Библиотека СОК

Б.В. Лукутин
В.Р. Киушкина

ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ ЯКУТИИ

УДК 621.548

Лукутин Б.В., Киушкина В.Р. Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 202 с.

Фото Юрия Коковина, Виктора Стефанова, Виктора Яковлева.

В ветровом потоке сил небесных
Надежда жизни, промелькнув, кружит.
ТЫ – ЧЕЛОВЕК, и для тебя в природе
Есть ВСЁ, чтобы ощутить себя живым.

ВВЕДЕНИЕ

Жизненно важной характеристикой энергетики в экстремальных природно-климатических условиях Якутии является надежность работы всех звеньев системы топливо - и энергообеспечения. От этого зависит не только эффективность функционирования отраслей народного хозяйства, но и здоровье и жизнь людей, которые в случае прекращения энергоснабжения, оказываются один на один с суровой природой без главной системы жизнеобеспечения.



Энергетическое хозяйство республики представляет собой достаточно развитый комплекс, включающий все (за исключением атомной) отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК): угольную, газовую, нефтяную, электротеплоэнергетику. Вместе с тем ТЭК Якутии, традиционно поглощающий для своего функционирования и развития столь значительные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, не ориентирован в должной мере на непосредственные нужды ее населения. Газификация осуществлена на ограниченной территории, потенциал коммунальных и сельских систем электроснабжения невелик. Душевое потребление электрической и тепловой энергии в районах исторически

сложившегося постоянного проживания населения в 3-4 раза ниже, чем в районах промышленного освоения. Для энергетического хозяйства северных улусов характерно применение устаревших технологий и оборудования. Технический уровень большей части энергоисточников совершенно не удовлетворителен.

На сегодняшний день 60% территории и 30% населения республики Саха (Якутия) остаются вне зон централизованного электроснабжения. За последние десять лет резко снизились объемы нового строительства ЛЭП, приостановлена реконструкция старых. Более 60% электролиний, трансформаторных подстанций отработали свой ресурс и требуют капитального ремонта, вследствие чего происходит периодическое аварийное отключение электросети, опасное для жизни в длительный зимний период.

Основными проблемами энергоснабжения децентрализованных потребителей являются дальний транспорт топлива, с учетом ограниченности сроков сезонного завоза в труднодоступные районы. Низкий уровень развития транспортной инфраструктуры, многозвенность процесса завоза топлива приводят к высоким потерям и многократному его удорожанию. Эксплуатация большей частью устаревших и физически изношенных автономных энергоисточников, определяет их неудовлетворительное техническое состояние, низкую экономичность, что приводит к недостаточной надежности энергоснабжения и неоправданно высоким финансовым затратам.

Наличие большого количества рассредоточенных потребителей, электроснабжение которых может осуществляться только от автономных энергоисточников, и наличие множества проблем в существующих зонах децентрализованного энергообеспечения требует решения актуальных вопросов развития и совершенствования электроснабжения децентрализованных зон. Очевидным путем повышения энергоэффективности таких зон является максимальное использование местных возобновляемых энергоресурсов. Данное решение проблемы децентрализованного потребителя требует проведения ресурсных, технико-экономических, экологических и других исследований целесообразности и масштабов внедрения возобновляемой энергетики в систему электроснабжения республики. Выбор стратегии дальнейшего развития энергетики Якутии на ближайшие десятилетия должен учитывать, с одной стороны, реальное состояние и трудности экономики, промышленности, экологии и, с другой, – тенденции развития современной энергетики.

Внедрение технологий возобновляемой энергетики, при разумном использовании, может оказать заметную помощь в энергообеспечении районов со слабой топливной базой, плохими транспортными условиями и слабом развитии электрических сетей.

В последние годы тенденция роста использования ВИЭ становится достаточно явной. Можно выделить пять основных причин, обусловивших развитие ВИЭ [14,147]:

– обеспечение энергетической безопасности;

– сохранение окружающей среды и обеспечение экологической безопасности;

– завоевание мировых рынков ВИЭ, особенно в развивающихся странах;

– сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений;

– увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

Задачами внедрения малой и возобновляемой энергетики, являются: [158,177]:

1. Обеспечить устойчивое, соответствующее современным, принятым в аналогичных климатических условиях уровням, тепло- и электроснабжение населения и производства в зонах децентрализованного электроснабжения.

По типу производства – это преимущественно предприятия сельскохозяйственного, горнодобывающего и сырьевого использования (оленеводство, пушное звероводство, животноводство, промысел, рыболовство, очаговое земледелие, лесозаготовки и деревообработка, добыча руды, драгметаллов, топлива и т.д.)

2. Компенсировать сокращение на 50% завоз жидкого топлива в труднодоступные районы и районы Крайнего Севера при одновременном увеличении надежности энергоснабжения.

На Крайнем Севере по всему арктическому побережью общее число основных источников энергоснабжения (ДЭС) превышает 5 тыс., ежегодный расход топлива – 6 млн. тонн.

