РК от 25 марта 2009 г. №392, от 10 марта 2009 г. №277 об Утверждении предельных тарифов.

14. План совместных действий Правительства, Национального банка и Агентства РК по регулированию и надзору финансового рынка и финансовых организаций по стабилизации экономики и финансовой системы на 2009-2010 гг.

15. Информация Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий за 2008-2009 гг.

#### **4.2 Техничко-технологические показатели**

Техничко-технологический раздел состоит из двух частей.

В разделе 3.1 рассмотрены вопросы, касающиеся принятия решений внутри площадки ВЭС: характеристики ВЭУ, оптимального размещения ВЭУ и прогноза среднегодовой выработки электроэнергии с использованием программы WindPRO, коммутации ВЭУ, принципов организации средств диспетчерского и технологического управления, технологических решений по ВЛ и ПС.

В разделе 3.2 рассмотрены вопросы, касающиеся схемы выдачи мощности: схемы присоединения ВЭС, принципов релейной защиты и линейной автоматики, противоаварийной автоматики, принципов организации диспетчерского и технологического управления, технологических решений по ВЛ и ПС.

### **Технические решения по ВЭС**

Технические решения по ВЭС, приведены в данном разделе, предварительные, носят исследовательский характер и будут уточняться при выборе оборудования ВЭС на дальнейшей стадии проектирования. Следует отметить, что окончательные решения внутри площадки ВЭС не окажут влияния на схему выдачи мощности.

### **Технические характеристики ВЭУ**

Предварительно были рассмотрены ВЭУ производства китайской компании Goldwind Science & Technology Co, Ltd, которые имеют следующие основные характеристик:

Таблица 3.1

Тип ВЭУ	GOLDWIND 82/1500
Установленная мощность, кВт	1500
Минимальная рабочая скорость ветра, м/с	3
Номинальная скорость ветра, м/с	10,3
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	22
Срок эксплуатации, лет	~20
Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха, С°	-40 ... +40
Диаметр ротора, м	82
Высота башни ВЭУ, м	70

Зависимость мощности одной ВЭУ от скорости ветра показана на рисунке.

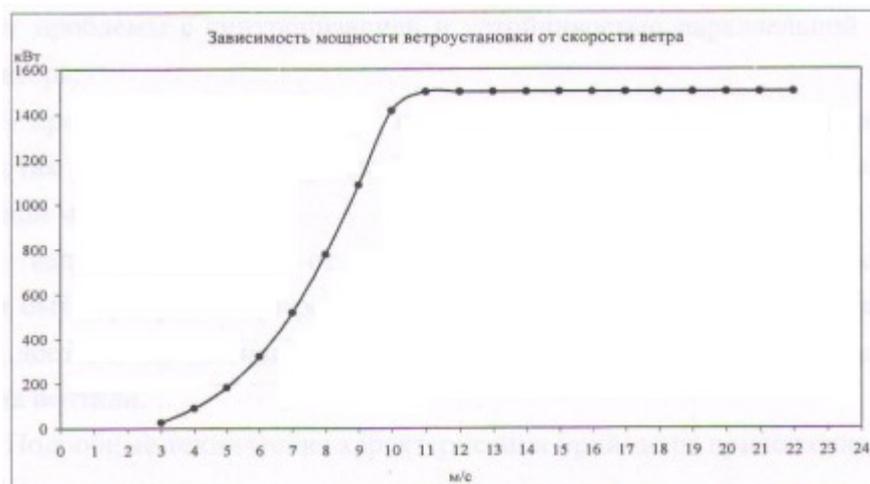


Рисунок 3.1

Электрическая часть ветровой установки состоит из:

- многополюсного синхронного генератора с возбуждением постоянными магнитами номинальной мощностью 1500 кВт и номинальной частотой вращения 17,3 об./мин;
- преобразователя частоты выполненного на IGBT элементах (Insulated Gate Bipolar Transistor) соединяющего тихоходный синхронный генератор ветровой установки с энергосистемой;
- демпфирующего синусофильтра низкой частоты для компенсации высших гармоник и снижения дозы фликера, обусловленных работой преобразователя частоты;
- повышающего блочного трансформатора мощностью 1600 кВА с номинальным напряжением обмоток 35/0,69 кВ.

Применяемый IGBT-преобразователь частоты является вставкой постоянного тока и обуславливает следующие особенности моделирования ветровой установки:

- синхронный генератор имеет не жесткую электрическую связь с энергосистемой, а лишь гибкую несинхронную связь. Следовательно, отсутствуют проблемы с синхронизацией и устойчивостью параллельной работы генератора;
- преобразователь частоты как на стороне выпрямителя (генератора ВЭУ), так и на стороне инвертора (энергосистема) является потребителем реактивной мощности;
- величина подпитки от ветровой установки при КЗ в энергосистеме может быть программно ограничена, так как запираение преобразовательного моста достигается элементарным прекращением подачи управляющего сигнала на вентили.

## **Площадка размещения ВЭС. Расчеты производительности ветропарка**

**Площадка ВЭС.** В данном разделе приведены предварительная оценка ветрового потенциала данной площадке с учетом оптимального размещения ветроагрегатов ВЭС с использованием программного комплекса WindPRO.

Программа WindPRO предназначена для проектирования и планирования, как одиночных ветровых турбин, так и ветровых парков.

Данная программа позволяет рассчитать ожидаемое количество энергии, которое будет вырабатываться турбиной (-ами) с привязкой к определенной местности; а также, при отсутствии утвержденных позиций турбин, оптимальное их расположение с целью максимальной выработки электроэнергии при минимальных потерях и с учетом заданных ограничений.

Количество вырабатываемой электроэнергии рассчитывается в зависимости от ветропотенциала, шероховатости и рельефа местности, близости природоохранных территорий и чувствительных к шуму объектов.

Площадка проектируемой ВЭС находится 12 км восточнее ПС 220/110/10 кВ и занимает около 29 км<sup>2</sup>. Данная местность имеет ровный рельеф с преимущественно травяным покровом.

Вблизи площадки проектируемой ВЭС не наблюдается резких возвышенностей и густой растительности, река Иртыш находится более чем за 10 км севернее площадки ВЭС.

**Расчет годовой производительности ветротурбины.** Расчет производительности был проведен на основе:

- метеорологических данных Национального Центра Атмосферных Исследований (National Center of Atmospheric) за 30 лет (1979-2009 гг.) на высоте 42 м.
- информации о рельефе, шероховатости и существующих препятствиях для ветра;

Количество энергии, произведенной ветротурбиной за год, и эффективность ее работы на данной площадке рассчитывается с учетом коэффициента использования установленной мощности, КИУМ (Capacity factor). Коэффициент использования установленной мощности – это фактическая годовая выработка электроэнергии, разделенная на теоретически максимальную выработку при условии, что машина работала в режиме максимальной нагрузки в течение всех 8760 часов года.

Анализ производительности ветротурбины приведены в приложении 2, лист 9, где также показаны зависимости выработки электроэнергии от направления и скорости ветра.

**Расчет производства ветропарка.** При расчете производительности ВЭС дополнительно учитывается взаимное влияние ветротурбин друг на друга внутри ветропарка (эффект «затмения»).

Расчет производительности был проведен для следующих вариантов:

- вариант 1 – расположение турбин в 3 ряда;
- вариант 2 – расположение турбин в 4 ряда;
- вариант 3 – оптимальное размещение турбин.

Турбины вариантов 1 и 2 были расставлены с учетом рекомендаций: расстояние между турбинами в ряду 5 диаметров ротора, между рядами – 8 диаметров ротора.

Позиции турбин вариант 3 были просчитаны модулем OPTIMIZE программы WindPRO. Данный модуль, используя результаты расчета ветропотенциала, данные об ограничениях, шероховатости местности и изменениях уровней высоты, находит оптимальное расположение турбин относительно существующих препятствий и друг друга с целью максимальной выработки электроэнергии при минимальных потерях.

Результаты анализа используемых измерений скорости и направления ветра показали два основных направления ветра - ENE и WSW, вероятность которых составляет 32,6% и 23,7% соответственно. Средняя скорость ветра на высоте мачты ветротурбины равна 7 м/с. Расчеты ветропотенциала с учетом рельефа, высоты и шероховатости местности показали незначительное уменьшение ветропотенциала со снижением уровня высоты местности.

Прогнозируемая производительность одной ветротурбины с учетом погрешности составила 4610 МВт. ч в год с коэффициентом использования установленной мощности равным 39%.

Краткий обзор результатов расчета производительности ВЭС при различных вариантах размещения турбины представлен ниже в таблице.

Вариант	Годовая выработка ЭЭ, МВт. ч	Потери МВт. ч	Итого МВт. ч	Эффективность размещения, %	КИУМ
Расположение турбин в 3 ряда	168 923,1	10 169	158 754,1	94	35,5
Расположение турбин в 4 ряда	168 732,5	11 730,4	157 002,1	93	35,1
Оптимальный вариант размещения турбин	168 655,7	7 164,1	161 491,7	95,8	36,1

Наименьшие потери и наибольшие КИУМ, эффективность размещения и годовую выработку электроэнергии имеет оптимальный вариант размещения. Однако как показали расчеты, результаты находятся в пределах точности расчета (3%), поэтому нельзя сделать однозначный вывод о варианте оптимального размещения. Вариант оптимального размещения будет уточняться на последующих стадиях проектирования.

### **Коммутация ветроагрегата ВЭС**

Схемы коммутации ветроагрегатов ВЭС мощностью 51 МВт (34 ВЭУ - I очередь) с объединением в четыре или три группы и расширение ее до 90 МВт (дополнительно 26 ВЭУ - II очереди) рассмотрены вариантно:

Вариант 1. Объединение ВЭУ в четыре группы:

1-ая группа – 9 ВЭУ (дополнительно – 6 ВЭУ);

2-ая группа – 9 ВЭУ (дополнительно – 6 ВЭУ);

3-ая группа – 8 ВЭУ (дополнительно – 7 ВЭУ);

4-ая группа – 8 ВЭУ (дополнительно – 7 ВЭУ).

Количество ВЭУ в группе с учетом расширения составляет 15 шт., установленная мощность группы ВЭУ – 22,5 МВт.

Вариант 2. Объединение ВЭУ в три группы:

1-ая группа – 12 ВЭУ (дополнительно – 8 ВЭУ);

2-ая группа – 11 ВЭУ (дополнительно – 9 ВЭУ);

3-ая группа – 11 ВЭУ (дополнительно – 9 ВЭУ).

Количество ВЭУ в группе с учетом расширения составит 20 шт., установленная мощность группы ВЭУ – 30 МВт.

Выбор сечения кабеля производился с учетом перспективного увеличения установленной мощности ВЭС до 90 МВт.

Исходя из определившейся максимальной мощности групп на напряжении 35 кВ, для варианта 1 рекомендуется сечение кабеля 150 мм<sup>2</sup>, для варианта 2 – 240 мм<sup>2</sup>.

Сравнение вариантов выполнено только по капиталовложениям в кабельные линии, так как капиталовложения в оборудование по вариантам одинаковы.

Минимальные варианты соответствуют варианту 1, который рекомендуется к реализации.

### **Принципы организации средств диспетчерского и технологического управления ВЭС**

SCADA ВЭУ. Для сбора телеинформации с 60-ти ВЭУ предусматриваются контроллеры (RTU) на каждой ВЭУ, выполняющие следующие функции:

- сбор измерений тока, напряжения, частоты, активной, реактивной и полной мощности с присоединений 35 кВ (ВЭУ);
- сбор сигнализации положения выключателей, разъединителей и заземляющих ножей присоединений 35 кВ через RTU, которые устанавливаются на ВЭУ;
- прием команд телеуправления коммутационными аппаратами присоединений 35 кВ ВЭУ.

База данных SCADA ВЭУ должна формироваться в отдельном сервере, устанавливаемом на ДП ВЭС. Обмен данными между ВЭУ и ДП должен осуществляться по оптическим линиям связи.

Средства телекоммуникаций. Технические решения по организации средств телекоммуникаций рассмотрены в соответствии с «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем и передачи информации в энергосистемах».

Для каждой ВЭУ необходима организация следующих каналов на направлении ВЭУ – ДП ВЭС:

- передачи телеинформации о состоянии, как самой ветряной установки, так и коммутационного электротехнического оборудования 35 кВ.;
- голосового канала для эксплуатационного обслуживания ветряной установки.

Данные каналы связи организуются по волоконно-оптическим линиям связи, проложенным в траншее вдоль каждого ряда ветровых установок.

Каналы организованы по одной паре оптических волокон создаваемого виртуального кольца с заходом кабеля последовательно на каждую ветровую установку.

В качестве оконченных устройств применяются Switch, имеющие в своем составе требуемое количество необходимых интерфейсов, позволяющие маршрутизировать каналы в различных направлениях кольца.

Для организации голосового канала предусматривается установка IP-телефонов.

Телекоммуникационное оборудование на ВЭУ размещается в шкафах наружной установки.

Электропитание проектируемого оборудования предусматривается от сети переменного тока напряжением 220 В.

Вместе с тем, необходимо предусмотреть диспетчерские каналы между ДП ВЭС при ПС 110/35/10 кВ ВЭС и диспетчерскими пунктами АО «ПРЭК» и РДЦ СМЭС.

### **Требования к диспетчерскому пункту ВЭС**

При ВЭС в г. Павлодар требуется наличие диспетчерского пункта, оснащенного средствами связи и системами диспетчеризации, необходимым для организации диспетчерского контроля и управления ВЭС г. Павлодар, а также обмена информацией с диспетчерскими центрами Технического оператора – ЦДП АО «ПРЭК», РДЦ СМЭС и Рыночным оператором СО ОРЭ Республики Казахстан (АО «KEGOC»).

Согласно требованиям ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» на границах балансовой принадлежности необходимо производить замеры параметров качества электроэнергии.

Диспетчерский пункт должен быть обеспечен следующими системами:

- системой SCADA – в соответствии с приказом МЭИиТ Республики Казахстан №404 от 11.12.200 г. «Об утверждении технических требований к средствам коммерческого учета электрической мощности и энергии и диспетчеризации на оптовом рынке электрической мощности и энергии Республики Казахстан», «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» и ПУЭ Республики Казахстан;

- системой АСКУЭ – в соответствии с вышеуказанным приказом МЭИиТ Республики Казахстан №404 от 11.12.200 г., требованиями раздела 5 «Электросетевых правил» (приказ Министра №314 от 24.12.2001 г.);

Оборудование SCADA, установленное на ДП должно производить:

- сбор со всех присоединений измерений тока, напряжения, частоты, активной, реактивной, полной мощности, коэффициентов мощности в реальном времени при помощи 12-разрядных измерительных преобразователей (ИП). Классы точности ТТ, ТН и ИП должны быть не хуже 0,5;
- сбор сигнализаций положений коммутационных аппаратов как от терминалов релейной защиты и автоматики по цифровым интерфейсам, так и от бинарных входов выходов (при необходимости);
  - обработку принятой информации;
  - передачу команд телеуправления непосредственно на приводы коммутационных аппаратов через бинарные выходы или через терминалы РзиА;
  - регистрацию состояния оборудования и программно-аппаратных средств в нормальном и аварийном режимах и действий, эксплуатационного и обслуживающего персонала;
  - оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных сбоях и авариях оборудования и программно-аппаратных средств;
  - формирование базы данных SCADA – сводок и других отчетных документов на основе принятой и архивированной информации;
  - выдачу оперативно-технологическому персоналу объективной информацией для контроля состояния оборудования на автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров;
  - прием телеинформации с ОРУ 110 кВ ВЭС г. Павлодар;
  - передачу телеинформации на ЦДП АО «ПРЭК» и РДЦ СМЭС АО «KEGOC» в протоколе по протоколам, соответствующим современным требованиям.

Оборудование АСКУЭ, установленное на ДП, должно производить:

- сбор измерений активной и реактивной энергии контролируемых присоединений электронными счетчиками с долговременной памятью, автодиагностикой, цифровым интерфейсом для сопряжения с УСПД;
- сбор измерений активной и реактивной энергии ОРУ 110 кВ ВЭС;
- формирование базы данных коммерческого учета по выработке, потреблению электроэнергии по каждой точке учета;
- формирование фактического баланса электроэнергии на объекте;
- выдачу оперативно-технологическому персоналу объективной информацией для контроля распределения электроэнергии на автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров;
- определение потерь электроэнергии при её передаче;

- обмен данными с АСКУЭ Системного оператора (АО «КЕГOC») по утвержденным им протоколам.

Устанавливаемые измерительные преобразователи, счетчики и анализаторы качества электроэнергии должны быть включены в Реестр Государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан.

Оборудование телекоммуникаций, установленное на ДП, должно обеспечивать передачу следующих информационных потоков:

- голоса (для оперативно-диспетчерского управления);
- голоса (для селектора);
- информации SCADA – на ДП АО «ПРЭК» и РДЦ СМЭС;
- информации АСКУЭ – СО ОРЭ Республики Казахстан (АО «КЕГOC»);
- электронная почта;
- доступ в Internet для доступа к WEB-сайтам технического и Рыночного оператора ОРЭ Республики Казахстан.

Каналы связи должны обеспечить передачу телеметрической и иного рода информации на диспетчерские пункты Технического и Рыночного оператора по двум независимым трактам.

Диспетчерский пункт должен быть обеспечен АТС для коммутации голосовых каналов, местной и селекторной связью.

### Схема присоединения ВЭС

Для присоединения ВЭС на напряжении 110 кВ к электрическим сетям АО «ПРЭК» намечается следующий объем строительства (рисунок 3.2):

- строительство ВЛ 110 кВ до ПС 220/110/35/10 кВ протяженностью 12,9 км;
- расширение ОРУ 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ на две линейные ячейки с элегазовыми выключателями.

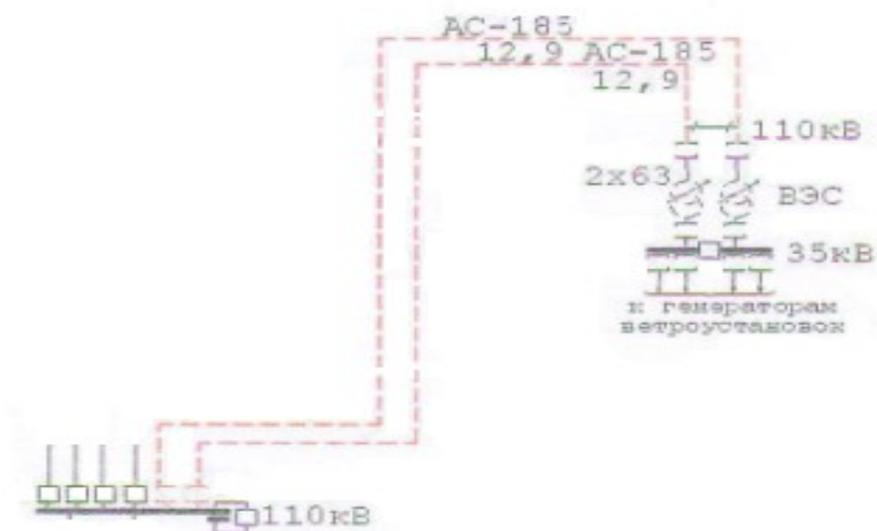


Рисунок 3.2

**Расчеты потоков мощности и уровней напряжения.** Расчеты электрических режимов выполнялись с целью выбора и уточнения параметров элементов сети, разработки рекомендаций по режиму работы сети, а также, в случае необходимости, определения мероприятий, позволяющих обеспечить допустимые уровни напряжения и загрузки электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.

Расчеты электрических режимов выполнены при следующих исходных условиях:

1. В качестве основных рассмотрены режимы работы электрических сетей 220 кВ и выше рассматриваемого района г. Павлодар на уровень нагрузок в зимние сутки 2010 г. и 2015 г. в соответствии с балансами мощности и суточными графиками.