3. Обеспечить гарантированный минимум энергоснабжения населения и производства (особенно сельскохозяйственного) в зонах централизованного энергоснабжения (главным образом в дефицитных энергосистемах) во время аварийных и ограничительных отключений.

Ущерб в сельском хозяйстве от перерывов в электроснабжении, низкого качества электроэнергии, низкой надежности электрооборудования и уровня эксплуатации оценивается в десятки миллиардов рублей. Душевое электропотребление сельского жителя в 2 раза ниже, чем городского.

4. Снижение в 2 и более раза к 2010 году вредных выбросов от энергетических установок в отдельных городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а так же в местах массового отдыха населения.

Традиционную малую энергетику республики и возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в современных условиях объединяет ряд общих позиций:

- возможность обеспечения энергией потребителей в зонах децентрализованного электроснабжения;

- ориентация на местные ресурсы;

- компенсация завоза жидкого топлива в труднодоступные районы;

- обеспечение гарантируемого минимального уровня энергоснабжения на случай аварийных ситуаций;

- снижение выбросов вредных газов;

- возможность комбинированного использования для достижения максимального эффекта.

Потенциальными потребителями оборудования малой и возобновляемой энергетики являются:

– зона децентрализованного энергоснабжения с низкой плотностью населения в первую очередь сельских районов Севера и приравненным к ним территорий, население которых зачастую проживает в условиях кочевого и полукочевого быта;

– зона централизованного энергоснабжения с большим дефицитом мощности и значительными материальными потерями из-за частых аварийных и ограничительных отключений потребителей энергии;

– территории со сложной экологической обстановкой, что обусловлено вредными выбросами в атмосферу от дизельных электростанций и котельных, работающих на ископаемом топливе;



– зоны с проблемами обеспечения энергией индивидуального жилья, фермерских хозяйств, мест сезонной работы.

Использование природно-климатических особенностей Севера представляет собой огромный технически реализуемый технологический фактор энергосбережения.

Якутия – территория больших природных контрастов. Здесь все необычно. И самая долгая и холодная зима. И наиболее низкие температуры воздуха в северном полушарии – «полюс холода» находится на востоке Якутии, а на западе республики самый мощный в мире слой вечной мерзлоты. В центральной Якутии удивительно теплое даже жаркое лето. Якутия - страна бесчисленных рек и озер, сотен ледников и наледей. Красой и гордостью Якутии является река Лена – одна из десяти величайших рек земного шара. Свыше 40 % территории находится за Северным полярным кругом.

1. ПРИРОДНЫЕ И КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕСПУБЛИКИ

Географическое положение и рельеф. Якутия расположена на Северо-Востоке Сибири. Крайняя северная точка республики на материке – мыс Нордвик – лежит на 74^0 с. ш., самая северная островная точка находится на севере острова Генриетты (77^0 с. ш.). Крайняя южная точка находится на Становом хребте под $55^0\ 30^/$ с.ш., что почти соответствует широте Москвы. Самая западная точка Якутии расположена под $105^0\ 00^/$ в.д., самая восточная – под 165^0 в.д. таким образом территория Якутии раскинулась с севера на юг на 2000 км, а с запада на восток – на 2500 км.



Республика Саха (Якутия) занимает пятую часть территории России, являясь самым большим её территориальным образованием, площадью 3103,2 тыс. кв. км.– 18 % от всей территории страны.

На западе Якутия граничит с Красноярским краем, на юго-западе – Иркутской, на юге – Читинской и Амурской, на востоке – Магаданской областями и Чукотским автономным округом, на юго-востоке – Хабаровским краем. На севере на протяжении более чем 4000 км Якутия омывается водами Восточно-Сибирского моря и моря Лаптевых.

Территория Якутии представлена всеми формами рельефа: горами, плоскогорьями, междугорными впадинами (котловинами) и низменностями. Свыше 2/3 поверхности,

главным образом на северо-востоке и юге, занимают обширные горные системы и плоскогорья. Главные из них: хребты Верхоянский (высота до 2389 м), Черского (3147 м – высшая точка Якутии). Между ними Яно-Оймяконское нагорье. На юге – Алданское нагорье и пограничный Становой хребет (высота до 2412 м), на западе – окраинные части среднесибирского плоскогорья, на севере и в центре – обширные низменности с обилием болот и озер: Северо-Сибирская, Яно-Индигирская, Колымская и Центрально-Якутская.



Около 80 % территории Якутии входит в зону тайги, но собственно лесная площадь занимает больше 1/2 (165 млн. га, из которых покрыто лесом 126 млн. га). Преобладает даурская лиственница (89% площади). Сосна занимает 6%, кедровый стланик 3% лесопокрытой площади. Остальное приходится на ель, пихту, а так же березу и другие лиственные породы. В зоне тундры и на горах – оленьи пастбища с кустарниковой травянистой растительностью и лишайниками.

Якутия – самая холодная область Северного полушария, целиком входящая в зону многолетней мерзлоты, глубина которой варьируется от 100 м до 500 м и более. Во многих местах встречаются погребённые льды разной мощности. Здесь расположен полюс холода Северного полушария (Верхоянск-Оймякон).

Климатические условия республики. Климат, за исключением приморских районов, резко континентальный. Жаркое короткое лето сменяется суровой продолжительной зимой. Зима отличается сильными устойчивыми морозами. Отличительная черта климата - выраженный антициклональный режим погоды зимой и частые вторжения воздушных масс со стороны Северного Ледовитого океана с очень малым содержанием водяного пара летом.

Радиационный режим. Солнечное тепло, поступающее на земную поверхность, является одним из основных климатообразующих факторов. В свою очередь оно в значи-

тельной степени зависит от атмосферных процессов и особенностей подстилающей поверхности.

По сравнению с районами, лежащими на той же широте в Европейской части России и Западной Сибири, ресурсы солнечной энергии в Республике Саха оказываются больше. Это связано с соответствующими циркуляционными условиями, определяющими значительную повторяемость антициклональной погоды (с малой облачностью и высокой прозрачностью атмосферы).



Вследствие большой протяженности территории в широтном направлении (с севера на юг) величины годового прихода прямой радиации на горизонтальную поверхность при ясном небе изменяются в широких пределах от 3922 МДж/м2 на севере Якутии (Среднеколымск) до 4867 МДж/м2 на юге (Алдан). Облачность снижает поступление прямой солнечной радиации в 2-3 раза и в то же время увеличивает рассеянную радиацию в среднем в 1,9 раз.

С ноября по январь в полярном бассейне коротковолновая радиация отсутствует (полярная ночь). На остальной части территории доля прямой радиации в суммарной в это время невелика и составляет 14% на севере и 33% на юге. Наиболее благоприятными для поступления прямой солнечной радиации являются март и апрель, в эти месяцы ее приход составляет от 44 до 67% возможного. Минимальный приток радиации отмечается в декабре. Южнее полярного круга суммарная радиация изменяется в пределах 0-42 МДж/м2, прямая – в пределах 0-1 МДж/м2.

Для годового хода характерно резкое увеличение притока радиации с февраля к марту. Это обусловлено как увеличением высоты солнца и продолжительности дня, так и наименьшей облачностью и высокой прозрачностью атмосферы.

Радиационный баланс на большей части территории имеет отрицательное значение, начиная с октября, и только в центральных районах Якутии и юго-восточной части территории он положительный. Наибольшие отрицательные величины радиационного баланса отмечаются в декабре.

Переход радиационного баланса от отрицательного к положительному происходит в марте-апреле. Наибольшее значение положительного баланса наблюдается, в основном, в июне.



Большая протяженность территории Якутии с севера на юг и наличие мощных горных систем обусловливает большое разнообразие продолжительности солнечного сияния. Наименьшее число часов солнечного сияния за год (1000-1300 час.) наблюдается на северных островах и морском побережье. В декабре число часов солнечного сияния колеблется в широких пределах. Севернее полярного круга в это время года большую территорию занимает область полярной ночи. Южной границей этой области является астрономическая граница солнечного сияния, севернее которой солнце в данный месяц не появляется. К югу от астрономической границы выделяется узкая зона, где солнечное сияние возможно лишь в редких случаях, В декабре число дней без солнца колеблется от 31 на широте, близкой к полярному кругу, до 9-8 на крайнем юге республики.

В июле на большей части территории Якутии число дней без солнца незначительно и изменяется в пределах 4-2 дней, лишь на крайнем севере оно достигает 8-7 дней. В районе Оймякона, а также в центральных районах число дней без солнца не превышает 2.

Атмосферная циркуляция. Циркуляционные процессы атмосферы над территорией Якутии определяются общей циркуляцией атмосферы Земли, но большое влияние оказывают и местные физико-географические условия.

Зимой над Азией воздух сильно выхолаживается, здесь формируется антициклональная область повышенного давления с замкнутой циркуляцией по часовой стрелке. Основным фактором, определяющим характер климата холодного периода Якутии, является отрог азиатского антициклона, почти полностью заполняющий территорию республики в это время. Продвижение циклонов с запада на восток на севере республики часто сопровождается сильными ветрами и продолжительными метелями.



В северо-восточной части территории потепление в зимнее время происходит при северо-восточных и восточных ветрах. Обычно оно обусловлено притоком теплых и влажных масс воздуха с Тихого океана. В юго-восточной части и в центральных районах Якутии значительное потепление вызывается выносом теплого влажного воздуха из районов Охотского моря в северо-западном направлении. В обоих случаях потепление чаще всего сопровождается снегопадами, отрог азиатского антициклона ослабляется.

В области отрога высокого давления формируется воздух, характеризующийся очень низкими температурами в приземном слое, чрезвычайной устойчивостью, мощными приземными инверсиями, малой влажностью и высокой прозрачностью воздуха.