2. Расчеты выполнены с учетом вписывания мощности ВЭС в суточные графики покрытия нагрузок на уровень 2010 и 2015 гг.;

- выдача ВЭС – 26 МВт в зимний максимум нагрузок области;
- выдача ВЭС – 18 МВт в часы максимума нагрузок области в паводковый период;
- выдача ВЭС – 51 МВт с учетом снижения нагрузок области в утренние часы зимних суток (7:00 часов).

3. Значения  $\operatorname{tg} \varphi$  на шинах подстанций АО «ПРЭК» приняты в соответствии с отчетными данными.

4. Учитывая, что присоединение каждого ветрогенератора к энергосистеме осуществляется через IGBT преобразователь с применением принципа широтно-импульсной модуляции, то на стороне энергосистемы блок ветрогенератор – IGBT преобразователь по активной мощности – является источником мощностью до 1,5 МВт, а по реактивной мощности регулятором поддерживающим заданный уровень напряжения с диапазоном регулирования  $\pm 0,493$  Мвар.

Ниже приводится перечень рассмотренных нормальных и послеаварийных режимов с кратким анализом выполненных расчетов.

Уровень 2010 г.:

- Нормальный режим, зимний максимум. Выдача ВЭС 26 МВт;
- Нормальный режим, максимальная нагрузка области в паводковый период. Выдача ВЭС 18 МВт;
- Нормальный режим, с учетом снижения нагрузки области в утренние часы зимних суток (7:00 часов). Выдача ВЭС 51 МВт.;
- ПА режим – отключение ВЛ 220 кВ, с учетом снижения нагрузки области в утренние часы зимних суток (7:00 часов). Выдача ВЭС 51 МВт.;
- ПА режим – отключение одной цепи двухцепной ВЛ 110 кВ ВЭС – Павлодарская, с учетом снижения нагрузки области в утренние часы зимних суток (7:00 часов). Выдача ВЭС 51 МВт.;
- Нормальный режим, зимний максимум. Выдача ВЭС 26 МВт.;
- Нормальный режим, максимальная нагрузка области в паводковый период. Выдача ВЭС 18 МВт;

- Нормальный режим, с учетом снижения нагрузки области в утренние часы зимних суток (7:00 часов). Выдача ВЭС 51 МВт;

Анализ расчетов показал, что по рассматриваемой схеме присоединения ВЭС к электрическим сетям АО «ПРЭК» на уровне 2010 г. и 2015 г. загрузка элементов сети и уровни напряжения на шинах подстанций находятся в допустимых пределах.

Оценка пропускной способности показала, что по схеме присоединения ВЭС к электрическим сетям АО «ПРЭК» имеется возможность выдачи мощности ВЭС до 90 МВт.

Выполненные расчеты динамической устойчивости с моделированием нормативного возмущения – скачкообразного небаланса активной мощности при внезапном отключении всех генераторов ВЭС, показали, что рассматриваемый переходной процесс является устойчивым из-за наличия в электрических сетях рассматриваемого района существенного запаса по статической устойчивости. Моделирование аварий (КЗ), связанных с нарушением устойчивости параллельной работы генераторов ВЭС с энергосистемой не выполнялись, так как их связь является асинхронной с учетом применения IGBT-преобразователей.

Расчеты токов короткого замыкания (КЗ) выполнены с целью получения исходных данных для выбора оборудования, а также, при необходимости, разработки мероприятий по ограничению токов КЗ.

Расчетная схема замещения составлена на основании существующей схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше рассматриваемого района с учетом рекомендуемого развития сетей на перспективу.

Расчеты выполнены при следующих условиях:

1. За основу принят максимальный режим работы сетей.
2. Расчеты проведены при номинальных коэффициентах трансформации на подстанциях.

Максимальные значения токов КЗ на шинах проектируемых и реконструируемых объектов приведены ниже в таблице.

Таблица 3.3

Наименование	Ток трехфазного/однофазного КЗ, кА
1. Присоединение	
1.1. ПС ВЭС	
шины 110 кВ	3,1/3,7
шины 35 кВ	5,2/-
1.2. ПС 220/110/35/10 кВ	
шины 220 кВ	3,9/3,5
шины 110 кВ	4,0/5,0

### **Принципы выполнения релейной защиты и линейной автоматики**

В соответствии с требованиями «Правил устройств электроустановок» и действующими нормативными материалами, предлагается необходимый перечень комплектных функций релейной защиты и линейной автоматики для всех рассматриваемых в проекте элементов сети.

Релейную защиту ВЛ 110 кВ – ВЭС и трансформаторов 110 кВ ВЭС рекомендуется выполнить с применением цифровых устройств релейной защиты на базе высокопроизводительных микропроцессоров так, что все задачи, начиная от ввода измеряемых величин и заканчивая выдачей команд управления, реализуются с помощью цифровых методов обработки.

Применяемый IGBT – преобразователь частоты является вставкой постоянного тока и обуславливает следующие особенности моделирования преобразовательной установки при КЗ в энергосистеме, величина подпитки тока КЗ от преобразовательной установки может быть программно ограничена, так как запирающее преобразовательного моста достигается прекращением подачи управляющего сигнала на вентили. Следовательно, линия 110 кВ – ВЭС является линией с односторонним питанием.

На ВЛ 110 кВ – ВЭС со стороны ПС ВЭС для двух линий предусмотреть основной и резервный комплекты защит на каждой линии:

Основной комплект защит содержит:

- дистанционную, многоступенчатую, направленную защиту от многофазных КЗ и КЗ на землю.
- направленную токовую многоступенчатую защиту нулевой последовательности от КЗ на землю.
- ступенчатую токовую защиту от междуфазных КЗ (аварийная).
- устройство трехфазного автоматического повторного включения.
- устройство автоматического ускорения дистанционной и токовых защит при включении выключателя.
- устройство регистрации аварийных событий и определения места повреждения ВЛ с автоматической записью и хранением информации.
- устройство измерения основных электрических величин (параметров) с автоматической записью и хранением информации.

Резервный комплект защит содержит:

- направленную многоступенчатую защиту нулевой последовательности от КЗ.
- максимальную, токовую, ступенчатую защиту от многофазных КЗ.
- устройство резервирования отказа выключателя.
- устройство регистрации аварийных событий и определения места повреждения ВЛ с автоматической записью и хранением информации.
- устройство измерения основных электрических величин (параметров) с автоматической записью и хранением информации.

Линейную автоматику рекомендуется выполнить с использованием автоматического повторного включения с контролем синхронизма и отсутствия (наличия) напряжения на линии.

На обходном выключателе 110 кВ на ПС ВЭС рекомендуется установить:

- Пяти (трех) ступенчатую направленную дистанционную защиту с независимыми выдержками времени, блокируемую при неисправности цепей напряжения и качаниях в сети, действующую при междуфазных и однофазных КЗ с возможностью ускорения ступеней защит по каналу связи и передачей сигналов телеотключения.
- Четырехступенчатую направленную токовую защиту нулевой последовательности с независимыми выдержками времени, действующую при КЗ на землю с возможностью ускорения ступеней защит по каналу связи и передачей сигналов телеотключения.
- Одно (двух) ступенчатую максимальную токовую защиту с независимой выдержкой времени, действующую при междуфазных и однофазных КЗ.
- Устройство автоматического ускорения дистанционных и токовых защит при включении выключателя.
- Токовую защиту от неполнофазного режима с контролем непереключения фаз выключателя.
- Устройство трехфазного автоматического повторного включения выключателя.
  - Устройство контроля синхронизма.
  - Устройство резервирования отказа выключателя.
  - Устройство перевода цепей тока, напряжения и оперативных цепей быстродействующих защит присоединений (ВЛ, АТ, трансформаторов) на обходной выключатель.
- Устройство регистрации аварийных событий с автоматической записью и хранением информации.
- Устройство измерения основных электрических величин (параметров) с автоматической записью и хранением информации.

Управление выключателями 110 кВ предусматривается в устройствах резервных защит.

Вновь устанавливаемые защиты должны быть интегрированы в инсталлированную систему управления и мониторинга подстанции.

На трансформаторах 110/35 кВ ВЭС должны быть установлены следующие устройства:

- Дифференциальная токовая защита трансформатора от всех видов КЗ.
- Газовая защита трансформатора и РПН.
- Ступенчатая максимальная токовая защита с пуском по напряжению (или без) на стороне 110, 35 кВ.

Кроме того, должна быть предусмотрено автоматическое повторное включение ввода 35 кВ трансформатора с пуском от защит, автоматический ввод резерва на секционном выключателе 35 кВ и ступенчатая автоматическая частотная разгрузка на шинах 35 кВ.

Управление выключателями 35 кВ предусматривается в устройствах защит.

Электронная аппаратура, устанавливаемая на подстанциях и станциях, подвергается действию высокого уровня электромагнитных помех. Требования, предъявляемые к электромагнитной обстановке, довольно жесткие, поэтому до ввода микропроцессорных защит на подстанциях необходимо определить уровень электромагнитных помех и качество заземляющего контура. Использование микропроцессорных релейных защит обуславливает контроль качества заземляющего контура с требуемой периодичностью. Необходимо также проверить расположение молниеотводов по отношению к проложенным кабельным каналам.

Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного постоянного тока подстанции. микропроцессорная часть устройств должна быть гальванически отделена от источника постоянного тока.

МП устройства системы РЗА монтируются в шкафах двухстороннего обслуживания. при наличии на лицевой панели устройств светодиодных сигнальных индикаторов дверь шкафа должна быть прозрачной. Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимальным.

Цепи переменного тока и напряжения шкафов защит (от трансформаторов тока и напряжения соответственно) должны присоединяться через испытательные блоки.

Напряжение срабатывания бинарных входов защит должно быть не ниже 132 В постоянного тока.

Технические характеристики устройств, включая интерфейс связи и протокол обмена, должны соответствовать МЭК и стандартам, применяемым в Казахстане.

### **Принципы выполнения противоаварийной автоматики**

В данном разделе разработаны принципы выполнения противоаварийной автоматики.

При строительстве ВЭС организуются каналы связи на ВЛ 110 кВ – ВЭС с передачей команд от противоаварийной автоматики ПС 220/110/35/10 кВ, с установкой на ВЭС панели управления СР-24 (ПУ СР).

В соответствии со структурой диспетчерского управления ОРУ 110 кВ ВЭС будет находиться в управлении диспетчеров электростанции и АО «ПРЭК», а также введении диспетчера РДЦ АО «КЕГОС» Северных МЭС.

ПС 220/110/35/10 кВ находится в управлении диспетчера АО «ПРЭК».

Проектируемая ВЭС должна быть обеспечена системами:

- SCADA – в соответствии с приказом МЭИиТ Республики Казахстан №404 от 11.12.2000 г. «Об утверждении технических требований к средствам коммерческого учета электрической мощности и энергии и диспетчеризации на оптовом рынке электрической мощности и энергии Республики Казахстан», «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» и ПУЭ РК;

- АСКУЭ – в соответствии с вышеуказанным приказом МЭиТ РК №404 от 11.12.200 г. требованиям раздела 5 «Электросетевых правил» (приказ Министра №314 от 24.12.2001 г.).

**Функции SCADA.** SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (диспетчерское управление и сбор данных) – система, позволяющая организовать диспетчерско-технологическое управление основным оборудованием в режиме реального времени и перспективное планирование его эксплуатации, что значительно сокращает время анализа и ликвидации аварийных событий, повышает качество управления.

Комплекс оборудования SCADA, состоящий из контроллера и сервера, должен осуществлять:

- сбор со всех присоединений измерений тока, напряжения, частоты, активной, реактивной, полной мощности, коэффициента мощности в реальном времени при помощи 12-разрядных измерительных преобразователей (ИП), Кл. 0,5;
- сбор сигнализации положений коммутационных аппаратов как от реле-повторителей «сухими» контактами, так и через терминалы РзиА по цифровым интерфейсам;
  - полную обработку принятой информации;
  - приём команд телеуправления от диспетчера, их обработку и передачу непосредственно на приводы коммутационных аппаратов или через терминалы РзиА;
  - автоматическое управление объектом в соответствии с заданными алгоритмами;
  - регистрацию состояния оборудования и программно-аппаратных средств в нормальном и аварийном режимах и действий, эксплуатационного и обслуживающего персонала;
  - оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных сбоях и авариях оборудования и программно-аппаратных средств;
  - формирование базы данных SCADA – сводок и других отчётных документов на основе принятой и архивированной информации;
  - выдачу оперативно-технологическому персоналу объективной информацией для контроля состояния оборудования на диспетчерский щит и на автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров;
  - многоуровневый обмен информацией по каналам, обеспечивающим надёжный трафик и соответствующим нормативным требованиям.

**Функции АСКУЭ.** Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) предназначена для организации коммерческого учета выработанной и потребленной электрической энергии и предоставления субъектам энергорынка достоверных и узаконенных нормативными документами данных учета электроэнергии в объемах и в сроки, обусловленные правилами рынка.

Комплекс оборудования АСКУЭ, состоящий из устройств сбора и передачи данных и сервера, устанавливаемого в центре сбора информации, должен обеспечить выполнение:

- сбора измерений активной и реактивной энергии контролируемых присоединений электронными счетчиками с долговременной памятью, автодиагностикой, цифровым интерфейсом для сопряжения с УСПД;
- формирование базы данных коммерческого учета по выработке, потреблению электроэнергии по каждой точке учета;
- формирования фактического баланса электроэнергии на объекте;
- выдачу оперативно-технологическому персоналу объективной информацией для контроля распределения электроэнергии на автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров;
- определения потерь электроэнергии при её передаче;
- обмен данными с АСКУЭ Системного оператора (АО «КЕГOC»).

**Анализаторы качества электроэнергии (АК).** Согласно с требованиями ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» на границах балансовой принадлежности необходимо производить замеры параметров качества электроэнергии.

Устанавливаемые измерительные преобразователи, счетчики и анализаторы качества электроэнергии должны быть включены в Реестр Государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан.

**ОРУ ВЭС.** Проектируемое оборудование управления ОРУ 110 кВ, должно обеспечивать следующие функции:

- производить измерение тока, напряжения, частоты, активной, реактивной и полной мощности присоединений 110 кВ с передачей данных SCADA ДП ВЭС Павлодарская;
- сбор сигнализации положения выключателей, разъединителей и заземляющих ножей 110 кВ производится терминалами РЗА с передачей по согласованным протоколам SCADA ДП ВЭС;
- интеграцию в SCADA ДП ВЭС;
- формирование команд телеуправления формирует SCADA ДП ВЭС обеспечивает их передачу на приводы коммутационных аппаратов ячеек 110 кВ через терминалы РЗА.

Проектируемое оборудование коммерческого учета ОРУ 110 кВ должно быть:

- сбор измерений активной и реактивной энергии присоединений 110 кВ;
- интеграцию измеренных параметров в АСКУЭ ДП ВЭС;

Анализаторы качества электроэнергии должны выполнять:

- сбор измерений параметров качества с граничных присоединений;
- формирование локальной базы данных параметров качества;
- визуальный контроль измеренной информации с помощью переносного дисплея;

Система SCADA, АСКУЭ, контроля качества электроэнергии должны иметь возможность расширения при установке дополнительного оборудования на электростанции.

**ПС 220/110/35/10 кВ.** Расширяемое устройство телемеханики должно выполнять на проектируемых присоединениях:

- сбор измерений активной, реактивной мощности;
- сбор сигнализации положения выключателей, разъединителей и заземляющих ножей;
- формирование команд телеуправления и их передачу на приводы коммутационных аппаратов или через терминал РЗА;
- формирование базы данных SCADA;
- обмен данными с сервером SCADA электростанции.

Расширяемая АСКУЭ должна выполнять:

- сбор измерений активной и реактивной энергии;
- формирование базы данных коммерческого учета.

**Средства телекоммуникаций.** Технические решения по организации средства телекоммуникаций рассмотрены в соответствии с «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах».

В соответствии со структурой диспетчерского управления и электрической схемой присоединения рассматриваемой ВЭС требуется организация следующих каналов связи:

- диспетчерские голосовые каналы (основной и резервный) проектируемой ВЭС с диспетчерскими пунктами АО «ПРЭК» и СМЭС АО «КЕГОС» ;
- технологические каналы с дежурными питающих подстанций;
- каналы передачи телеинформации (основной и резервный);
- каналы для передачи данных автоматизированной системы коммерческого учета ДП ВЭС – НДЦ СО ОРЭ РК;
- каналы для передачи команд противоаварийной автоматики.

На основании вышеперечисленных требований по организации каналов различного назначения схемой рассматривается:

- ВЧ каналы по ВЛ 110 кВ ВЭС – ПС 220/110/35/10 кВ;
- Арендванный канал связи с установкой земной спутниковой станции на ВЭС.

Для организации ВЧ каналов применяется цифровая ВЧ аппаратура, позволяющая организовать необходимое количество каналов с требуемыми интерфейсами, в том числе, с интегрированными модулями, обеспечивающими передачу команд ПА.

В соответствии с рассмотренными технологиями диспетчерские каналы (голос, SCADA) организованы следующим образом:

- Резервный канал – по арендованному каналу связи, одного из провайдеров, предоставляющих услуги Internet.

- Обмен информацией между диспетчерами АО «ПРЭК» и АО «КЕГОС» осуществляется по существующему каналу связи.

Для оптимизации передачи команд ПА работой намечается установка панелей управления (ПУ СР) на ВЭС Павлодарская, которые являются буфером между устройствами ПА и средой передачи независимо от каналобразующей аппаратуры. Панели управления объединяют и маршрутизируют передачу команд ПА.

Каналы для передачи данных (основной и резервный) от ВЭС, являющейся участником оптового рынка электроэнергии на СО ОРЭ РК (г. Астана), должны быть рассмотрены при проектировании АСКУЭ ВЭС,

Для организации линейно-эксплуатационной связи проектируемых ВЛ предусматриваются переносные спутниковые терминалы.

Телекоммуникационное оборудование размещается на энергетических объектах в существующих и проектируемых помещениях связи.

Электропитание проектируемого оборудования размещается на энергетических объектах в существующих и проектируемых помещениях связи.

Электропитание проектируемого оборудования предусматривается от сети переменного тока напряжением 220 В.

Резервирование электропитания рассматривается от устройств гарантированного электропитания с аккумуляторными батареями, рассчитанными на 1 час автономной работы. Для распределения электропитания предусматривается установка панелей электропитания.

#### **Технические решения на ВЛ 110 кВ**

В «Схеме выдачи мощности» был рассмотрен вариант сооружения двух одноцепных ВЛ 110 кВ. При детальной проработке проекта на было выявлено, что на подходе к ПС 220/110/35/10 кВ прохождение двух одноцепных ВЛ 110 кВ невозможно из-за стесненных условий, поэтому принято решение сооружения двухцепной линии 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ – ПС ВЭС, на одном ряде металлических опор, протяженностью 12,9 км.

**Трасса линии электропередачи.** Трасса ВЛ 110 кВ проходит по территории г. Павлодар. На подходе к ПС ВЭС трасса углом № 7 поворачивает на ОРУ 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ.

Протяженность трассы двухцепной ВЛ 110 кВ составляет 12,9 км, при семи углах поворота. Воздушная прямая составляет 11,7 км, удлинение трассы – 1,1 км, которое вызвано прохождением трассы в одном коридоре с существующей ВЛ 110 кВ.

От существующей ПС 220/110 кВ трасса проложена в восточном направлении вдоль существующей ВЛ 110 кВ, повторяя её углы поворота. При этом проектируемая ВЛ 110 кВ пересекает автодорогу «Павлодар – Омск – Майкапшагай».

Разгрузку оборудования и опор предусматривается производить на железнодорожной станции.

Для транспортировки грузов использовать автодорогу «Павлодар – Омск – Майкапшагай». Расстояние от станции разгрузки до начала трассы (ПС 220/110/35/10 кВ) составляет 37 км.

**Инженерно-геологические условия.** В физико-географическом отношении район работ захватывает восточную часть г. Павлодар.

Гидрографическая сеть развита слабо. Единственной естественной водной артерией является русло р. Иртыш.

Сейсмичность района 1-3 баллов.

**Гидрометеорологическая характеристика г. Павлодар.** Расчетные значения климатических элементов приняты на основании обработки материалов многолетних наблюдений на метеорологической станции с учетом утвержденных региональных карт.

Таблица 3.5

№ п/п	Наименование	Показатель
1	Преобладающее направление ветра	В
2	Расчетная максимальная скорость ветра повторяемость 1 раз в 10 лет	29 м/с
3	Район гололедности и толщина гололеда, повторяемость 1 раз в 10 лет	10 мм
4	Средняя годовая температура воздуха	+9,3 °С
5	Абсолютный максимум температуры воздуха	+42 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	Минус 39 °С
7	Зимняя расчетная температура воздуха	Минус 28 °С
8	Летняя расчетная температура воздуха	+29 °С
9	Годовая сумма осадков	250 мм
10	Высота снега (средняя из наибольших за зиму)	70 см
11	Нормативная глубина промерзания грунта	1,1 м
12	Максимальная глубина промерзания грунта	1,5

Примечание: Расчетные значения климатических элементов приняты на основании метеорологических данных Национального Центра Атмосферных Исследований (National Center of Atmospheric Research).

**Конструктивно-технологические решения.** На проектируемой линии принят сталеалюминевый провод марки АС-185/29.

Данное сечение достаточно по условию короны.

Механический расчет проводов выполнен по методу допускаемых напряжений на нормативные нагрузки в соответствии с требованиями главы 2.5 п. 2.5.6 ПУЭ РК.

Допустимые напряжения в проводе приняты при максимальной нагрузке и минимальной температуре – 13,0 даН/мм<sup>2</sup> и при среднегодовой температуре – 8,7 даН/мм<sup>2</sup>.

В соответствии с главой 2.5 п. 2.5.62 ПУЭ РК при выборе изоляторов на ВЛ 110 кВ коэффициент запаса при максимальных нормативных нагрузках на изолятор должен быть не менее 2,8 к его гарантированной электромеханической прочности и не менее 5,0 к нагрузке при среднегодовой температуре и при отсутствии ветра т гололеда.

В аварийном режиме коэффициент запаса прочности должен быть не менее 2,0. По худшему результату из указанных трех расчетов электромеханической прочности выбирается тип изолятора по механической прочности.

В проекте приняты стеклянные изоляторы нормального исполнения типа ПС70Е и ПС120Б в зависимости от механических нагрузок.

Подвеска проводов на промежуточных опорах осуществляется посредством крепления их в глухих зажимах типа ПГ-3-12. На анкерно-угловых опорах провода крепятся в натяжных прессуемых зажимах типа НАС-240-1.

Проектом предусматривается подвеска грозозащитного троса на всей ВЛ 110 кВ.

В качестве грозозащитного троса принят многопроволочный стальной канат ТК-9,1-Г-1Ж-Н-1370 (140) ГОСТ 3063-80\*.

Проектом предусматривается изолированная подсека троса к анкерно-угловым опорам с помощью одного изолятора типа ПС70Е, трос глухо заземлен.

Подвеска грозозащитного троса осуществляется на анкерно-угловых опорах, в натяжных клиновых зажимах типа НКК-1-1Б, на промежуточных опорах – в глухих зажимах типа ПГ-2-11Д.

Все опоры заземляются. Величины сопротивлений заземляющих устройств опор выбраны в зависимости от удельного сопротивления грунтов и выполняются протяжными заземлителями из круглой стали диаметром 12 мм. Сопротивление заземляющих устройств опор составляет 30 Ом. Заземляющие устройства прокладываются на глубину 0,5 м, по пашне – 1 м.

На своем следовании проектируемая ВЛ 110 кВ пересекает следующие естественные препятствия и инженерные сооружения:

- Автодорога – 4 раза;
- ВЛ 35 кВ – 1 раз;
- ВЛ 10 кВ – 2 раза.

Ввиду стеснённых условий подхода проектируемой ВЛ 110 кВ к ОРУ 110 кВ существующей ПС 220/110/35/10 кВ предусматривается переустройство существующей ВЛ 110 кВ с выносом трассы и использованием вновь устанавливаемой опоры У110-1+9.

В качестве промежуточных опор в проекте приняты стальные свободностоящие двухцепный опоры типов П110-4В и П110-4В+4 по типовому проекту 11520тм.

Расчетные пролеты этой опоры на климатические условия проектируемой ВЛ составил: габаритный (расчетный) 340 м, ветровой 380 м.

В качестве анкерно-угловых и концевых опор приняты стальные свободностоящие двухцепные опоры типа У110-2+5, У110-2+9 и одноцепная типа У110-1+9 для переустройств существующей ВЛ 110 кВ по типовым проектам 3078тм, 3079тм, 5736тм.

Стальные конструкции опор изготавливаются из углеродистой стали марок С245 по ГОСТ 27772-88\* для фасонного и листового проката, и Ст3 по ГОСТ 535-88\* для сотового проката.

**Технические показатели ВЛ 110 кВ.** Технические показатели ВЛ 110 кВ приведены ниже в таблице.

Таблица 3.6

№ п/п	Наименование	Количество
1	Протяженность, км	12,9
2	Провод АС185/29	58,0
3	Грозозащитный трос типа ТК-9,1 ГОСТ 3063-80*, т	5,5
4	Оборудование:	
	Изоляторы ПС70Е, шт.	2300
	Изоляторы ПС120Б, шт.	870
5	Опоры стальные, шт./т, в том числе:	43/191,69
	Анкерно-угловые, шт./т	7/70,85
	Промежуточные, шт./т	36/120,84
6	Фундаменты, м <sup>3</sup>	286,04
7	Пояса жесткости, т	4,17
8	Детали крепления ригелей, т	1,43
9	Заземление (сталь круглая диаметр 12 мм), т	5,7

**Охрана труда и техника безопасности.** Проект ВЛ 110 кВ выполняется в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», ПУЭ и «Санитарных правил и норм защит населения от воздействия электротехнического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» СанПин РК №3.0.036-97.

Для обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации электрических сетей и предотвращения несчастных случаев предусматривается установок охранной зоны для ВЛ 110 кВ.

Основным мероприятием по защите населения от воздействия электрического поля промышленной частоты является строгое соблюдение требований, регламентирующих использование охранной зоны. Эти требования изложены в СанПин РК 3.01.036-97 и «Правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В», утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан 10.10.1996 г.

В соответствии с Санитарными правилами и нормами «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» (СанПин РК №3.01.036-97) санитарно-гигиенические требования к санитарно-защитной зоне ВЛ 110 кВ не предъявляются, а их эксплуатация регламентируется требованиями со стороны техники безопасности.

В охранной зоне проектируемых воздушных линий электропередачи 110 кВ не находятся производственные сооружения и жилые здания.

Линия запроектирована на типовых опорах, допускающих производство ремонтных работ без снятия напряжения. Для удобного подъема обслуживающего персонала на стальных опорах предусматриваются специальные ступеньки (степболты).

Конструкция опор предусматривает возможность закрепления монтажных приспособлений для производства работ при строительстве и эксплуатации ВЛ.

Конструкция опор предусматривает возможность закрепления монтажных приспособлений для производства работ при строительстве и эксплуатации ВЛ.

При эксплуатации линии электропередачи должны строго соблюдаться «Правила охраны электрических сетей выше 1000 В».

### **Технологические и строительные решения по расширению ПС 220/110/35/10 кВ**

Ориентировка расширяемой части подстанции и размещения вновь проектируемых сооружений на ПС ВЭС определены ситуационными условиями в увязке с существующей компоновкой ПС 220/110/35/10 кВ.

Расширение существующей подстанции обусловлено вводом в действие новых ячеек на ОРУ 110 кВ (установкой вновь проектируемого оборудования) и, в соответствии с технологическими нормами проектирования, устройством технологического проезда вдоль проектируемой ячейки в увязке с сетью существующих внутриплощадочных автодорог.

Прокладка вновь проектируемых кабельных лотков проходит по территории вновь проектируемых ячеек.

Вследствие спокойного рельефа местности, вертикальная планировка расширяемой части площади подстанции не предусматривается, а выполняется микропланировка в местах размещения вновь проектируемых сооружений.

На подстанции запроектированы внутриплощадочные проезды и площадка с гравийно-песчаным покрытием в увязке с существующей сетью автодорог.

Проектируемое внешнее ограждение подстанции принято железобетонное  $H=2,0$  м.

Демонтируемое существующее ограждение для расширяемой части ПС не используется.

Вся свободная от застройки территория расширяемой части подстанции засеивается травами многолетних сортов.

**Основные технологические решения.** В настоящее время на ПС 220/110/35/10 кВ установлены:

- Два автотрансформатора 220 кВ мощностью по 63 МВА каждый;
- Два силовых трансформатора 110 кВ мощностью по 16 МВА каждый;
- Два линейных регулировочных трансформатора 10 кВ мощностью по 16 МВА каждый;
- ОРУ 220 кВ по схеме «Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (220-5АН);
- ОРУ 110 кВ по схеме «Две рабочие и обходная система шин» (110-13);
- ОРУ 35 кВ по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» (35-9);
- Два трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ мощностью по 160 кВА каждый;
- Два трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ мощностью по 100 кВА каждый;
- Четыре трансформатора 10/0,23 кВ мощностью по 250 кВА каждый для подключения дугогасящих реакторов;
- Четыре дугогасящих реактора 10 кВ мощностью по 190 квар;
- Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) 10 кВ типа К-59;
- Аппаратная маслохозяйства.

На ПС 220/110/35/10 кВ предусматривается расширение ОРУ 110 кВ на две линейные ячейки для присоединения ВЛ 110 кВ на ВЭС.

Для подключения расширяемых сборных шин к существующим, предусматривается демонтаж и монтаж одного пролета существующих сборных шин.

Учитывая количество присоединений, на РУ 110 кВ сохраняется существующая принципиальная схема – «две рабочие и обходная система шин».

Расширяемая часть распределительного устройства 110 кВ предусматривается по типу существующего открытой с использованием оборудования с удельной эффективной длиной пути утечки подвесной изоляции и внешней изоляции электрооборудования не менее 2,25 см/кВ.

Питание новых нагрузок СН предусматривается от существующих трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Защита от прямых ударов молнии расширяемой части ОРУ 110 кВ осуществляется при помощи существующих и вновь устанавливаемого молниеотвода на конструкции ОРУ 110 кВ.

Заземляющее устройство расширяемой части ОРУ 110 кВ предусматривается по типу существующего, по норме на допустимое сопротивление растеканию и выполняется из круглой стали диаметром 12 мм.

Сечение заземляющих проводников соответствуют условиям термической стойкости и коррозионной устойчивости.

Спецификация основного высоковольтного оборудования для расширения ОРУ 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ приведена ниже в таблице 3.7.

Таблица 3.7

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1.	Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ, 1000 А, 25 кА, с пружинным приводом	к-т	2
2.	Трансформатор тока 110 кВ. 0,5/10Р/10Р	Шт.	6
3.	Разъединитель трехголосный 110 кВ, 1000 А, с двумя заземляющими ножами с моторными приводами	К-т.	2
4.	Разъединитель трехполосный 110 кВ, 1000 А, с одним заземляющим ножом с моторными приводами	К-т.	4
5.	Разъединитель трехполосный ступенчато-килевой установки 110 кВ, 1000 А, с одним заземляющим ножом, с моторными приводами	К-т.	2
6.	Трансформатор напряжения однофазный 110 кВ, коэффициент трансформации 110 000: $\sqrt{3}$ /100:: $\sqrt{3}$ /1000 В	Шт.	2
7.	Шинная опора 110 кВ	Шт.	6

На ОРУ 110 кВ предусматривается установка элегазовых выключателей не содержащих масло.

Значение токов трехфазного/однофазного КЗ на перспективу соответственно составляют на стороне 110 кВ=4,0/5,0кА.

**Управление и автоматизация.** В проекте рассматриваются вопросы автоматики, управления, сигнализации и измерения с применением многофункциональных микропроцессорных приборов защиты и измерения.

Оперативный ток – постоянный, напряжением 220 В от существующей аккумуляторной батареи.

Управление выключателями вновь проектируемых линии 110 кВ предусматривается из ОПУ со щита управления и из шкафов управления выключателями в ОРУ 110 кВ.

Установка шкафов защиты и автоматики линии предусматривается в ОПУ на свободных местах.

Схема управления, автоматики и сигнализации линий подключаются к существующим общеподстанционным устройствами ДЗШ-110, ЦС, оперативной блокировки разъединителей, системе оперативного тока.

На проектируемой линии предусматривается измерение тока, активной и реактивной мощности. Для учета электропотребления предусматриваются многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа Альфа А 1800.

Выполняется реконструкция вторичных соединений в ячейке обходного выключателя.

Управление разъединителями с моторными приводами предусматривается в ОРУ 110 кВ из шкафов, расположенных в зоне безопасного обслуживания.

Оперативная блокировка разъединителей – электромагнитная.

Предусматривается телесигнализация положения выключателей, разъединителей и их заземляющих ножей.

Контрольные кабели к шкафам с микропроцессорными устройствами защиты и приборами измерения предусматриваются экранированными. Все контрольные кабели с медными жилами и наружной оболочкой не поддерживающей горение.

**Охранные мероприятия.** Настоящим ТЭО на ПС 220/110/35/10 кВ предусматривается:

- ограда по пер метру расширяемой части ОРУ 110 кВ;
- существующее наружное освещение, включаемое при необходимости.

**Архитектурно-строительные решения.** Архитектурно-строительные решения по расширению ОРУ 110 кВ на ПС 220/110/35/10 кВ принимаются в соответствии с общей компоновкой ПС.

Исходные данные для основных строительных решений приведены ниже в таблице.

Таблица 3.8

№	Наименование показателей	Ед.изм.	Показатель
1.	Расчетная температура наружного воздуха для отопления	°С	минус 28
2.	Расчетная максимальная скорость ветра Скоростной напор ветра III ветрового района (СниП 2.01.07-85*)	м/сек кПа	29 0,38
3.	Вес снегового покрова на 1 м <sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли для II снегового района (СниП 2.01.07-85*)	кПа	0,7
4.	Сейсмичность района строительства (СниП 2.03-30-2006)	Баллы	9
5.	Грунты (уточняется на стадии «РП»)  Засоление грунтов (уточняется на стадии «РП»)		Супеси, с глубины 1,0м и ниже – валуно-галечники с включением дресвы и щебня. Сульфатное и хлоридное сульфатное
6.	Прогнозируемый уровень грунтовых вод (УГВ)	м	5,0-6,0
7.	Нормативная глубина промерзания грунтов	м	1,1
8.	Осложняющие факторы района		-сейсмичность –

	строительства		баллов;
--	---------------	--	---------

Технические решения, климатические, геологические и гидрогеологические условия и условия осуществления строительства позволяет применить в сооружениях подстанции сборные железобетонные и металлические унифицированные элементы для энергического строительства. Вся номенклатура изделий изготавливается на заводах РК.

Все конструкции подстанционных сооружений – сейсмостойкие и решены следующим образом:

- стойки линейных и шинных порталов ошиновки 110 кВ – центрифугированные железобетонные конического сечения, устанавливаемые в открытые котлованы;
- траверсы, молниеприемники и конструкции для подвески изоляторов – стальные;
- опоры под оборудование – металлоконструкции, монтируемые на сборных железобетонных стойках УСО с подножниками типа УБ – 1;
- под всеми фундаментами устраивается щебеночная подготовка, пропитанная битумом до насыщения;
- прокладка кабелей на ОРУ предусматривается в сборных железобетонных наземных кабельных лотках, перекрываемых железобетонными плитами;

Вокруг стоек порталов и УСО устраиваются асфальтобетонные отростки.

Обратная засыпка пазух котлованов растительным, мерзлым, пучинистым и грунтом со строительным мусором не допускается.

Антикоррозийные мероприятия решаются на основании инженерно-геологических данных по грунтовым условиям и СНИП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»: все железобетонные конструкции нулевого цикла должны изготавливаться из бетона по водопроницаемости W4 на обычных портландцементов по ГОСТ 10178-85\* с последующим нанесением битумного покрытия толщиной 2,0 мм (уточняется на стадии «РП»).

Устранение неблагоприятных факторов при строительстве сооружений подстанции:

- мероприятия, учитывающие строительство объектов в районе с сейсмичностью девять баллов, соответствующие обязательным рекомендациям СНИП 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах» (изд. 2008 года);
- исключение их грунтов обратной засыпки валунов и крупных камней с размерами в поперечнике более 10 – 15 см,.

Основные технические решения сооружений расширения подстанции приведены ниже в «Перечне основных сооружений подстанции и их технические характеристики».

Перечень основных сооружений подстанции и их технические характеристики

Таблица 3.9

№ п/п	Наименование зданий и сооружений	Показатели			Технические характеристики	Примечание
		S, м <sup>2</sup>	V, м <sup>3</sup>	L, п.м.		
Объекты основного производственного назначения						
1.	ПС (расширяемая часть)	1904	-	-		
2.	Расширение открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ.	1230	-	-	Линейный двух – пролетный и шинные потралы на ОРУ 110 кВ: стойки – центрифугированные ж.б., траверсы – стальные. Опоры под оборудование – металлические марки и сборные железобетонные стойки, устанавливаемые ан подножниках типа УБ-1. Кабельные лотки- сборные железобетонные.	
3.	Внутриплощадочные автодороги и площадки	354	-	72	Гравийно-песчаное покрытие	
4.	Ограждение (внешнее)	-	-	124	Железобетонное Н=2,0 м	

**Основные решения по водоснабжению, канализации, отоплению и вентиляции.** В соответствии с технологическими требованиями на расширяемой части подстанции системы водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции не рассматривается.

**Противопожарные мероприятия и пожарная защита.** Система противопожарного водоснабжения на подстанции существующая. Тушение пожара предусматривается аварийными выездными бригадами и местной пожарной командой.

**Охрана окружающей природной среды и рекультивация земель.** Расширяемая ПС 220/110/35/10 кВ не имеет вредных выбросов в атмосферу.

В качестве охранного мероприятия на ПС предусматривается установка элегазовых выключателей 110 кВ, не содержащих масло.

В связи с тем, что площадка подстанции расположена на землях, не пригодных для с/х угодий, в ТЭО рекультивация земель не предусматривается.

В соответствии с Санитарными правилами и нормами СанПиН РК 3.01.036-97 «Защита населения от воздействия электрического поля создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» и ГОСТ 12.4.154-85 «Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты» защита от электрических полей подстанций 220 кВ и ниже не требуется.

### **Соображения по организации строительства**

Соображения по организации строительства разработаны в соответствии с «правилами разработки, согласования, утверждения и составом технико-экономических обоснований на строительство» (СП РК 1.02-21-2007).

Для выдачи мощности ВЭС предусматривается следующий объем строительства:

- Двухцепная ВЛ 110 кВ существующая ПС 220/110/35/10 кВ – проектируемая ПС ВЭС на одной ряде опор, протяженностью 12,9 кв.
- Расширение существующей ПС 220/110/35/10 кВ на две ячейки.

Продолжительность строительства в соответствии с действующими «нормами продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СниП 1.04.03-85\*), с учета накопленного опыта строительства подобных объектов составит 4 месяца.

Средняя численность работающих на строительстве определяется расчетом через объем строительно-монтажных работ в период строительства и плановой выработки на одного работающего в год по генподрядной организации, выигравшей конкурс на строительство объекта.

Количество ИТР, служащих и рабочих, транспортных и обслуживающих хозяйств составляет 30% от среднего числа работающих.