При переходе к весне резко увеличивается западно-восточный перенос, циклоны смещаются с запада на восток; вынос тепла с востока встречается все реже, появляются случаи выхода циклонов с юга, приносящих значительные осадки, и с Западно-Сибирской низменности, в последнем случае циклоны приходят к устьям Лены и Яны.

Летом на большей части территории Якутии устанавливается размытое барическое поле без ярко выраженной циклоничности или антициклоничности. Область повышенного давления занимает районы Арктического бассейна и морей Тихого океана. Отрог пониженного давления южно-азиатского минимума направлен на северо-восток в сторону Оймяконского нагорья, где образуется самостоятельное ядро пониженного давления (1004-1003 гПа).

Влияние центров сказывается то в развитии гребня высокого давления со стороны Охотского моря, то в распространении антициклона с севера (последний несет похолодание до заморозков), то в выходе циклонов с запада, несущих основную массу осадков. Значительные осадки приносят встречающиеся реже южные циклоны.

Осенью серии циклонов с запада все чаще заменяются антициклоном, формирующимся в холодном воздухе в тылу последнего циклона. Антициклон приносит значитель-

ное похолодание. Выход циклонов с юго-запада и юга встречается все реже, зато все более и более сказывается влияние отрога вновь формирующегося азиатского антициклона.

Температура воздуха. Распределение температуры воздуха в течение года тесно связано с распределением давления и ветра и с поступлением солнечной радиации. Кроме того, на формирование термического режима и распределение температурных характеристик большое влияние оказывает строение поверхности территории Якутии, а также степень удаленности отдельных районов от моря.

На большей части территории Якутии наиболее низкие температуры наблюдаются в январе, лишь в прибрежных районах температуры января и февраля близки, а на островах самым холодным является февраль. С ноября по февраль самые низкие температуры отмечаются в области отрога азиатского антициклона, в районах Оймякона и Верхоянска. Средние январские температуры здесь равны соответственно -50°С и -48,6°С.

Для холодного времени года, особенно с декабря по февраль, для большей части территории характерны слабые ветры и штили, которые обусловливают слабое перемешивание воздуха, а следовательно - слабый вертикальный теплообмен, поэтому здесь возникают мощные приземные инверсии (повышение температуры воздуха с высотой), которые усиливаются в горных районах.

В отдельные дни зимнего сезона температуры могут быть ниже -60°С почти на всей территории. Наиболее низкие значения температуры наблюдаются, в восточных горных районах, во впадинах, котловинах, в узких долинах и других понижениях с затрудненным стоком холодного воздуха. Минимальные температуры могут достигать рекордных значений в северном полушарии; -71°С в Оймяконе и -68°С в Верхоянске. На склонах гор и даже на небольших возвышенностях столь низкие температуры не наблюдаются благодаря инверсии. В южных и юго-западных районах минимальные температуры могут опускаться до -58°С-62°С. На побережьях морей и островах температуры не бывают ниже -46°С-52°С, При небольшом удалении от берега, а также в глубоких бухтах и заливах минимумы резко понижаются. В центральных районах минимальные температуры могут понижаться до -61°С-66°С.

В теплый период года отличительной чертой температурного режима большей части территории Якутии является быстрое нарастание средних суточных температур весной и быстрое их падение осенью. Самый теплый месяц - июль. В прибрежных районах и на островах июль и август имеют близкие температуры. С мая по август наиболее высокие температуры бывают в Центральной Якутии. Средняя температура июля в центральных, юго-западных и южных районах на сравнительно равнинных низменных местах около +17°С- +19°С.

К северу от р. Вилюй в низменных местах +12°С - +15°С, в на более высоких местах она еще ниже. Наиболее низкие температуры на равнинных местах в это время бывают на побережьях морей и на островах, где они в июле составляют +2°С - +4°С. В горных районах распределение температур очень пестрое благодаря различию высот, характеру рельефа и различным микроклиматическим факторам.

На большей части территории в низменных местах наивысшие температуры могут достигать +34°С - +38°С, на побережьях морей +29°С - +32°С и островах +18°С - +24°С. В горных районах максимальные температуры зависят главным образом от высоты над уровнем моря, от форм рельефа и других факторов.

В связи с очень низкими температурами зимой и сравнительно высокими летом, выявляется одна из характерных особенностей - термического режима территории - большие годовые амплитуды температур, достигающие рекордных значений, которое подтверждают континентальность климата Республики.



Длительность безморозного периода, благодаря сложности рельефа и расположению территории Якутии в различных физико-географических зонах, очень разнообразная. Наибольшая длительность (95 дней) наблюдается в долине среднего течения реки Лена. В тундре безморозный период едва достигает двух месяцев, в отдельные годы заморозки могут наблюдаться в течение всего лета с перерывами менее 30 дней. На островах безморозный период отсутствуют вообще. В горных районах длительность безморозного периода весьма различна.