Комплектование строительно-монтажными кадрами предполагается за счет постоянных кадровых рабочих подрядчиков.

Календарный план строительства составляется подрядной строительной организацией и согласовывается с Заказчиком.

Объемы основных строительно-монтажных работ и потребность в материальных ресурсах по всему комплексу строительства, определяется по заказным спецификациям проекта.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определяется в зависимости от объема строительно-монтажных работ.

Средствами малой механизации должны сосредотачиваться в специализированных подразделениях строительных организаций, в составе которых подлежит организовать инструментально-раздаточные пункты и передвижные инструментальные мастерские с необходимыми техническими средствами механизированного выполнения строительно-монтажных работ.

Материально-техническое обеспечение реконструируемого объекта т организация транспортировки, складирования и хранения материалов,

конструкций и оборудования должно осуществляться в соответствии с указанными СНИП РК 1.03-06-2002\* «строительное производство. Организация строительства предприятий зданий и сооружений». С инструкциями заводо-изготовителей оборудования.

Места получения и условия транспортировки местных строительных материалов определяется подрядчиком.

Получение местных строительных материалов должно быть согласовано подрядчиками с местными органами власти.

Строительство объектов должно вестись в соответствии с ПОР, разработанным и согласованным с заказчиком и заинтересованными организациями, до начала строительства.

Строительство конструкции, изделия, материалы и оборудование (в том числе тяжеловесное), поступающие по железной дороге, разгружаются на тупиках ближайшей железнодорожной станции, по согласованию с владельцем тупика.

Доставка на место строительных грузов и оборудования производится автотранспортом по существующим дорогам.

Монтаж высоковольтного оборудования следует производить строго в соответствии с инструкциями заводо-изготовителей и указанием шеф-инженеров.

Контроль качества строительно-монтажных работ должен осуществляться специальными службами, создаваемыми в подрядной строительной организации и оснащенными современными техническими средствами, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

Контроль ведется визуально и с помощью геодезических и измерительных приборов и инструментов.

Потребность во временных зданиях и сооружениях производственного назначения определяется, исходя из условий, что все работы по ремонту строительных машин и механизмов, кроме мелкого ремонта и комплектования оборудования выполняется на предприятиях существующей производственной базы генподрядной и субподрядной организаций. Мелкий ремонт выполняется на месте средствами передвижной тех помощи.

Электроснабжение строительства осуществляется от существующих сетей по ТУ электроснабжающей организации. Передача напряжения на строительную площадку производится кабелем, подключенным к свободному фидеру.

Водоснабжение, как питьевого, так и хозяйственно-противопожарного назначения, осуществляется от существующего водопровода.

Пожаротушение на период строительства обеспечивается силами и средствами строителей и персонала.

Потребность в энергоресурсах и воде принимается по таблицам «Расчетных нормативов».

Все работы (строительные, монтажные и специальные) должны выполняться в соответствии с действующими СНИП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» и ППБС РК 01-94 «правило пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ».

Мероприятия и по технике безопасности по отдельным видам строительно-монтажных работ подробно изложены в типовых технологических картах, применяемых в данном проекте.

Погрузочно-разгрузочными работами на строительной площадке производятся в соответствии с правилами устройств и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

Грузоподъемные машины, грузозахватные устройства, средства контейнеризации и пакетирования, применяемые при выполнении погрузо-разгрузочных работ должны удовлетворять требования государственных стандартов и техническим условиям на них.

При транспортировании строительных грузов необходимо соблюдать «Правила дорожного движения» и «Правила техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта».

Территория строительной площадки освещается при помощи светильников, навешанных на деревянные опоры, расположенные по периметру площадки. Рабочие места в темное время суток освещаются прожекторами, установленными на передвижных мачтах высотой 10 м. Временные сооружения, а также подсобные помещения, должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства. Все временные здания должны быть снабжены автоматической сигнализацией.

Точное место размещения отвалов вынутого грунта (скального и земляного) должно быть согласовано между Заказчиком и Подрядчиком до начала любых работ.

Подрядчик несет ответственность за все материалы, доставленные Подрядчиком на площадку, или используемые им на площадке. Все лишние и неиспользованные материалы являются мусором.

Подрядчик каждый месяц в период выполнения работ должен удалять с площадки все лишние материалы и мусор.

В обязанность Подрядчика входит согласование полигона захоронения нетоксичных отходов и строительного мусора с региональными комитетами по экологии.

В завершении работ Подрядчик должен будет вывезти все оборудование Подрядчика с площадки и оставить ее в чистом и пригодном для работы состоянии, удовлетворительном с точки зрения Работодателя. При этом Подрядчик будет иметь право оставить на площадке до окончания периода ответственности за дефекты такое оборудование и оборудование Подрядчика, которое необходимо для выполнения им своих обязательств в течении периода ответственности за дефекты.

Граница площадки определяется как расстояние 200 м за пределами ограды каждой подстанции или пункта поставки и для каждой площадки может незначительно превышать это расстояние.

При транспортировке оборудования и материалов между площадками соответствующие соединения их дороги также рассматриваются как площадки.

Перемещение будет ограничено передвижением по официально разрешенным трассам, территории строительных площадок и указанным маршрутам.

### 4.3 Энергосбережение

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об энергосбережении» основными направлениями энергосбережения являются:

- оптимизация режимов производства, распределения и потребления энергии;
- реализация проектов по внедрению энергоэффективного оборудования и передовых технологий.

Вовлечение в топливно-энергетический баланс республики возобновляемых источников энергии – в данном случае ВЭС в г. Павлодар мощностью 51 МВт позволит осуществить экономию органического топлива ориентировочно – 54 тыс. т.у. т./год, снижение выбросов парниковых газов 240 тыс. тонн/год.

При разработке проекта ВЭС в г. Павлодар были учтены требования по энергосбережению на стадии проектирования, которые исчисляются в следующем:

1. Применение нового высокотехнологичного и энергосберегающего оборудования при проектировании ПС и ЛЭП с лучшими техническими характеристиками и большим сроком службы:

- силовых трансформаторов с эффективной системой охлаждения с циркуляцией масла и низкими потерями и др.;
- коммутационной аппаратуры: элегазовых выключателей напряжением 35-110 кВ, отличающихся от воздушных и масляных более высокой коммутационной способностью, надежностью, долговечностью, малым весом, сниженными затратами на их эксплуатацию.

Так, например, элегазовые выключатели 110 кВ отличаются малым потреблением электроэнергии за счет принципиально другой схемы электропривода с использованием пружинных приводов и низким электропотреблением на подогрев привода и шкафа (около 800-1000 кВт. ч в год). Годовая экономия электроэнергии в расчете на один выключатель составит около 75-80 тыс. кВт. ч.

Применение разъединителей с моторными приводами на ОРУ 110 кВ приведет к увеличению электропотребления на ПС за счет наличия на них подогрева. Ориентировочное среднегодовое электропотребление на один разъединитель может составить – 2-3 тыс.кВт.ч.

По предварительной оценке, применение элегазовых выключателей и разъединителей с моторными приводами на примере расширения ОРУ 110 кВ на 2 ячейки 110 кВ позволит снизить годовое потребление электроэнергии на величину 120-130 тыс. кВт. ч.

2. Оптимизация режимов работы электрических сетей, регулировании напряжения, снижении потерь электроэнергии, так при рассмотрении вариантов по схеме выдаче мощности ВЭС выполнялись расчеты режимов с учетом минимизации потерь в сетях.

3. При разработке принципов системы управления электросетевыми объектами, а именно:

- РЗА, ПА – выполненной на основе микропроцессорной цифровой техники с избирательным воздействием на поврежденные участки сети, обеспечивающей сохранение устойчивости и снижение ущербов при повреждении электросетевого оборудования с применением цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;

- АСКУЭ, SCADA и системы телекоммуникаций.

Внедрение системы АСКУЭ, SCADA, обеспечивает:

- внедрение прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;

- повышение скорости и безошибочности действий персонала за счет представления ему более полной, достоверной и своевременной информации о режимах работы и состоянии основного и вспомогательного оборудования, в том числе для оперативного управления и ведения режимов;

- повышение уровня контроля и управления технологическими процессами в нормальных и аварийных режимах;

- ведение учета и поддержку заданных параметров электроэнергии;

- развитие диспетчерской и технологической связи на основе корпоративных сетей;

- обеспечение высокой надежности и безопасности при эксплуатации оборудования.

Измерение электропотребления на стороне 110 кВ электронными счетчиками с возможностью их включения в существующий комплекс АСКУЭ, также способствует снижению потерь электроэнергии.

Экономический эффект системы управления электросетевыми объектами достигается за счет быстрой локализации поврежденных участков и ликвидации аварий, сокращения количества и продолжительности перерывов электроснабжения, уменьшения ущерба от простоев, снижения ежедневных эксплуатационных затрат и затрат на ремонт оборудования, увеличения межремонтных интервалов.

#### **4.4 Правовая база**

В Казахстане стабильно работает и динамично развивается конкурентный рынок электроэнергии. Его главными характеристиками являются параллельно действующие взаимосвязанные рынки децентрализованной, централизованной торговли, системных вспомогательных услуг, балансирующий рынок.

Среди производителей электроэнергии сформирована конкурентная среда. Потребители оптового уровня свободны в выборе своего поставщика и имеют открытый, недискриминационный доступ к услугам по передаче электроэнергии по Национальной электрической сети.

С целью дальнейшего развития рынка электроэнергии создано правовое поле, соответствующее новым взаимоотношениям на рынке.

По ходу функционирования и развития рынка нормативно-правовая среда будет видоизменяться и совершенствоваться, чтобы соответствовать требованиям времени и экономическим условиям.

Основными нормативными актами, регулирующими деятельность в области электроэнергетики, в том числе в отношении прав и обязанностей участников производства, передачи и потребления электроэнергии, порядка определения предельных, расчетных и индивидуальных тарифов для энергопроизводящих организаций, функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии является:

4. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 №588-II «Об электроэнергетики».

5. Закон Республики Казахстан от 25 декабря 1997 №210-I «Об энергосбережении».

6. Электросетевые правила Республики Казахстан, приказ Министра №314 от 24 декабря 2001 года.

4. Правила пользования электрической энергией, приказ Министра №10 от 24 января 2005 года.

5. Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан, приказ Министра №197 от 27 августа 2004 года.

6. Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также доступ и предоставления услуг на данном рынке приказ Министра №232 от 30 сентября 2004 года.

7. Правила оказания услуг Системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг, приказ МЭМР РК №213 от 10 сентября 2004 года (с изменением от 18 июля 2007 г.).

8. Правила предоставления равных условий доступа к регулируемым услугам (товарам, работам) в сфере передачи и (или) распределения электрической энергии, приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий №112-ООД от 30 марта 2005 года.

9. Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии Республики Казахстан. Приказ Министра от 30 ноября 2007 года №269.

10. Правила осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии. Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2009 года №1529.

11. «Концепция дальнейшего совершенствования рыночных отношений в электроэнергетике Республики Казахстан» (постановление Правительства Республики Казахстан от 3 апреля 2009 года №465).

12. Правила утверждения предельного уровня тарифов (цен, ставок сборов) и тарифных смет на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий.

13. Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», от 4 июля 2009 г. №165-IV.

14. Правила покупки электрической энергии у квалифицированных энергопроизводящих организаций, утвержденные приказом Министра от 29 сентября 2009 года №264.

15. Правила определения ближайшей точки подключения к электрическим сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии, утвержденные приказом Министра от 1 октября 2009 года №270.

16. Правила осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии, утвержденные Постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 октября 2009 года №1529.

Кроме того, имеются Программы и другие документы, в которых разработаны основные направления развития электроэнергетической отрасли.

#### 4.5 Основные характеристики

Величина суммарных капиталовложений на строительство ВЭС мощностью 51 МВт с объектами выдачи мощности 110 кВ составит 12 881 млн. тенге с НДС.

При этом по сооружаемым объектам капиталовложения распределяются следующим образом:

Таблица 7.1.  
млн. тенге

№ п/п	Наименование	Капиталовложения без НДС	Капиталовложение с НДС
1	Рабочий проект ВЭС	190	213
2	ВЭУ	6 901	7 730
3	ПС ВЭС 110/35 кВ и КЛ 35 кВ	2 088	2 339
4	СМР	660	739
5	Прочие	1 138	1 275
6	ТЭО	18	20
7	ВЛ 110 кВ ПС ВЭС-ПС	263	294

8	Расширение ПС 220/110/35 кВ на 2 ячейки	200	224
9	Технадзор	2	2
10	Рабочий проект внешнее электроснабжение	40	45
<b>Итого по проекту</b>		<b>11 501</b>	<b>12 881</b>

Освоение инвестиций учтено в соответствии со сроками строительства ВЭС и электросетевых объектов, принятых в плане освоения капиталовложений за один 2011 год.

Календарный план освоения капиталовложений приведен ниже в таблице.

Таблица 7.2  
млн. тенге

Наименование	2009 год	2010 год	2011 год	Всего
ВЭУ			7 730	7 730
ПС и КЛ			2 562	2 562

#### 4.6 Ожидаемые результаты от реализации проекта

От реализации проекта ожидаются следующие результаты:

1. Освоение имеющегося ветроэнергетического потенциала г. Павлодар для производства электроэнергии в объеме 161 491,9 МВт\*ч в год к 2011г. и 284 985,7 МВт\*ч к 2031г. в свете задач, поставленных в Концепции перехода Республики Казахстан к устойчивому развитию на 2007-2024 годы и Стратегии индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003-2015 годы по сохранению природных ресурсов и окружающей среды.
2. Экономия топливно-энергетических ресурсы.
3. Сокращение выбросов углекислого газа в атмосферу.
4. Создание новых рабочих мест.
5. Привлечение инвестиций в объеме порядка 190,4 млн. тенге.

**Выводы.** Площадка в районе п. Кенжеколь г. Павлодар подходит для строительства ВЭС. Площадка имеет достаточный ветровой потенциал со

средней многолетней скоростью 6,7 м/с на высоте 70 м, который может быть использован для производства электроэнергии ветротурбинами с коэффициентом использования мощности 36,1%. Возможные объемы производства электроэнергии от ВЭС зависят от мощности ВЭС и могут составить порядка 161 491,9 МВт.ч в год.

Недостатком данного проекта является высокий тариф на отпуск электроэнергии (24,46 тенге за кВт\*ч), возможным вариантом по снижению тарифа может стать участие ВЭС в торговле углеродными квотами, при условии принятия в Республике Казахстан соответствующей законодательной базы.

Оценочное снижение выбросов парниковых газов составит 240 тыс.тонн/год. Стоимость 1 тонны на мировом рынке составляет 8 евро.

Введение в действие Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» придает особый статус ВИЭ на электроэнергетическом рынке. В соответствии Законом о поддержке ВИЭ данному объекту гарантируется поддержка на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Республика Казахстан находится на этапе перехода к устойчивому социально-экономическому развитию. Ежегодный прирост Внутреннего Валового Продукта составляет порядка 8 процентов. Предпринимаются усилия для диверсификации экономики и развития несырьевых отраслей промышленности и сельского хозяйства. Поставлена задача входа страны в 50 наиболее конкурентных стран мира. В то же время экономика страны характеризуется высоким потреблением энергии. Показатели удельного потребления энергии на единицу ВВП находятся на уровне 2 тнэ/1000USD, что в несколько раз превышает показатели стран ОСЭСР. Высокая энергоемкость экономики приводит к нерациональному использованию топливно-энергетических ресурсов, снижает конкурентоспособность экономики и приводит к существенному загрязнению окружающей среды, в том числе парниковыми газами. По удельным выбросам парниковых газов на единицу ВВП (6 кг CO<sub>2</sub>/USD) Казахстан занимает третье место в мире. В Стратегии

индустриально-инновационного развития Республики Казахстан поставлена задача снижения энергоемкости экономики в два раза к 2015г. В Концепции перехода Республики Казахстан к устойчивому развитию на 2007-2024 годы предполагается, что доля альтернативных источников энергии должна составить 5% в общем энергетическом балансе страны к 2024 г. [6].

Павлодарская область является одним из наиболее перспективных регионов для внедрения ВИЭ, в том числе ВЭС, где необходимо активно способствовать развитию данных источников энергии.

Вместе с тем, для развития данной сферы электроэнергетики необходима государственная поддержка. В этой связи, полагаю целесообразным на начальном этапе разработать и утвердить постановлением Акимата «Программу развития ветроэнергетики в Павлодарской области на 2010-2015 годы».

Основными задачами данной программы будут являться:

1. Разработка и внедрение нормативно-правовых и технических документов для развития ветроэнергетики;
2. Подготовка и реализация планов ввода ветроэнергетической мощности до 2015г с перспективой до 2024г;
3. Поддержка развития сельской ветроэнергетики;
4. Развитие научно-технической и промышленной базы ветроэнергетики.

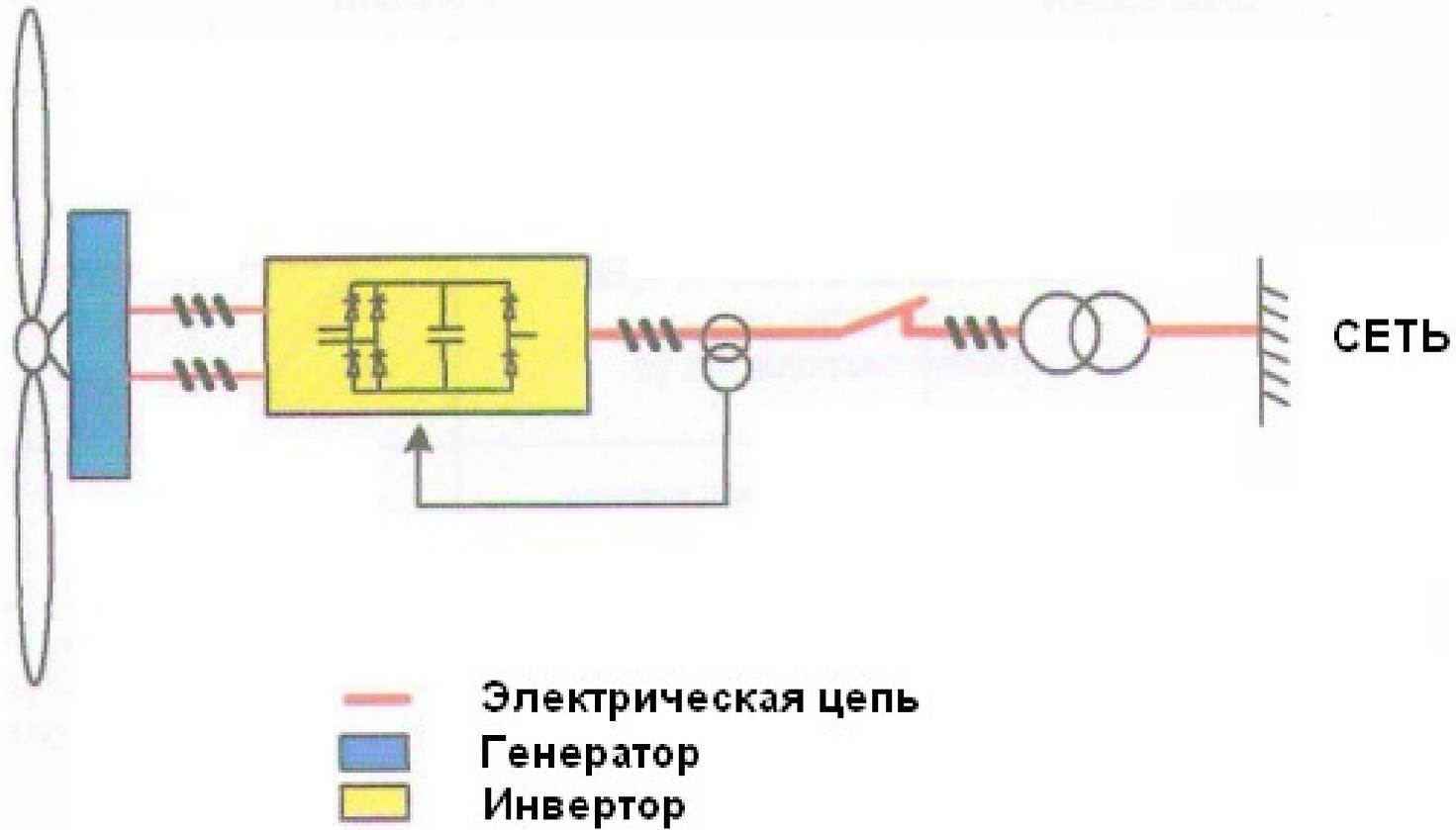
Ветроэнергетика рассматривается не только как экологически «чистый» источник энергии. Ветроэнергетика также поддерживает социально-экономическое развитие, энергетическую безопасность и снижает зависимость электроэнергии от цен на топливо [7].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

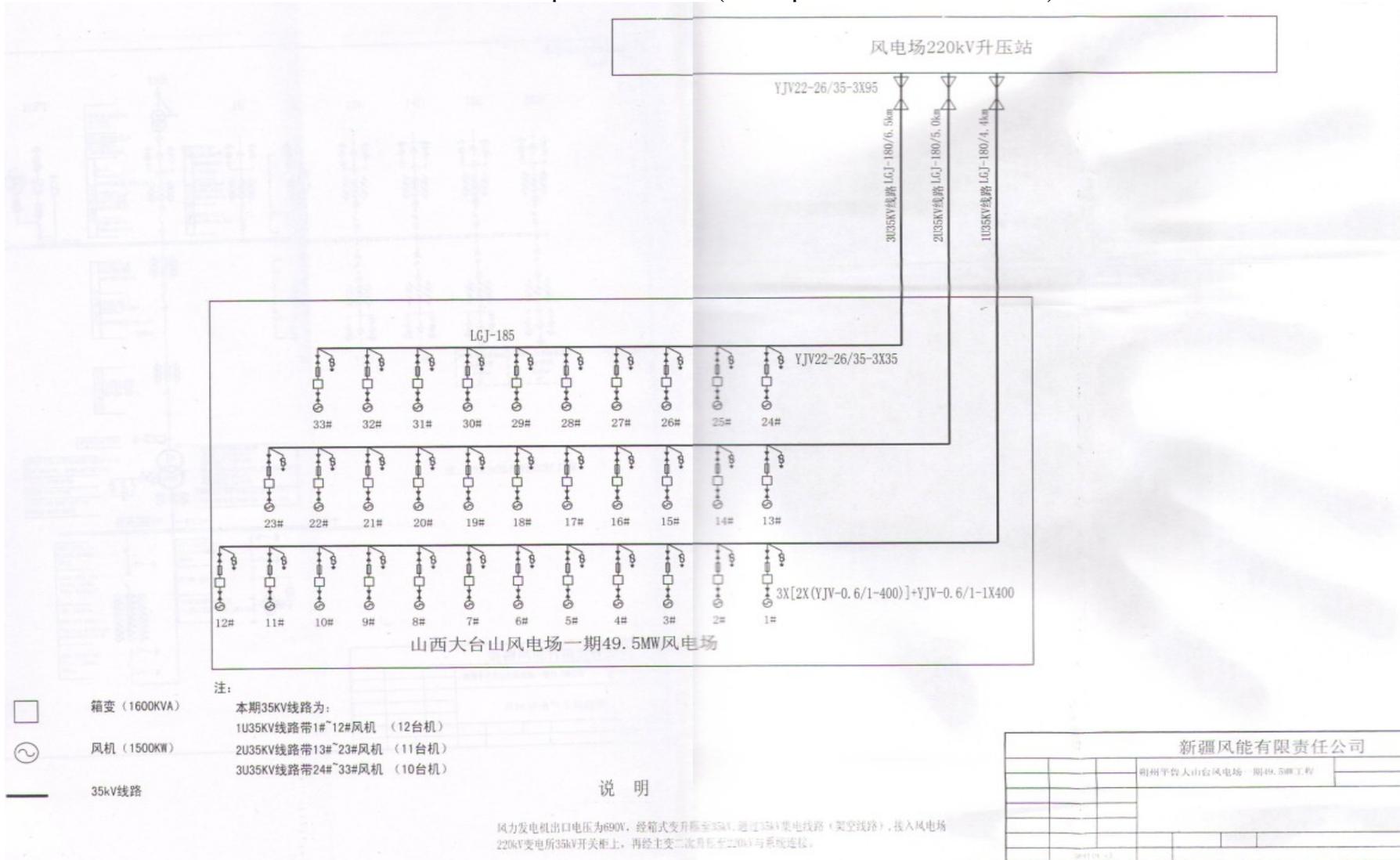
1. [www.ecomuseum.kz](http://www.ecomuseum.kz);
2. Wind Power Plants. R.Gasch, J.Twele. 2002;
3. Renewable energy. Second edition. John Twidell & Tony Weir. Oxford University Press 2008;
4. Experimental exercises on Solar and Wind Energy. Petros I. Axaopoulos. Athens 2009;
5. Grid integration of wind energy systems. Detlef Schulz. Helmut-Schmidt-University. 2008;
6. Самойлов М.В. Основы энергосбережения, - 2000;
7. Шерстюк В.Ю. Совершенствование оценки экономической эффективности чистых источников энергии в Республики Казахстан. – Алматы, 2001;
8. Официальный сайт Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан <http://www.memr.gov.kz/>;

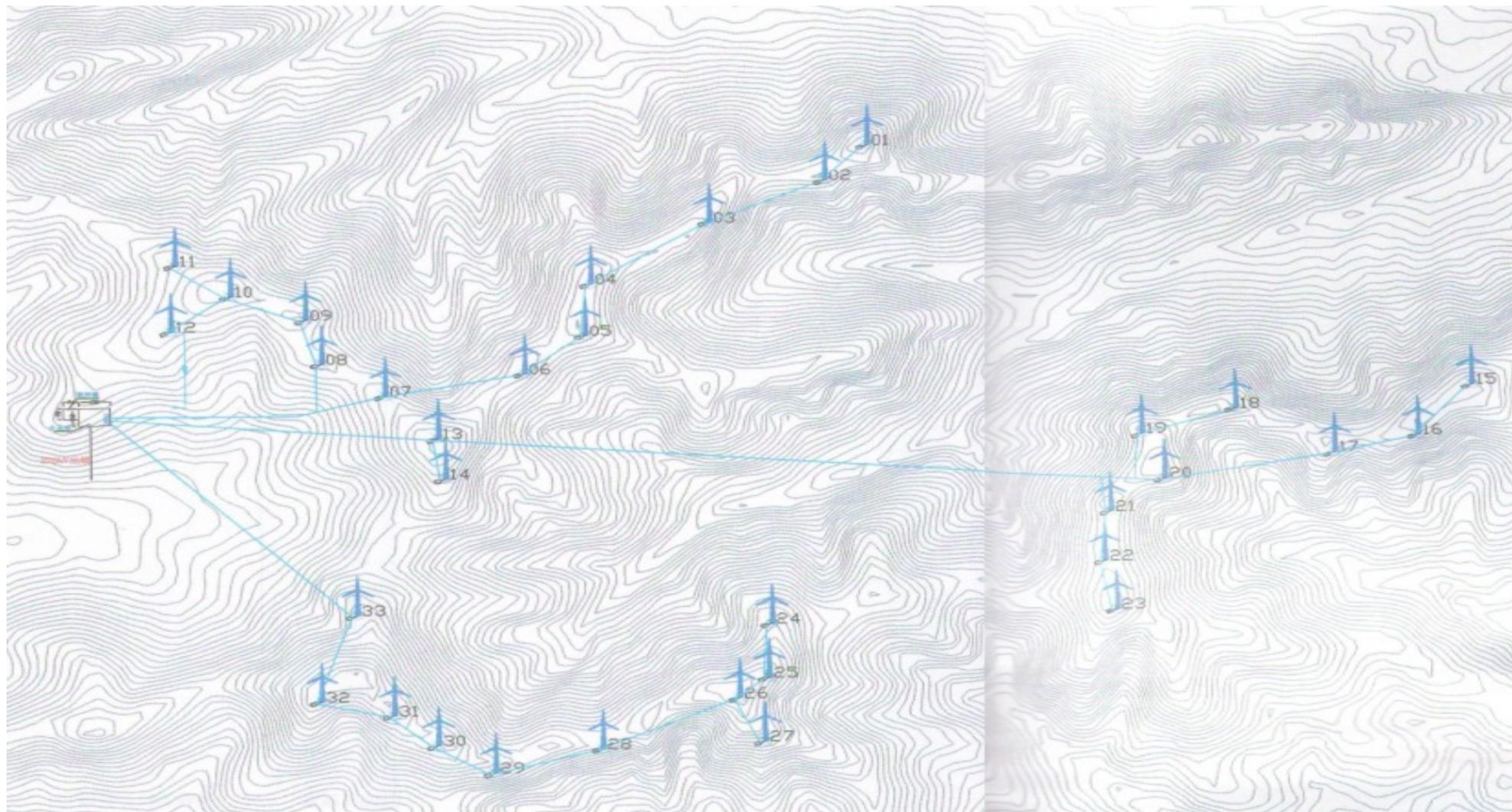
9. Официальный сайт Казахстанской ассоциации организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KazEnergy» <http://www.kazenergy.kz/>;
10. World Wind Energy Association <http://www.new-energy.de/>;
11. Wind Power Plants. R.Gasch, J.Twele. - 2002;
12. Сборник материалов международной науно-практической конференции «Энергоэффективность-2010», Россия, ОмГТУ;
13. <http://www.renewableenergyworld.com>;
14. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года № 165-IV.
15. ТОО "Energy Partner" - <http://www.energypartner.kz>;
16. America wind energy association – <http://www.awea.com>;
17. United Nations Development Program – <http://www.undp.kz>.

Приложение 1 (Схема присоединения ВЭС к сети)



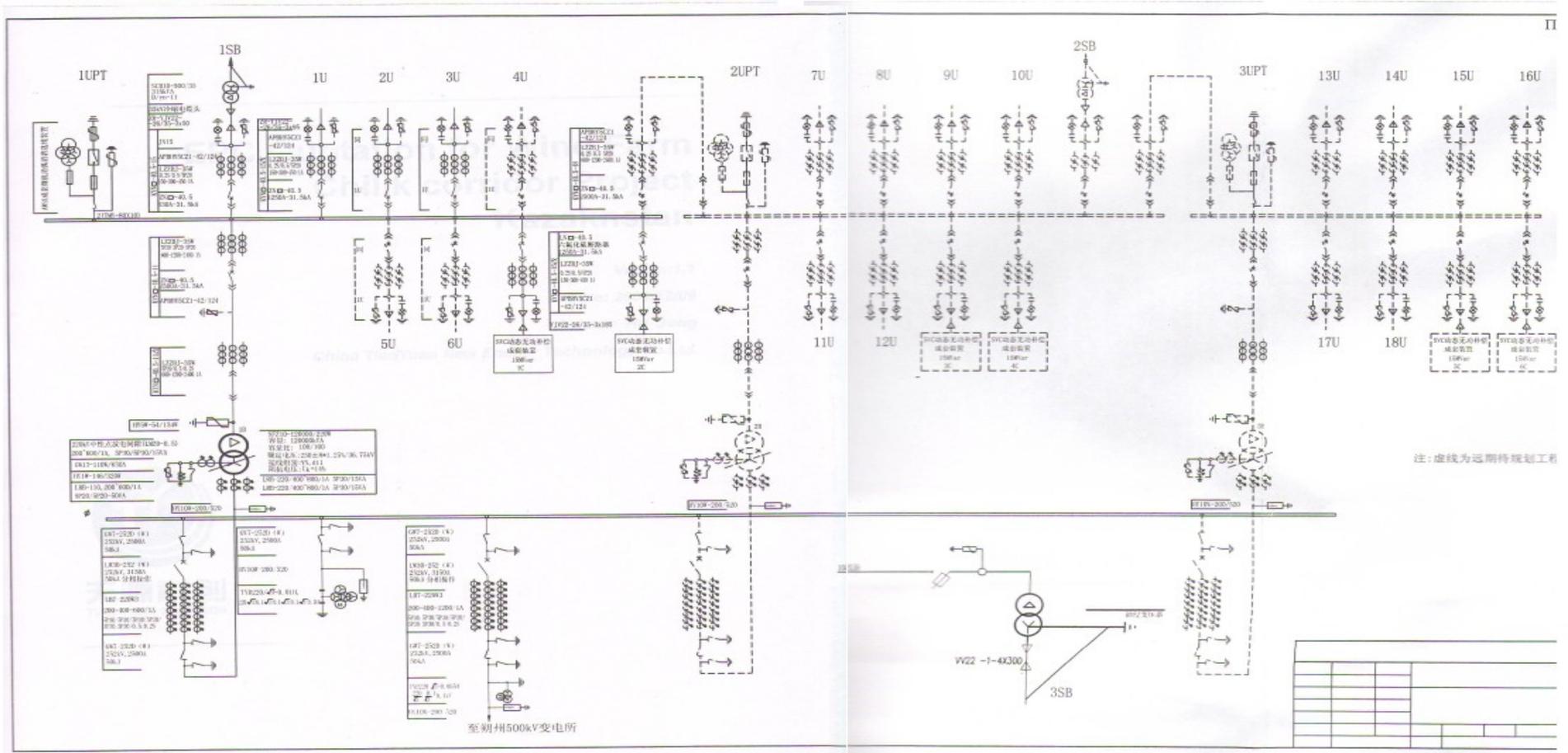
### Приложение 2 (электрическая схема ВЭС)



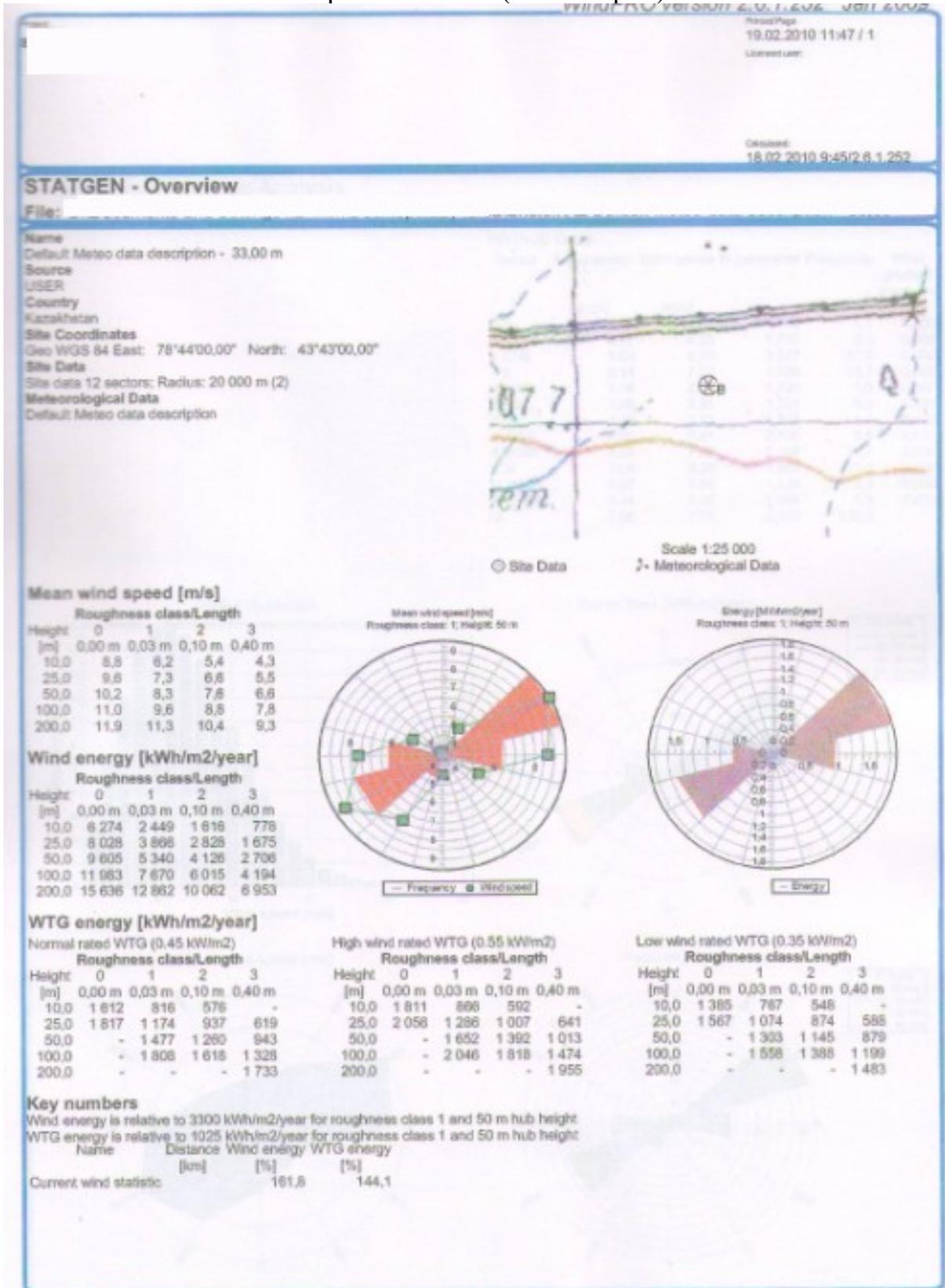


Приложение 3. (Оптимальный вариант расположения ВЭУ на рассматриваемой площадке)

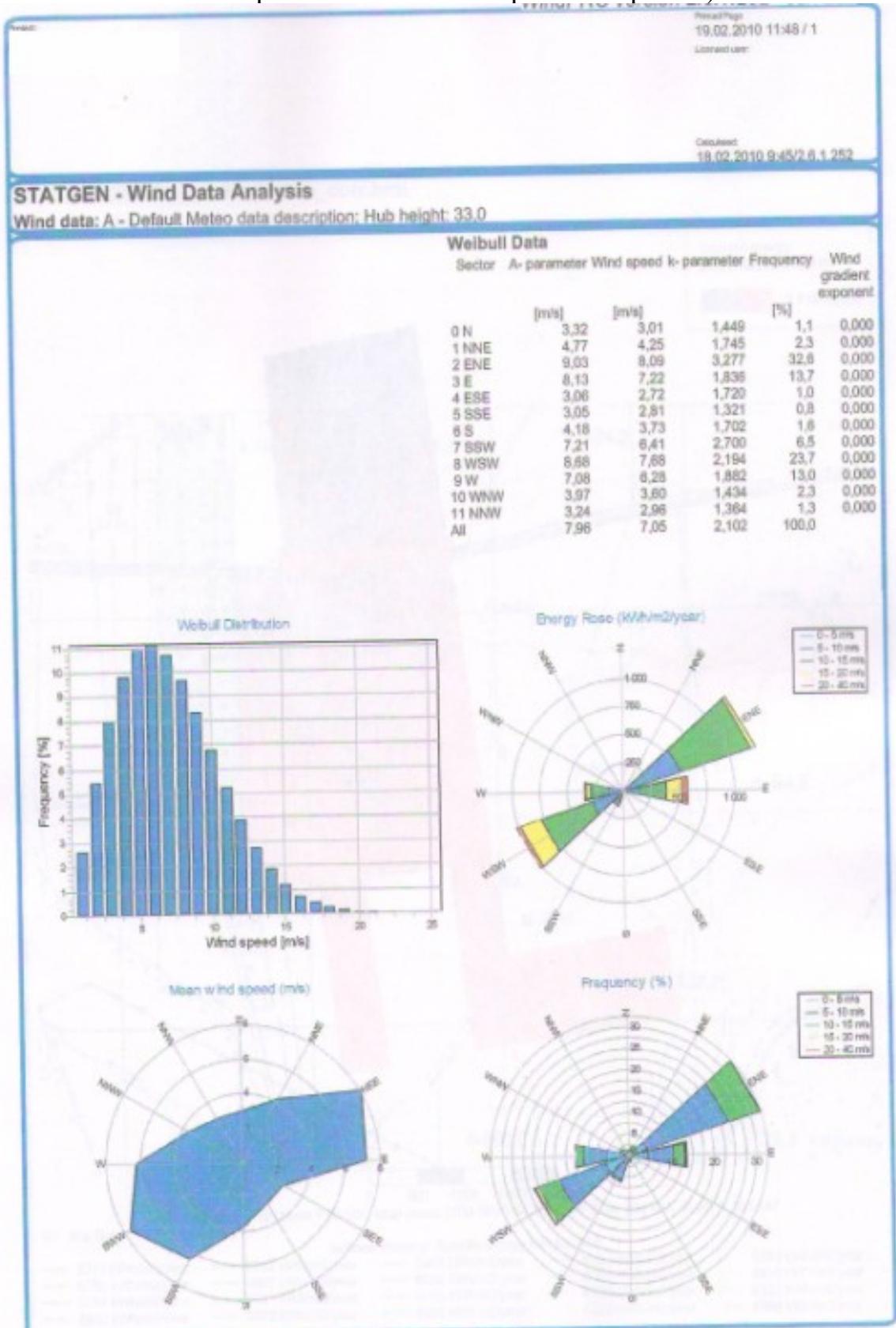
Приложение 4. (Однолинейная схема присоединение ВЭС к существующим сетям АО «ПРЭК»)