Осадки. Осадки являются одним из показателей режима увлажнения. На территории Якутии количество выпадающих осадков и их распределение как во времени, так и в пространстве стоит в тесной связи с географическим положением и атмосферными процессами.

Благодаря резко выраженному антициклональному режиму погоды в холодный период зима на большей части территории Якутии сухая и малоснежная. Как летом, так и зимой наиболее интенсивная циклоническая деятельность характерна для западной и юж-

ной частей территории. Под влиянием горных хребтов, плоскогорий, впадин (котловин) и низменностей происходит перераспределение осадков по территории. Количество осадков увеличивается на наветренных склонах и уменьшается на подветренных. Заметное уменьшение осадков происходит на островах и побережьях морей. В отдельные годы количество выпадающих осадков может сильно отличаться от средних многолетних значений.

Наблюдаемая пятнистость в распределении осадков на территории Якутии связана со сложным устройством поверхности. Как правило, на возвышенных местах осадки увеличиваются, а в пониженных местах уменьшаются, Влияние наветренных склонов распространяется и на прилегающую равнину, поэтому увеличение осадков иногда начинается еще до подъема местности. С подветренной стороны возвышенностей и горных хребтов наблюдается, наоборот, уменьшение количества выпадающих осадков - возникает так называемая <дождевая тень>. В районах крупных водоемов и речных долин, на плоских морских берегах количество осадков также уменьшается.

Годовой ход повсеместно характеризуется резко выраженным летним максимумом осадков и сухой зимой. Из годового количества выпадающих осадков на холодный период (ноябрь-март) приходится примерно 20-25%, а на теплый (апрель-октябрь) 75-80% годовой суммы. В холодный период количество осадков на большей части территории колеблется в пределах 25-60 миллиметров и только на юго-западе Якутии 65-110 миллиметров, а также на склонах Олёкмо-Чарского и Алданского нагорий, на западных и южных склонах Верхоянского и северо-восточных



склонах Момского хребтов и на наветренных склонах хребтов Сунтар-Хаята, Черского, на юге Колымской низменности и Юкагирского плоскогорья.

В теплый период осадки на территории Якутии распределяются от 120- 150 миллиметров на островах и побережье морей, а также в районах Верхоянска и Колымской низ-

менности, до 160-250 миллиметров на пониженных равнинных местах, в том числе и в центральных районах Якутии, до 400-600 миллиметров в районах Олекмо-Чарского и Алданского нагорий, на западных и южных склонах Верхоянского хребта и на наветренных склонах хребтов Сунтар-Хаята, Момского, Черского и других.

Минимум осадков наблюдается на большей части территории в феврале-марте, на Оймяконском нагорье, Нерском плоскогорье и в районе Верхоянска - в марте - апреле, на островах и морских берегах - в январе - марте. Максимум осадков приходится на июль - август. Кроме того, в юго-западной части Якутии и в долине Лены (к северу от слияний с Алданом) в октябре намечается второй максимум, который по сравнению с летним незначителен.

В месяцы максимума осадков (июль-август) их количество составляет 25-30 миллиметров на островах и побережье, 30-50 миллиметров на пониженных равнинных местах, 50-60 миллиметров в западной части Якутии и около 80-120 миллиметров на Алданском нагорье и на наветренных склонах хребтов Верхоянского, Сунтар-Хаята, Черского, Момского и др. В месяцы минимума преобладает количество осадков 4-10 миллиметров, которое более или менее равномерно распределяется по территории республики. Малое количество выпадающих осадков и их относительно равномерное распределение связано с антициклональным режимом погоды в это время.

Изменчивость месячных сумм осадков из года в год довольно велика, особенно в теплый период. В отдельные годы месячное количество выпадающих осадков, в зависимости от условий атмосферной циркуляции, может значительно отклоняться от многолетнего среднего значения. Изменение годового количества осадков несколько меньше, чем месячных сумм.

Средняя продолжительность выпадения осадков в день по территории Якутии меняется сравнительно мало. Наибольшая длительность наблюдается в северо-западной части территории, в долине нижнего течения Лены и на Алданском нагорье.

Осадки летом, несмотря на то, что в это время выпадает их максимальное количество, менее продолжительны, чем в холодный период, что обусловлено преобладанием осадков ливневого типа. В осенне-зимний период наблюдаются преимущественно длительные осадки обложного характера. Максимальная непрерывная продолжительность осадков по территории Якутии меняется в довольно больших пределах: в холодный период - 40-170 час, в летний 20-80 час.

Общая продолжительность осадков на большей части территории Якутии меняется в пределах 1100-1700 час. В юго-западной части территории, на Алданском нагорье и на склонах Верхоянского, Сунтар-Хаята, Черского и Момского хребтов она колеблется в

пределах 1900-2400 час. В годовом ходе наименьшая продолжительность осадков наблюдается в мае-июле, а на островах и морском побережье - в феврале-апреле. С увеличением продолжительности обычно уменьшается интенсивность осадков. Максимальная интенсивность осадков в пятиминутном интервале по территории Якутии колеблется в пределах 1,2-2,0 мм/мин, а на островах полярных морей и в прибрежной тундровой зоне 0,4-0,6 мм/мин.