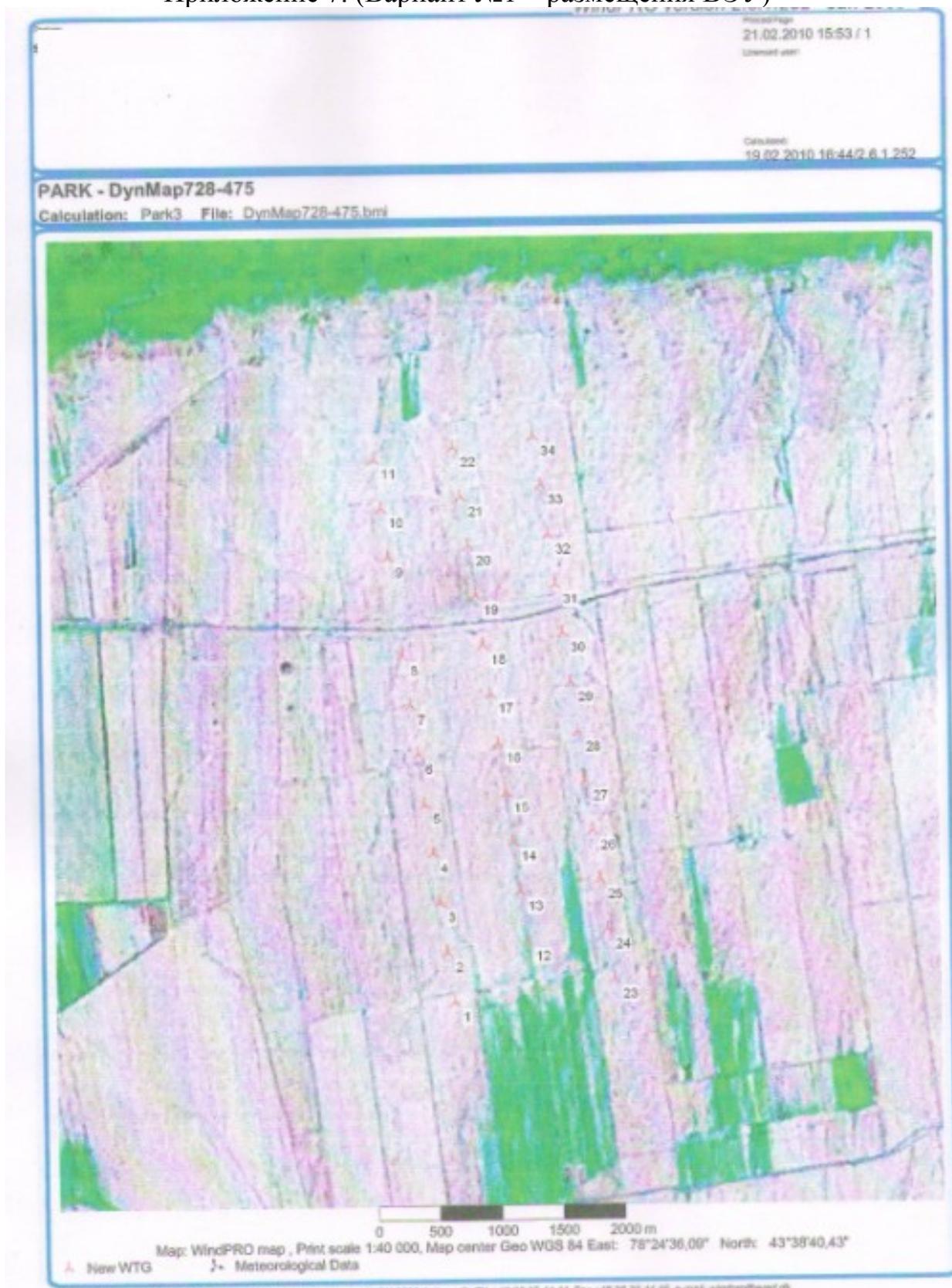
Приложение 5. (Роза ветров)



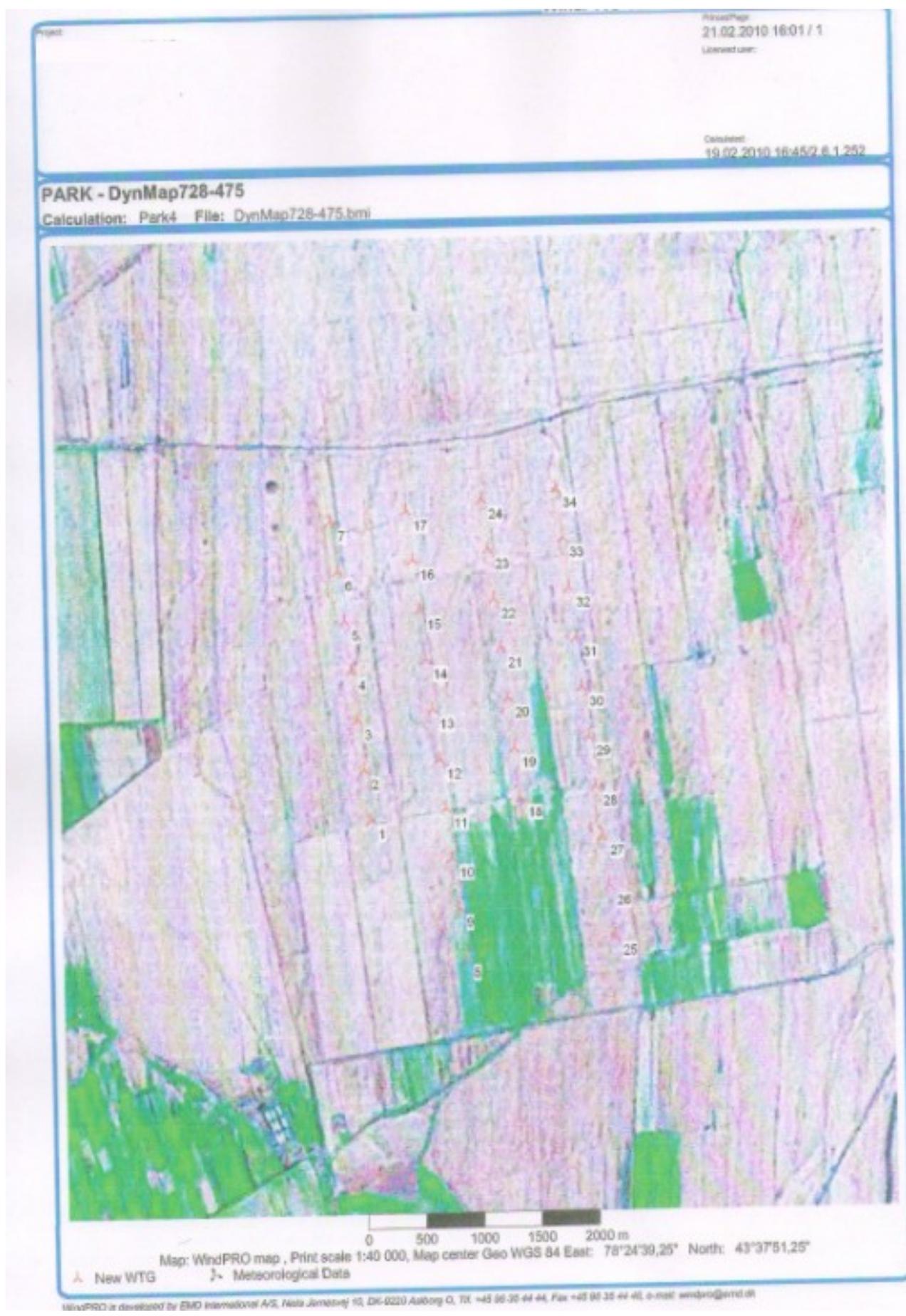
Приложение 6. Роза ветров - График распределения Вейбулла (соотношение повторяемости в % от скорости ветра м/с)



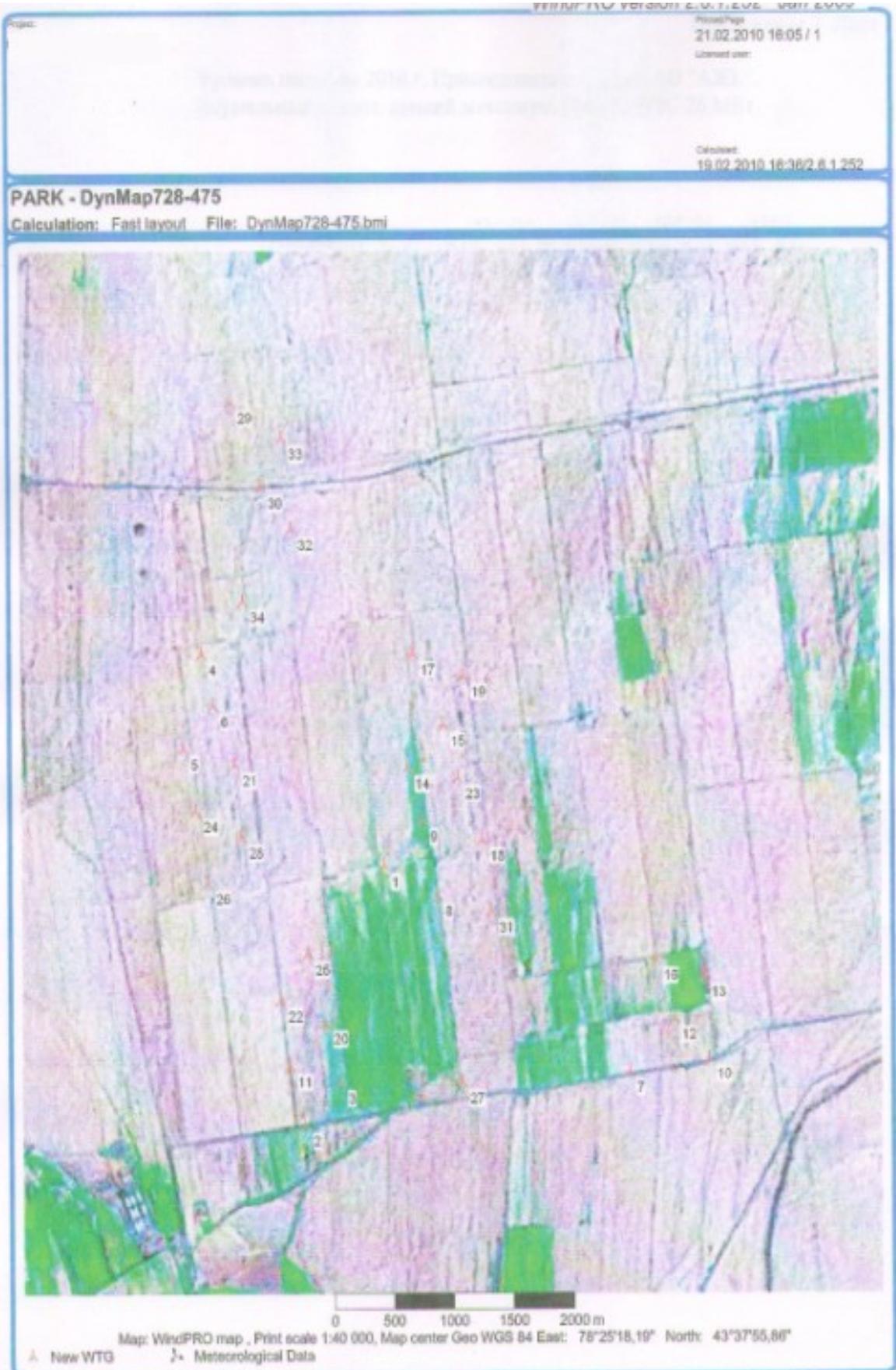
## Приложение 7. (Вариант №1 – размещения ВЭУ)



Приложение 9. (Вариант №2 – размещения ВЭУ)



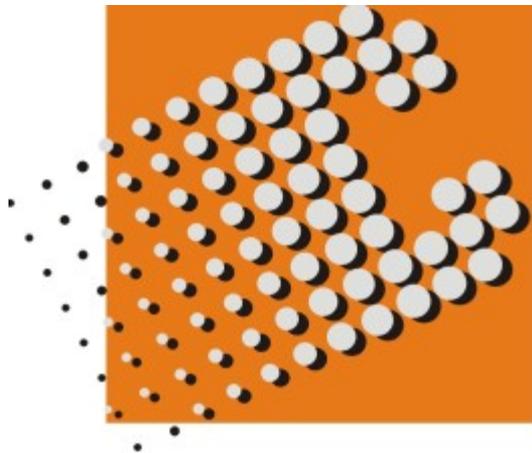
Приложение 9. (Вариант №3 – размещения ВЭУ)



<b>Перечень регионов Республики Казахстан для которых предлагается рассмотреть вопросы строительства ВЭС (первый этап освоения)</b>		
<b>Наименование местности</b>	<b>Среднегодовая скорость ветра, м/с</b>	<b>Мощность ВЭС, МВт</b>
<b>Атырауская область</b>		
Атырау	5,5	40,0
Аккистау	5,5	50,0
Ганюшкино	4,9	20,0
Кульсары	4,9	50,0
Индер	5,4	20,0
<b>Актюбинская область</b>		
Иргиз	5,1	25,0
Мугоджарский район	5,8	40,0
Карабутак	5,1	30,0
Новороссийка	5,1	10,0
<b>Акмолинская область</b>		
Ерементауский район	5,3	35,0
Степногорск	5,0	10,0
Селетинский район	5,9	40,0
Вячеславское водохранилище	5,2	10,0
Шортанды	4,5	5,0
<b>Алматинская область</b>		
Нурлы	5,8	10,0
Шелекский коридор	5,8	50,0
Шингельды	5,0	50,0
Кербулак	5,1	40,0
Джунгарские ворота	8,0	50,0
<b>Жамбылская область</b>		
Курдай	5,9	40,0

Жанатас	5,0	50,0
Западно-Казахстанская область		
Фурмановский район	5,2	10,0
Жамбейты	4,8	50,0
Карагандинская область		
Балхаш	5,2	10,0
Топар	4,8	10,0
Улутауский район	4,9	10,0
Костанайская область		
Аркалык	5,5	10,0
Амангельды	5,0	10,0
Наурзум	4,9	10,0
Тургай	4,9	10,0
Лисаковск	4,9	5,0
Кызылординская область		
Аральское море	4,9	10,0
Барса-Кельмес	6,0	10,0
Кармакчинская (Жусалы)	5,5	20,0
Мангистауская область		
Прорва	6,2	40,0
Форт-Шевченко	6,2	40,0
Жетыбай	5,1	20,0
Бейнеу	5,3	20,0
Павлодарская область		
Красноармейка	5,4	10,0
Северо-Казахстанская область		
Красноармейск	4,9	10,0
Жамбыл	5,0	10,0

Восточно-Казахстанская область		
Жарминский район	5,6	40,0
Абайск	4,7	10,0
Южно-Казахстанская область		
Туркестан	5,4	20,0
Ванновка	5,0	10,0
ИТОГО		1050



# ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ВЕТРОВОЙ МОЩНОСТИ Г. ПАВЛОДАР

Хасенов Е.М. – магистрант «Инновационного Евразийского Университета»

кафедры «Электроэнергетика»

Эксперт Управления координации работы территориальных органов (инспекций) Комитета  
по государственному энергетическому надзору

Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан

г. Павлодар, 2010 год

# Содержание презентации:

- I **Обзор энергетического сектора Казахстана**
- II **Перспективы и эффективность использования возобновляемых источников энергии**
- III **О развитии мировой ветроэнергетики**
- IV **Мировой рынок ветроустановок**
- V **Ветровой атлас Казахстана**
- VI **Проект «Строительство ветроэнергетической станции мощностью 51 МВт в г. Павлодар»**
- VIII **Техническое состояние генерирующих мощностей ЕЭС Казахстана**



# Обзор энергетического сектора Казахстана

Предприятия энергетического сектора Казахстана являются самым крупным источником загрязнения атмосферы.

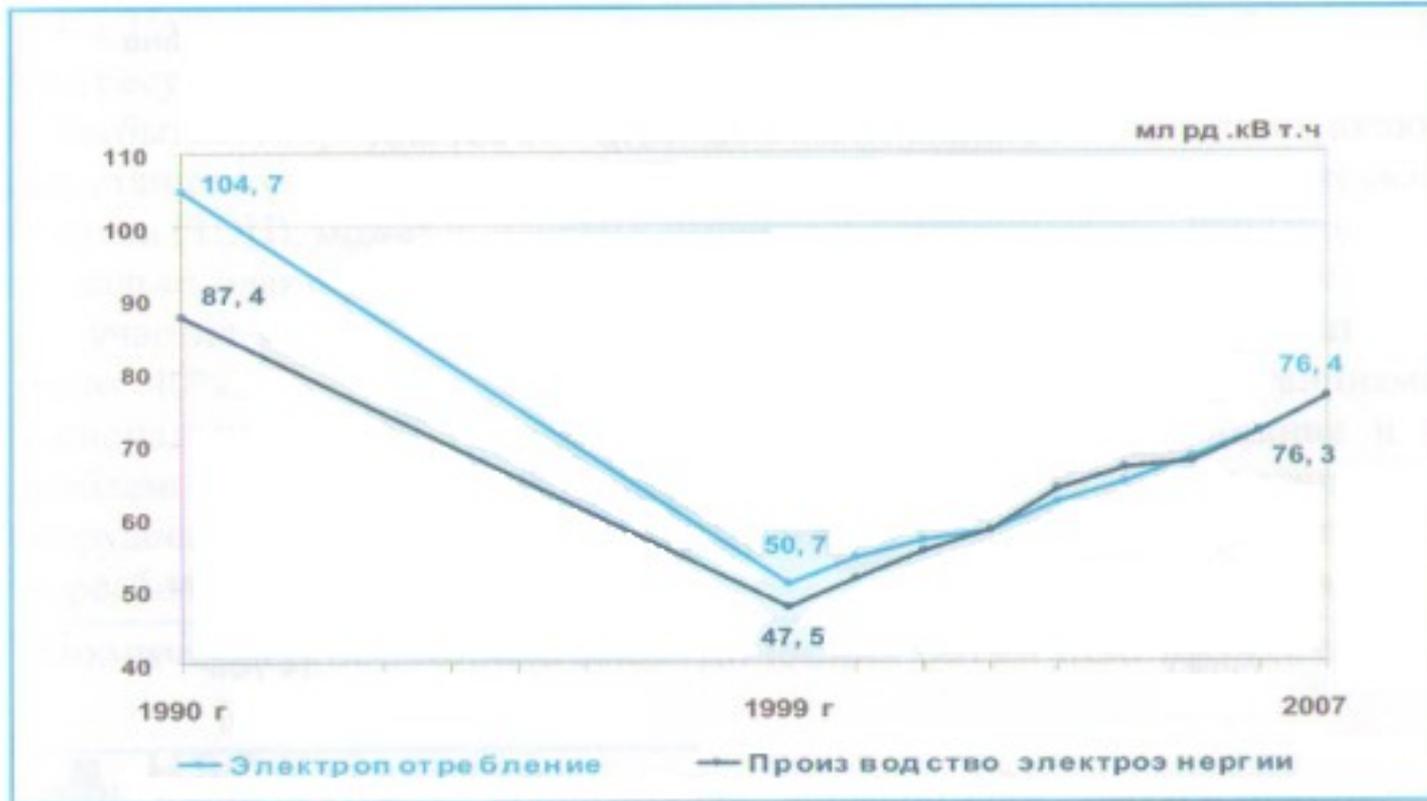
Ежегодно они выбрасывают в атмосферу более миллиона тонн вредных веществ и около 70 млн. тонн двуокиси углерода. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2008 году Казахстан занимал третье место в мире по удельным выбросам парниковых газов по отношению к ВВП (6,11кг на \$(США) 1ВВП).

Приблизительно оценка экономического ущерба от загрязнения окружающей среды только угольной энергетикой составляет в Казахстане порядка \$(США)3,4 млрд. в год.

Таким образом, игнорирование использования возобновляемых источников энергии наносит ощутимый вред экологии, здоровью людей, а также снижает экономичность энергоснабжения Казахстана.



# Динамика потребления и производства электроэнергии Республики Казахстан



# Прогноз потребления и производства электроэнергии ЕЭС Республики Казахстан



# Актуальный вопрос



**Как долго  
будут использоваться традиционные  
источники энергии в Казахстане**



# Перспективы и эффективность использования возобновляемых источников энергии

Стратегия развития мировой энергетики на ближайшие 50 лет предполагает, что уже в 2020 г. более 20% электроэнергии будет вырабатываться на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), а к 2040 г. – уже 50%. При этом к концу XXI века доля ВИЭ может превысить 85%.

Перед странами Европы стоит очень сложная задача – для замены АЭС и устаревших электростанций, при увеличении потребления электроэнергии необходимо уже в 2020 г. иметь не менее 300 ГВт новых энергетических мощностей. Одним из перспективных способов решения такой задачи является развитие генерирующих мощностей на базе ВИЭ. Активно создаются ВИЭ, способные уже в ближайшие годы производить более дешевую, надежную и экологически чистую электрическую и тепловую энергию не только стран Европейского экономического сообщества, но и Соединенные Штаты Америки.

Рынок ВИЭ к 2013 г., по прогнозам Clean Edge Inc., с 13 млрд. дол. США возрастет до 47,6 млрд. дол. США, гелиоэнергетики – с 700 млн. дол США до 13,6 млрд. дол. США.

В США издержки производства электроэнергии ветровыми электростанциями снизились с 40 цент/(кВт\*ч) в 1980 г. до 4 центов за 1 кВт\*ч., а солнечных электростанций – с 1 доллара США за 1 кВт\*ч до 18 цент/(кВт\*ч).



Удельные капиталовложения на электростанциях с солнечными батареями в Японии, Германии и США составляют 6000 дол. США на 1 кВт, а средние издержки производства электроэнергии без субсидий колеблются от 17 до 29 цент/(кВт\*ч). Ожидают, что к концу 2010 г. удельные капиталовложения снизятся до 4500 дол/кВт, а издержки без субсидий будут находиться в пределах 12 – 20 цент/(кВт\*ч).

Китай намерен увеличить долю ВИЭ (крупные ГЭС к ним не относятся) в установленной мощности электростанций до 10 %. В абсолютном выражении это эквивалентно мощности 65 ГВт (50 ГВт – малые ГЭС, 6 ГВт – ветровые электростанции, 6 ГВт – ТЭС на биомассе и 450 МВт – электростанции с солнечными батареями).

В США создается демонстрационная парогазовая установка с газификацией биомассы, ее мощность 71 МВт (нетто). Удельные капиталозатраты на сооружение ПГУ составят примерно 1820 дол/кВт, издержки производства электроэнергии при стоимости биомассы 11 дол/т будут около 4,8 цент/(кВт\*ч).

В Германии разработана технология газификации биомассы с предварительным пиролизом Blue Tower. Капиталозатраты для ТЭС мощностью 10 МВт оцениваются в 8 – 10 млн. евро.



# О развитии ветроэнергетики

К 1970-м годам по ряду причин (из которых на первом плане – экологическая безопасность и ограниченность природных ресурсов Земли) в наиболее развитых странах были приняты государственные программы поддержки ветроэнергетики. Так, например, в Германии в настоящее время ветровыми электростанциями вырабатывается около 4% от всей энергии, а в Дания планирует довести этот показатель к 2030 г. до 50%.

Вся возобновляемая и значительная часть невозобновляемой энергии, используемой человечеством, обязана своим происхождением Солнцу. От него Земля получает около 100 000 000 000 МВт/ч энергии. Лишь 1 – 2 % этого колоссального количества преобразуется в энергию движения воздушных масс. Ветры переносят огромную энергию – примерно 2 000 000 000 МВт/ч. Количество солнечной энергии, преобразованной лесами Земли, собственно биомасса, нефть, уголь, газ и пр., в 50 – 100 раз меньше той, которая аккумулируется ветрами.

С середины 1990-х годов ветроэнергетика выделилась в самостоятельный энергоисточник наряду с гидро-, атомной и тепловой энергетикой. Общий потенциал ветроэнергетики оценивается в 20 – 25 % мирового производства электрической энергии. Для эксплуатации ветроэнергетических установок (ВЭУ) не требуется никакого топлива, что исключает выбросы вредных веществ в атмосферу. В отличие от тепловых электростанций, они совершенно не нуждаются в вводе. Под ветроэнергетические установки не отчуждаются земли. Для одной ВЭУ достаточно площадки под фундамент и дороги к ней.

В 2009 г. установленная мощность ветровых электростанций (ВЭС) в мире достигла 94 ГВт, а к 2012 г. может достичь – 150 ГВт.

В Европе мощность ВЭС в 2009 г. превысила 57ГВт., в США она достигла 16,8 ГВт., в КНР – 12,2ГВт., в Индии – 8 ГВт.

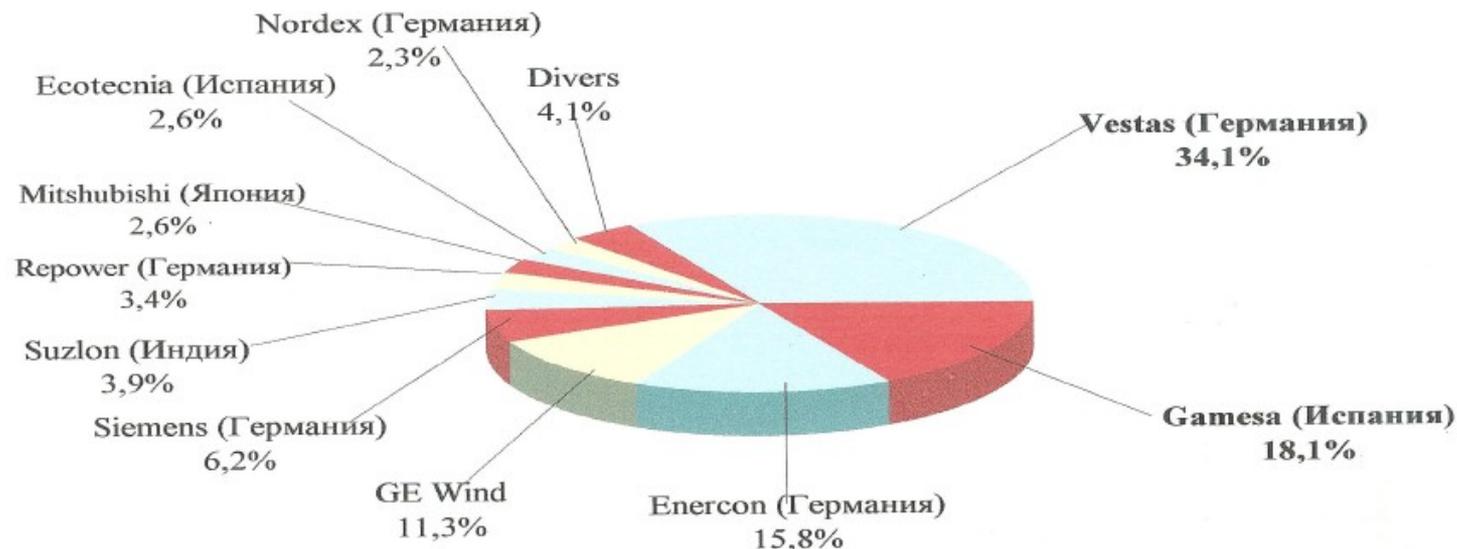
В 2009 г. на объектах нетрадиционной энергетики Германии было выработано: малыми ГЭС – 20,7 ТВт\*ч., ВЭС – 39,5 ТВт\*ч., тепловыми станциями и биомассе и биогазе – 23,8 ТВт\*ч., солнечные батареями – 3,5 ТВт\*ч.

Всего ВИЭ произвели 87,5 ТВт\*ч или 14,2% всей электроэнергии в стране.

Удельные капитальные затраты на сооружение материковых ВЭС составляют примерно 1500 евро/кВт., а прибрежных ВЭС от 2000 до 2500 Евро/кВт.



# Мировой рынок ветроустановок



Первый в мире ветроагрегат E-112 мощностью 4,5 МВт германская компания ENERCON изготовила и смонтировала в 2002 г. в Эгльне близ Магдебурга, а второй – в 2003 г. в Вильгельмсхафене. Их параметры: высота железобетонной опоры – 124 м., объем бетона – около 1000 м<sup>3</sup>., масса секций гондолы – до 110т., масса генератора с лопастями – 500т. Для монтажа ветрогенератора использовались два крана грузоподъемностью по 800т. При сборке применено около 500 шпилек массой по 6 кг.

# Казахстан - ветер

После того как мы ознакомились с состоянием и развитием ветроэнергетики в мировом масштабе перейдем к нашей республике.

Республика Казахстан по своему географическому положению находится в ветровом поясе северного полушария и на значительной части территории Казахстана наблюдаются достаточно сильные воздушные течения, преимущественно Северо-Восточного, Юго-Западного направлений. В ряде районов Казахстана среднегодовая скорость ветра составляет более 6м/с, что делает эти районы привлекательными для развития ветроэнергетики. В этой связи Казахстан рассматривается как одна из наиболее подходящих стран мира для использования ветроэнергетики. По экспертным оценкам, ветроэнергетический потенциал Казахстана оценивается как 1820 млрд. кВт\*ч электроэнергии в год. Хорошие ветровые районы имеются в центральной части Казахстана, в Прикаспии, а также в ряде мест на Юге, Юго-Востоке и Юго-Западе Казахстана. Исследования ветроэнергетического потенциала в ряде мест по территории Казахстана, проведенные в рамках проекта Программы развития ООН по ветроэнергетике, показывают наличие хорошего ветрового климата и условий для строительства ВЭС в Южной зоне (Алматинская, Джамбульская, Южно-Казахстанская области), в Западной зоне (Мангистауская и Атырауская области), в Северной зоне (Акмолинская область) и Центральной зоне (Карагандинская область). Наличие свободного пространства позволяют развивать мощности ВЭС до тысяч МВт. Исследования распределения ветроэнергетического потенциала по территории Казахстана должны быть продолжены с целью определения перспективных площадок для строительства ВЭС.



Моделирование развития электроэнергетического сектора Казахстана с использованием компьютерных моделей (программа Маркал была представлена для исследований КазНИИЭК, МООС и УР) показало, что в условиях роста цен на энергоносители, привлечения инвестиций в модернизацию и обновление генерирующих мощностей, ветроэнергетика будет востребована на рынке электроэнергии в размере до 300 МВт к 2015г и порядка 2000 МВт к 2024г. На Юге и Западе Казахстана спрос на ветроэнергетику появится уже к 2015г, что обусловлено возрастающим дефицитом электроэнергии и ростом цен на газ, используемый на местных электростанциях, а также импортом электроэнергии из Центрально-Азиатских Республик. Всемирное вовлечение возобновляемых источников энергии в производство электроэнергии позволяет добиться стабилизации выбросов парниковых газов от энергетического сектора.

Однако, в условиях существующего рынка электроэнергии ветроэнергетические ресурсы Казахстана практически не осваиваются. Основной причиной является неконкурентность ветроэнергетики на рынке электроэнергии. Стоимость электроэнергии от ВЭС с учетом возврата инвестиций может составлять порядка 8-12 тг/кВтч. Стоимость электроэнергии на шинах энергопроизводящих организаций составляет в настоящее время – 2-4,5 тг/кВтч. Прогнозируемая стоимость электроэнергии у энергопроизводящих организаций к 2015г может составить: в Южной зоне – 5,5-8,5\* тг/кВтч, Западной зоне – 5-6 тг/кВтч, Акмолинской области – 5,5-7,9\* тг/кВтч, Карагандинской области – 6-7,5\* тг/кВтч (\*-стоимость электроэнергии у энергопроизводящих организаций с учетом транспорта по сетям АО «KEGOC»). Необходимо отметить, что после возврата инвестиций, ветроэнергетика вполне может быть конкурентной на рынке электроэнергии.

Таким образом, для привлечения инвестиций в развитие ветроэнергетики, как и других видов ВИЭ, необходимо принятие соответствующего законодательства с мерами по экономическому стимулированию использования ВИЭ, а также принятие государственной программы по развитию ветроэнергетики, основными направлениями, механизмами и этапами реализации которой будет являться:

- А** Формулирование государственной политики, разработка и внедрение нормативно- правовой базы и технических стандартов в области ветроэнергетики;
- В** Формирование и реализация государственных планов развития ветроэнергетики;
- С** Поддержка сельской ветроэнергетики;
- Д** Развитие научно-технической и производственной базы ветроэнергетики;
- Е** Международное сотрудничество по реализации Национальной Программы развития ветроэнергетики.



# Ветровой атлас Казахстана



Wind atlas of Kazakhstan

# Проект "Строительство ВЭС мощностью 51 МВт в г. Павлодар"

1

Наименование: «Ветроэнергетическая станция мощностью – 51 МВт»

2

Период жизни: 23 года (2 года – проектирование; 1 год – строительство; 20 лет – эксплуатация)

3

Стоимость: 224 млн. тенге

4

Сроки окупаемости капиталовложений: 9,3 лет

5

Расчетный тариф на отпуск электроэнергии: 24,1 тенге/кВт\*ч



# Описание проекта

Площадка в районе п. Кенжеколь г. Павлодар подходит для строительства ВЭС. Площадка имеет достаточный ветровой потенциал со средней многолетней скоростью 7 м/с на высоте 70 м, который может быть использован для производства электроэнергии ветротурбинами с коэффициентом использования мощности 36,1%. Возможные объемы производства электроэнергии от ВЭС зависят от мощности ВЭС и могут составить порядка 161 491,9 МВт.ч в год. Вблизи площадки проходят высоковольтные линии электропередач. Имеется железнодорожное и автомобильное сообщение, что делают возможным доставку на площадку оборудования ВЭС.



Цена за электроэнергию на шинах ВЭС для такого проекта должна быть достаточна для привлечения инвестиций и способна обеспечить его окупаемость за средние сроки. Приблизительная цена на электроэнергию от ВЭС может составлять порядка 24,46 тг/кВтч. Цена на электроэнергию от ВЭС должна быть уточнена при дальнейшей детальной проработке проекта с учетом стоимости оборудования и схем финансирования проекта.

Общая стоимость сооружения ВЭС с учетом присоединения к электрическим сетям 110 кВ АО «Павлодарская региональная энергетическая компания» (далее – АО «ПРЭК»), составляет 12 881 млн. тенге (с НДС), в том числе расширения ПС 220/110/35/10 кВ 224 млн. тенге (с НДС).

Основным выгодаполучателем будет являться инициатор проекта. Кроме того, так как Республика Казахстан взяла на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов в соответствии с Киотским протоколом в перспективе, помимо выгоды от продажи электроэнергии, также возможно получение дополнительной выгоды от участия в международной торговле квотами на выбросы парниковых газов.

В проекте рассмотрены 2 схемы финансирования. Схема финансирования 1 предполагает, что все затраты по объектам выдачи мощности будут отнесены на собственника ВЭС, финансирование будет осуществляться за счет собственных средств 15% и кредита Европейского банка, который финансирует 85 % стоимости товаров и услуг.

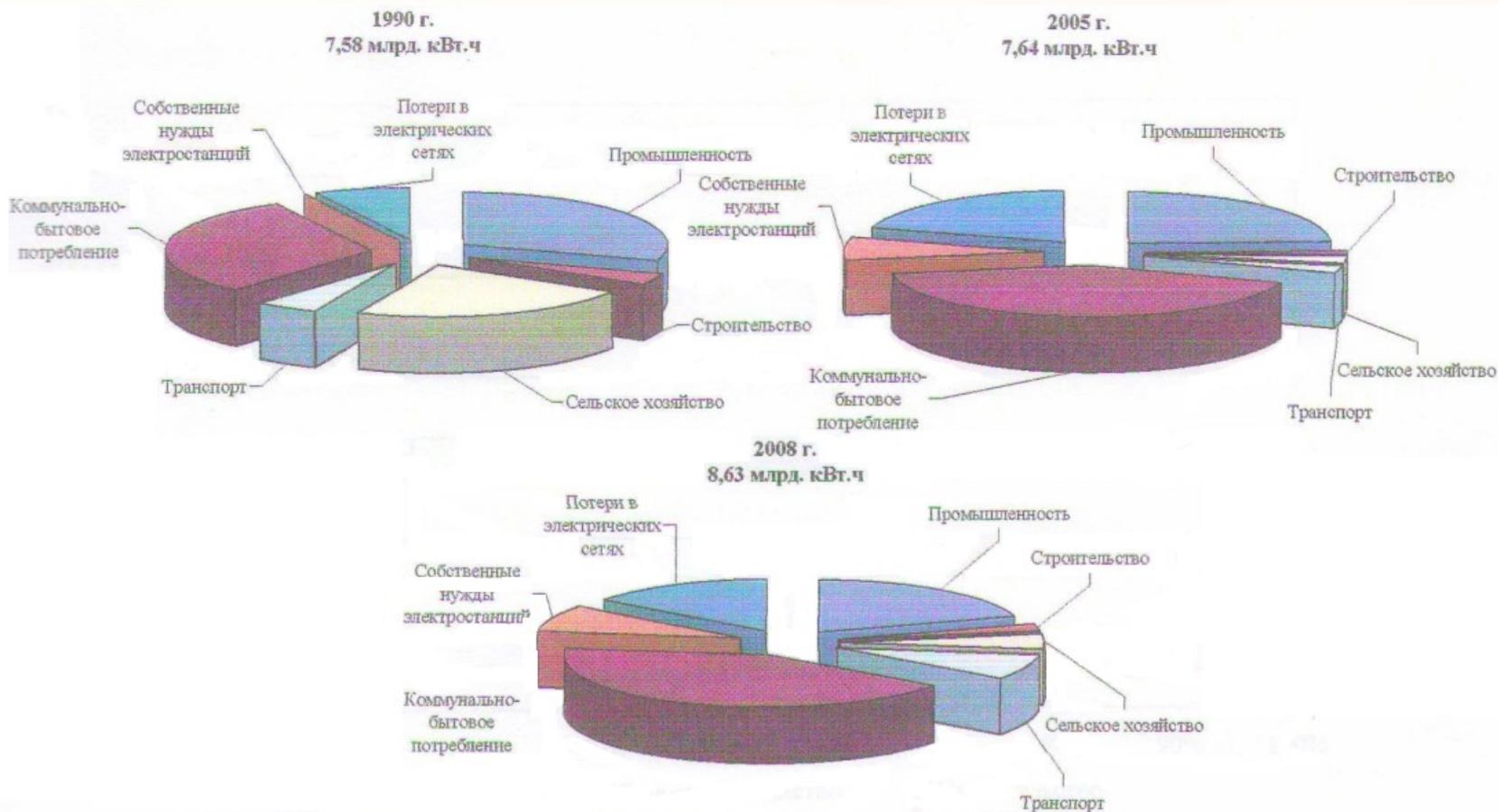
Схема финансирования 2 в соответствии с Законом Республики Казахстан от 4 июля 2009 г. №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» (статья 10, пункт 5) предполагает участие двух собственников объектов выдачи мощности ВЭС, собственника ВЭС и региональной энергетической компании». Финансирование для собственника ВЭС остается таким же, как и в варианте 1, но без учета расширения ПС 220/110/35 кВ на 2 ячейки, которые будут финансироваться за счет собственных средств АО «ПРЭК».