В среднем за год на территории республики выпадает осадков в твердом виде от 25% на юге до 50% на островах; жидких осадков от 30% на островах до 70% на юге; смешанных – от 5-6% в центральных районах до 16-17% на островах. Ввиду незначительного количества осадков, выпадающих зимой, снежным покров на подавляющей территории имеет небольшую мощность. В районах горных хребтов Верхоянского, Сунтар-Хаята, Черского, Момского высота снежного покрова распределяется очень неравномерно. На больших высотах на открытых местах снег обычно сдувается, а в пониженных местах, а также в подветренных элементах рельефа происходит накопление (аккумуляция) снега.

Гидрографическая сеть. Территория Якутии сильно расчленена речными долинами – около 700 тыс. рек общей протяженностью свыше 1,5 млн. км. Все реки Якутии относятся к бассейну Северного Ледовитого океана. Свыше 1/2 территории приходится на бассейны Лены и ее главных притоков – Алдана, Вилюя и Олекмы. В Ледовитый океан текут реки Анабар, Оленек, Яна, Индигирка, Алазея и Колыма. Все они полноводны.



2. ПРИРОДНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ И ЗАПАСЫ

Ветроэнергетические ресурсы



Удельная мощность ветроэнергетических ресурсов по территории республики колеблется в широких пределах: от 3 в континентальной части (с. Угино) до 476 Вт/м^2 на побережье моря Лаптевых, т.е. максимальное значение удельной мощности превышает минимальное почти в 160 раз. В последних районах с помощью ветроустановок можно выработать с квадратного километра площади от 250 тыс. кВт◌ч до 2 млн. кВт◌ч электроэнергии в год [77].

По предварительным оценкам, на территории Якутии, где среднегодовая скорость ветра достигает более 4 м/с, запасы потенциальной энергии ветра составляют 15,6 млрд. кВт·ч в год [119,167].

Оценка ветрового потенциала республики, представленная в данной работе, проводилась на основании справочных материалов [119,146,147]. Средняя годовая скорость ветра на большинстве станций республики на высоте флюгера изменяется от 2,2 до 5,7 м/с (табл. 2.1). Средние годовые скорости ветра мало изменяются от года к году. Наибольшие отклонения средней годовой скорости ветра в отдельные годы не превышает по всей территории Якутии 15-35%.

Таблица 2.1

Среднегодовая скорость и плотность мощности ветра по улусам Якутии [119]

Улусы	Средняя скорость ветра м/с	Мощность, Вт/м^2	Удельная энергия ветра, кВт◌ч/ м^2
I децентрализованная зона			
1.Абыйский	2,6	40	200
2.Аллаиховский	4,9	326	870
3.Анабарский	5,6	473	1930
4.Булунский	6,9	589	4200
5.Верхоянский	2,7	42	370

6.Жиганский	4,4	274	1300
7.Нижнеколымский	5,7	496	1300
8.Оленекский	2,8	37	320
9.Среднеколымский	4,8	332	1310
10.Усть-Янский	6,0	503	2710
II децентрализованная зона			
1.Эвено-Бытант-кий	1,2	11	96
2.Момский	1,4	10	87
3.Верхнеколымский	2,6	36	300
4.Кобяйский	4,0	200	940
5.Оймяконский	2,0	43	293
6.Олекминский	1,7	28	250
7.Усть-Майский	1,9	12	100
8.Томпонский	2,4	18	160
III децентрализованная зона			
1.Амгинский	1,9	17	150
2.Горный	2,0	33	230
3.Хангаласский	2,6	42	370
4.Намский	2,1	21	180
Централизованная зона			
1.Алданский	2,1	45	233
2.Верхневилюйский	2,3	26	230
3.Вилюйский	2,6	24	120
4.Нюрбинский	2,2	47	245
5.Ленский	2,5	41	280
6.Мегино-Кангал-кий	нет сведений	-	-
7.Мирнинский	2,5	68	285
8.Сунтарский	2,2	22	190
9.Татинский	1,3	10	87
10.Усть-Алданский	2,0	17	103
11.Чурапчинский	1,6	12	105
12.терр- ия Якутск	2,6	30	300
13.терр-ия Нерюнгри	1,9	45	240

На побережье Северного Ледовитого океана скорость ветра в большинстве составляет 7-8 м/с и носит постоянный (муссонный) характер. По данным многих исследований, в арктической зоне в розе ветров преобладают северные (летом) и северо-восточные (зимой) направления. Самые сильные ветры отмечены в Усть-Оленьке. В центральной Якутии среднегодовая скорость ветра превышает 3 м/с [167], причем при неравномерном распределении по месяцам ветровой потенциал повышается в большей части в летнее время года, когда потребность в электроэнергии и отоплении максимально снижается.

Из анализа характеристик ветра для территории Республики Якутия [65] можно сделать следующие заключения:

1) В теплый период (июнь, июль) ст. Тикси, Черский, Чокурдах, Депутатский, Жиганск, Таймылыр характеризуются высоким ветроэнергетическим потенциалом (I децентрализованная зона). Эти местности наиболее благоприятны для размещения и эксплуатации ВЭС и ВЭУ;

2) В теплый период на ст. Батагай, Саскылах, Ленск величины средней скорости ветра не превышают значения 3,7 м/с. Утилизация энергии ветра в районах размещения этих пунктах, в сравнении с районами на возвышенных участках, связана с эксплуатацией ВЭУ с меньшими величинами начальной и номинальной скоростей;

3) На равнинной местности и лесной зоне (II, III децентрализованная зона) распространение должны получить малые ВЭУ мощностью 1-10 кВт, с начальной скоростью ветра u_0 = 2-3 м/с и номинальной скоростью $u_{ном}$ = 5-7 м/с. Наряду с такими ВЭУ, рассчитанными на массовое использование, целесообразно эксплуатировать средние ВЭУ, пригодные для выработки электроэнергии при u =2-5 м/с.

В годовом ходе скорости ветра по всей территории Якутии, независимо от степени защищенности флюгера, сохраняется определенная закономерность: существенные изменения средней месячной скорости ветра обнаруживаются при переходе от зимы к весне и от лета к осени. В пунктах с наиболее характерным для всего улуса годовым ходом средней скорости ветра (рис. 2.1) проявляется минимум в холодное время года (ноябрь – февраль) и некоторое уменьшение в августе – сентябре (в конце летнего и начале осеннего периода). Кроме весенне-летнего (май – июнь) максимума отмечается увеличение скорости ветра осенью – октябрь. На островах в районе моря Лаптевых в годовом ходе скорости ветра максимум падает на октябрь, кроме того, наблюдается увеличение скорости ветра в мае – июне. На островах Восточно-Сибирского моря наблюдается максимум в январе – феврале, а минимум – в летние месяцы. Среднегодовые скорости изменяются от 1,2 до 7,3 м/с [146].

Оценка ветроэнергетических ресурсов Якутии сделана впервые отделом энергетики ИФТПС НЦ Якутии СО РАН. Первичность результатов и необходимость последующего уточнения запасов ветроэнергии обусловлены редкой стационарной сетью наблюдений за скоростями ветра и прямой зависимостью режима ветра от окружающего рельефа и физико-географического местоположения пункта наблюдения.

На одну метеостанцию с наблюдениями ветрового режима приходится 26 тыс. км^2 территории Якутии. Высота датчиков ветроизмерительных приборов варьируется в пределах от 9-10 до 16-17 м.

Скорости ветра, как и направления, зависят в значительной степени от рельефа местности, степени защищенности флюгера, подстилающей поверхности, высоты станции.

(м/сек)