Источником финансирования проекта являются собственные средства заказчика (15%) и заемные средства (85%), кредит на 15 лет под 10% годовых. Период жизни проекта – 23 года, с 2009 года по 2031 год, что включает 2 года проектирования, 1 год строительства и 20 лет эксплуатации ВЭС.

Введение в действие Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» придает особый статус ВИЭ на электроэнергетическом рынке. В соответствии Законом о поддержке ВИЭ данному объекту гарантируется поддержка на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации.



# Динамика структуры электропотребления г. Павлодар



# Оценка ветровых данных по программе WindPRO

**WindPRO** является самой современной и более применяемой системой по расчету и проектированию ВЭУ и ВЭС и служит точному определению ветрового потенциала участка, расчету выработки на окружающую среду и т.д. **WindPRO** работает в комплекте с системой моделирования WAsP. Объемный каталог всех производимых в мире ВЭУ со всеми техническими параметрами дает возможность сравнить преимущества и недостатки разных ВЭУ для каждого конкретного случая.

Расчеты **WindPRO** требуют ветровых исходных данных, собранных на различных метеостанциях. В западной Европе эти данные уже введены в Европейский Атлас Ветров и включены в программу. Для объектов других регионах мира необходимо вводить эти данные или в виде первичных данных измерений на участке или в виде обобщенных результатов рассмотрения долголетних измерений на метеостанциях (таблица Weibull). Рельеф местности участка ВЭС затем моделируется с использованием цифровых данных по топографии и орографии (состояние почвы, влияние наличия возможной растительности и наличия строений и т.д.)

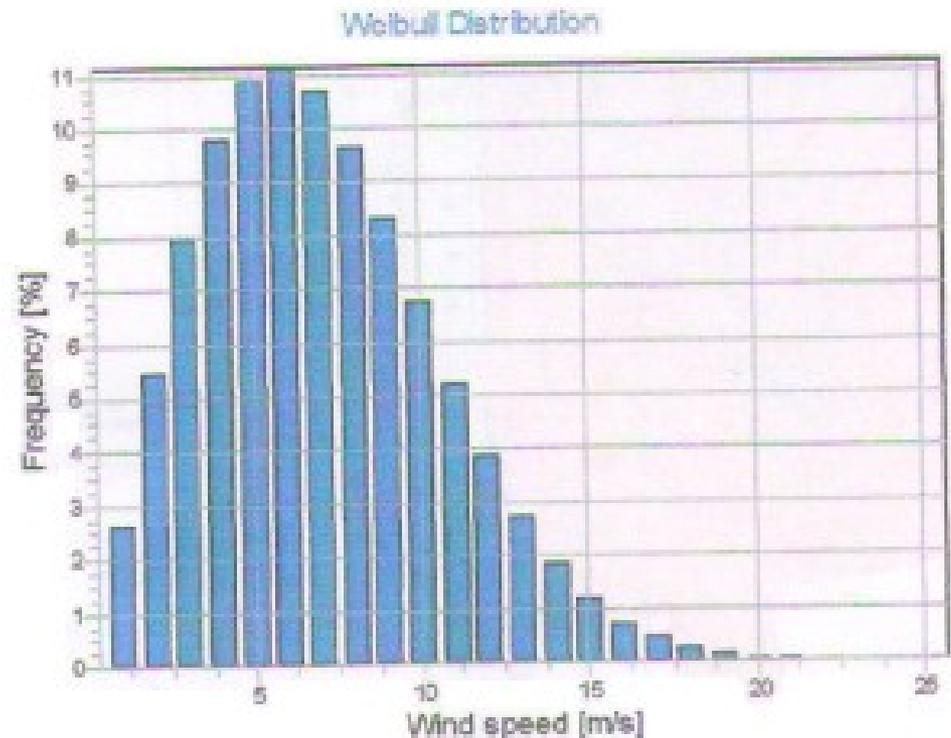


# Оценка ветровых характеристик

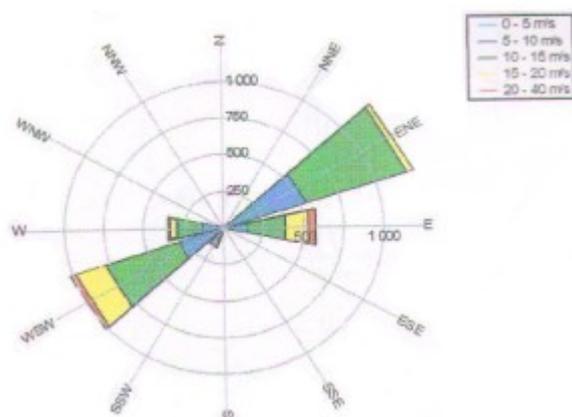
Расчетные данные долгосрочных значений скорости ветра на участке размещения ВЭУ, представлены таким образом в виде графика распределения Вейбулла:

Рис. График распределения Вейбулла (соотношение повторяемости в % от скорости ветра м/с)

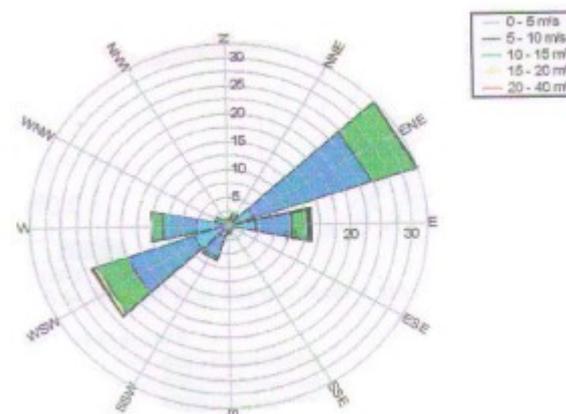
По данным расчета Вейбулла следует, что среднегодовая скорость ветра на высоте 70 м составляет 7 м/с



Роза ветров (энергия ветра по направлениям в кВтч на квадратный метр роторной площади в год):



Роза ветров (повторяемость по направлениям):



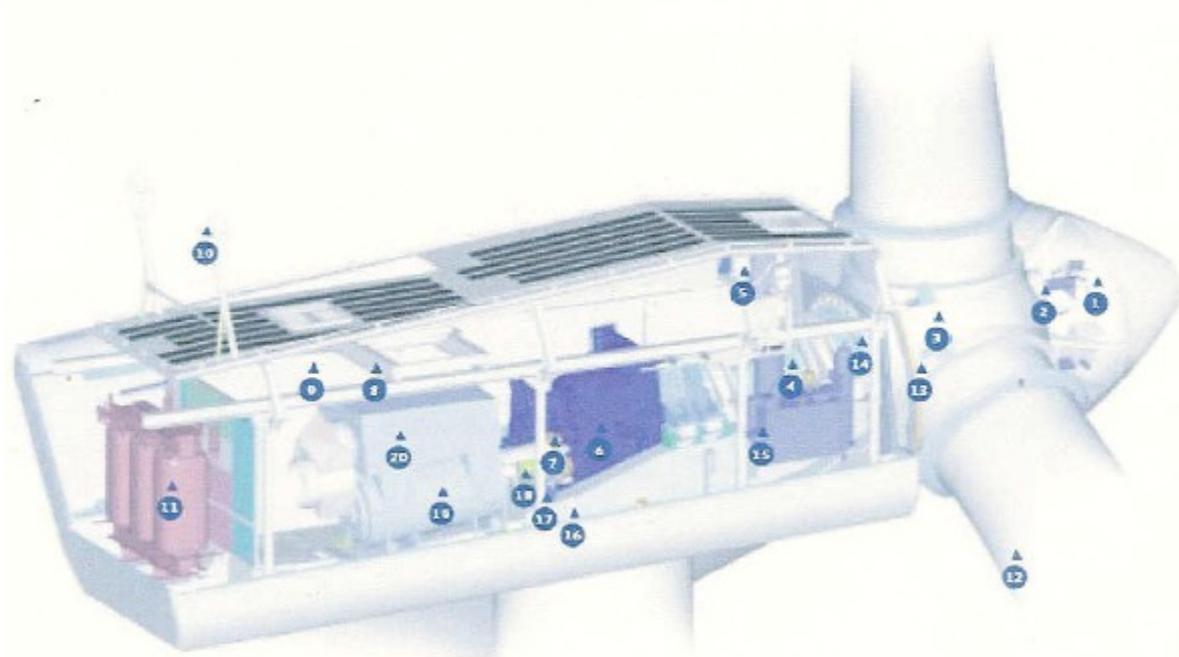
Анализ годовых замеров скорости показал, что средняя скорость ветра в рассматриваемом регионе составила 7 м/с.

Наибольший ветровой потенциал приходится на зимние месяцы, когда средняя скорость ветра 8,2 м/с, наименьший потенциал приходится на летнее месяцы, когда средняя скорость ветра составляет 6,1 м/с.

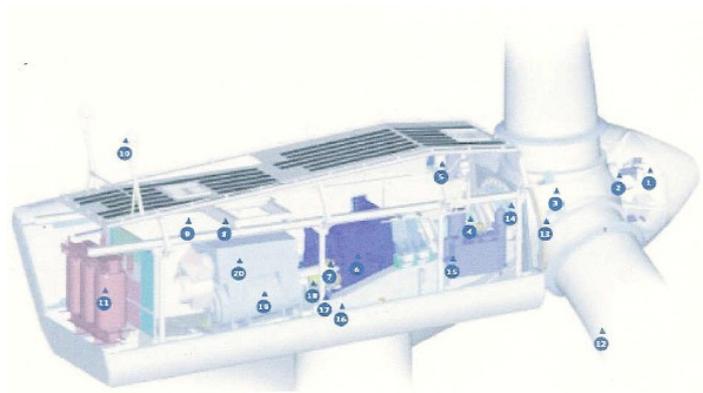
# Goldwin 82/1500

Рис. Конструкция головной части ВЭУ:

1. Pitch – регулятор;
2. Pitch – цилиндр;
3. Ступица;
4. Главный вал;
5. Маслоохладитель;
6. Редуктор;
7. Механическая фиксация ротора;
8. Сервисный кран;
9. Контролирующая система с преобразователем частоты;
10. Высоковольтный трансформатор;
11. Лопать;
12. Подшипник лопасти;
13. Фиксирующая система;
14. Гидравлическая система;
15. Несущая рама для машины;
16. Азимутный привод;
17. Композитное сцепление;
18. Воздушный охладитель для генератора.

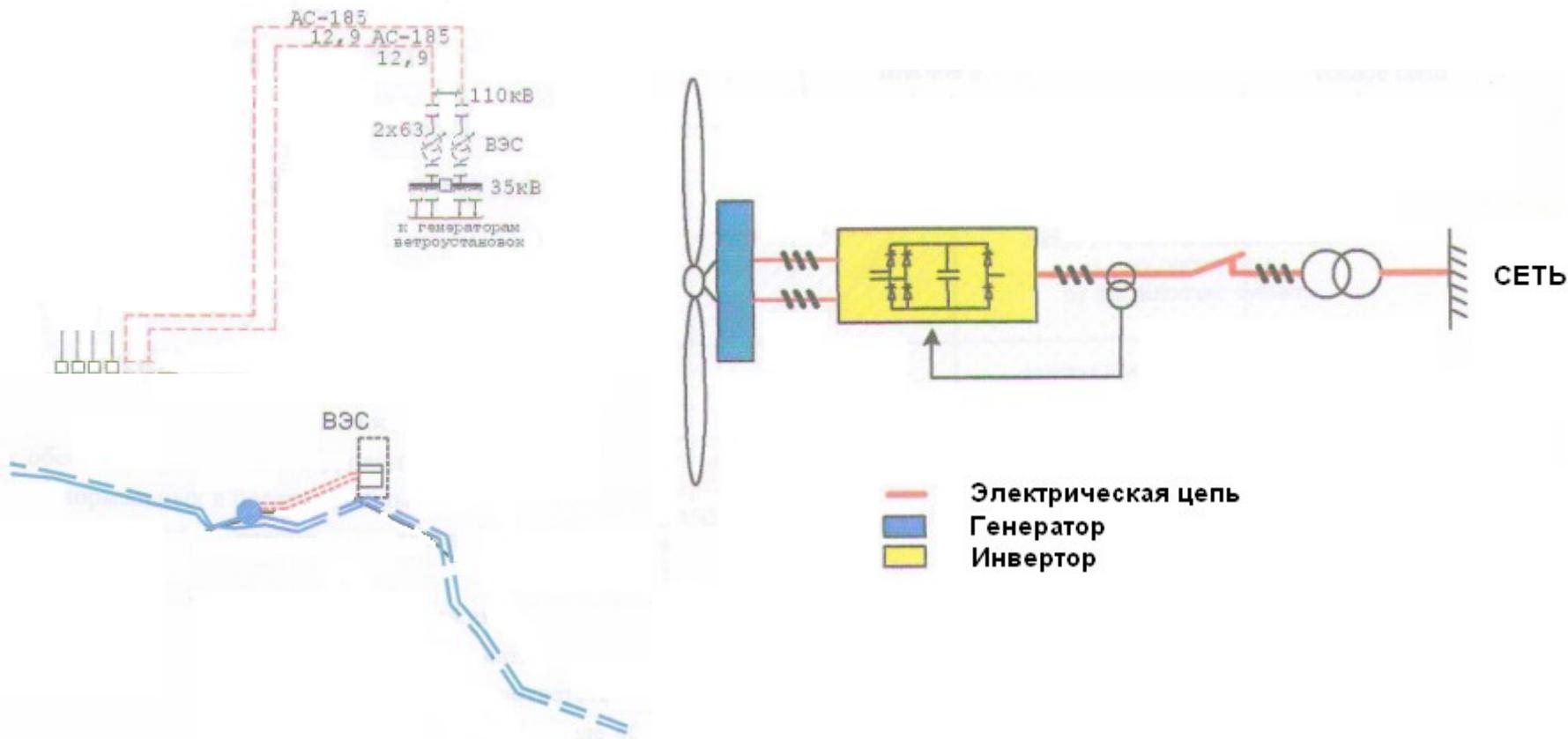


# Технические характеристики



Тип ВЭУ	GOLDWIND 82/1500
Установленная мощность, кВт	1500
Минимальная рабочая скорость ветра, м/с	3
Номинальная скорость ветра, м/с	10,3
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	22
Срок эксплуатации, лет	~20
Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха, С°	-40 ... +40
Диаметр ротора, м	82
Высота башни ВЭУ, м	70

# Схемы присоединения ВЭУ к сети



# Ожидаемый результат от реализации проекта

От реализации проекта ожидаются следующие результаты:

- А** Использование ветроэнергетического потенциала г. Павлодар для производства электроэнергии в объеме 161 491,9 МВт\*ч в год к 2011 г и 284 985,7 МВт\*ч к 2031 г в свете задач, поставленных в Концепции перехода Республики Казахстан к устойчивому развитию на 2007-2024 годы и Стратегии индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003-2015 годы по сохранению природных ресурсов и окружающей среды.
- В** Будет сэкономлено топливно-энергетические ресурсы.
- С** Будут сокращены выбросы в атмосферу.
- Д** Будет создана организация или предприятие малого или среднего бизнеса, работающая в сфере ветроэнергетики.
- Е** Будут созданы новые рабочие места порядка – 22 человек.
- Ф** Привлечение инвестиций в объеме порядка 190,4 млн. тенге.



# P.S

По словам Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан С. Мынбаева, на заседании коллегии от 26 марта 2009 года «...не развивать эту сферу, наверное было бы, недальновидно. Рано или поздно все равно придется иметь этот сектор в общем балансе электроэнергетики, и уже сейчас надо приобретать навыки, квалификацию, какие-то традиции для того, чтобы эта электроэнергия была».



# Техническое состояние генерирующих мощностей ЕЭС Казахстана



# Перечень регионов Республики Казахстан, для которых предлагается рассмотреть вопросы строительства ВЭС

Наименование местности	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Рекомендуемая мощность ВЭС, МВт
<b>Атырауская область</b>		
Атырау	5,5	40,0
Аккистау	5,5	50,0
Ганюшкино	4,9	20,0
Кульсары	4,9	50,0
Индер	5,4	20,0
<b>Актюбинская область</b>		
Иргиз	5,1	25,0
Мугоджарский район	5,8	40,0
Карабугак	5,1	30,0
Новороссийка	5,1	10,0
<b>Акмолинская область</b>		
Ерементausкий район	5,3	35,0
Степногорск	5,0	10,0
Селетинский район	5,9	40,0
Вячеславское вождхр-ще	5,2	10,0
Шортанды	4,5	5,0



Наименование местности	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Рекомендуемая мощность ВЭС, МВт
<b>Алматинская область</b>		
Нурлы	5,8	10,0
Шелекский коридор	5,8	50,0
Шингельды	5,0	50,0
Кербулак	5,1	40,0
Джунгарские Ворота	8,0	50,0
<b>Жамбылская область</b>		
Курдай	5,9	40,0
Жанатас	5,0	50,0
<b>Западно - Казахстанская область</b>		
Фурмановский район	5,2	10,0
Жамбейты	4,8	50,0
<b>Карагандинская область</b>		
Балхаш	5,2	10,0
Топар	4,8	10,0
Улутауский район	4,9	10,0
<b>Костанайская область</b>		
Аркалык	5,5	10,0
Амангельды	5,0	10,0
Наурзум	4,9	10,0
Тургай	4,9	10,0
Лисаковск	4,9	5,0

Наименование местности	Среднегодовая скорость ветра, м/с	Рекомендуемая мощность ВЭС, МВт
<b>Кызылординская область</b>		
Аральское море	4,9	10,0
Барса-Кельмес	6,0	10,0
Кармакчинская (Жусалы)	5,5	50,020,0
<b>Мангистауская область</b>		
Прорва	6,2	40,0
Форт-Шевченко	6,2	40,0
Жетыбай	5,1	20,0
Бейнеу	5,3	20,0
<b>Павлодарская область</b>		
Красноармейка	5,4	10,0
<b>Северо - Казахстанская область</b>		
Красноармейск	4,9	10,0
Жамбыл	5,0	10,0
<b>Восточно - Казахстанская область</b>		
Жарминский район	5,6	40,0
Аблск	4,7	10,0
<b>Южно - Казахстанская область</b>		
Туркестан	5,4	20,0
Ванновка	5,0	10,0
<b>ИТОГО</b>		<b>1050</b>



**Спасибо за внимание!**