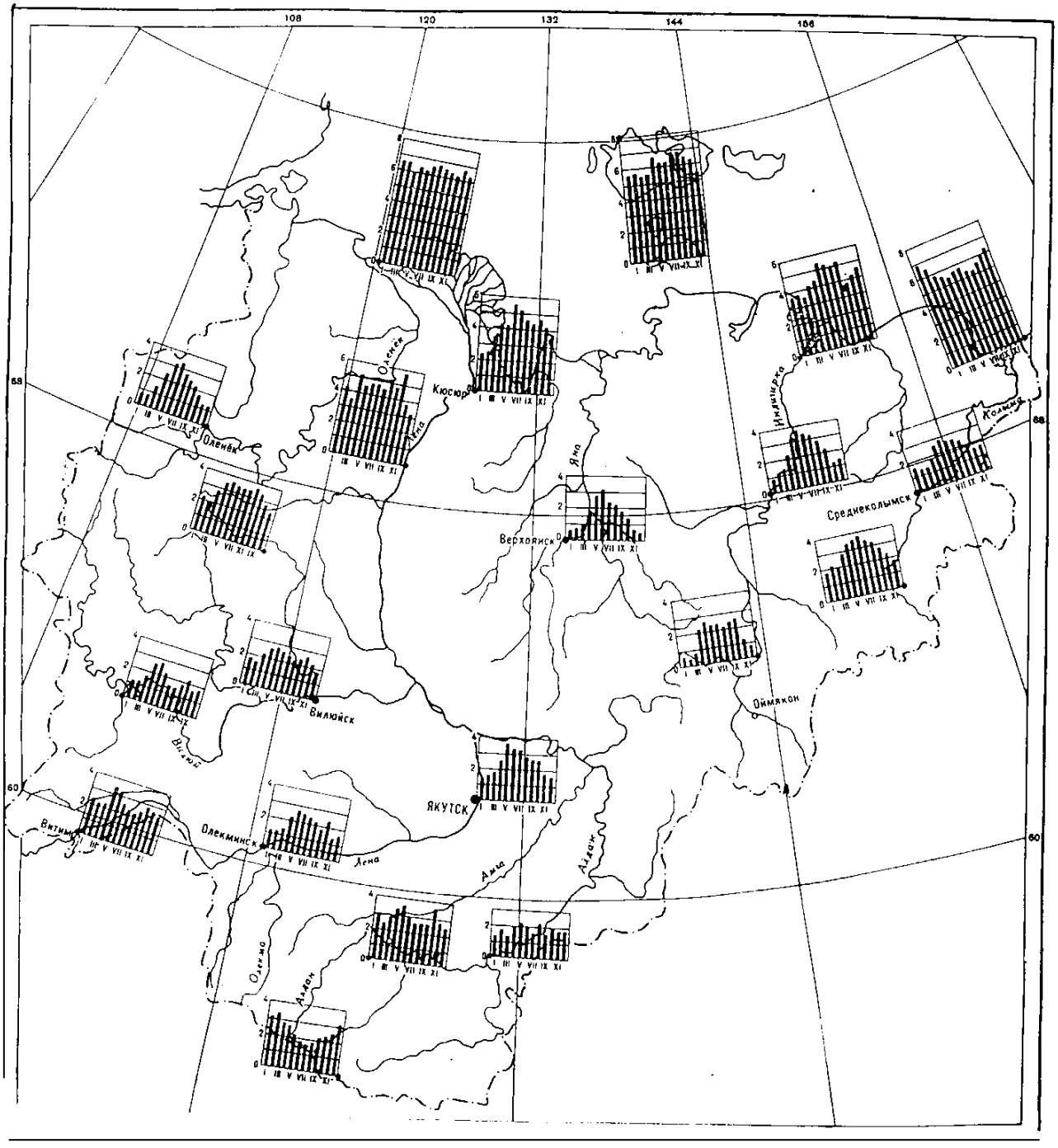


Рис.2.1. Годовой ход средней скорости ветра.

Например, на станциях, расположенных в долинах, преобладают ветры, направленные вдоль долин (Сого-Хая, Кюсюр, Сунтар, Усть-Мома и др.). В горных районах наблюдаются горно-долинные ветры, дующие ночью вниз по долине, а днем – вверх по долине. Направление у земли подчеркивает и влияние речных долин, вызывающих деформацию

воздушного потока (Сангар, Витим, Мянгняра, Сухана и др.). На станциях, расположенных на побережьях и островах моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря, на направлении ветра сказывается влияние очертаний береговой линии и направление проливов (мыс Шалаурова, бухта Тикси). С высотой скорость ветра возрастает; на возвышенностях, берегах озер и в долинах крупных рек также наблюдается увеличение скорости ветра по сравнению с равнинными участками. В городах, на лесных полянах скорости ветра уменьшаются по сравнению с окружающим районом, причем шероховатости подстилающей поверхности за счет лесов оказываются сильнее, чем влияние барических градиентов [147].

Вследствие большого разнообразия ландшафтных условий на территории Якутии характеристику скорости ветра необходимо давать по условиям местоположения станций, что подтверждается в некоторой степени сопоставлением класса открытости станции со среднегодовыми скоростями ветра.

На станциях, расположенных на открытых возвышенностях, водоразделах, в верхних частях склонов скорости ветра заметно увеличиваются, достигая 2,5-3,0 м/сек за год. В местах с полузащищенной установкой флюгера, находящихся на сравнительно ровном месте, средние годовые скорости ветра несколько меньше 1,5-2,5 м/сек. В пунктах, расположенных в котловинах, окруженных горами или холмами, в нижних частях склонов гор, на полянах в лесу или среди построек – в условиях сильной защищенности флюгера, средние годовые скорости составляют 1-1,5 м/сек (Теплый Ключ, Бердигястях, Тегюлтя и др.) [147].

В Сангарах, Жиганске и других пунктах в долине реки Лена отмечаются скорости более высокие, чем на других станциях, расположенных в аналогичных условиях рельефа. Это обуславливается тем, что над долиной реки Лены на участке от устья до впадения в нее реки Алдан в зимнее время находится барическая ложбинка. В теплый период повышение скорости в основном обуславливается своеобразным расположением долины реки Лена и Верхоянского хребта. Ветровой режим, формирующийся под влиянием барических центров, характеризуется сменой противоположных направлений ветра и скоростями от 0,9-4,5 м/с во внутренних частях территории до 3,5-6,8 м/с на островах и побережьях моря Лаптевых и Восточно-Сибирского [167].

Между тем в республике наиболее сильные ветры и постоянные ветры со средней скоростью 5-8 м/с отмечены по всей арктической зоне (прибрежный район – I децентрализованная зона), при этом продолжительность ветровых часов достигает 75-80% [82].

Выработка энергии ВЭУ существенно возрастает с ростом повторяемости градации более высоких скоростей ветра. Оценка величины годовой выработки электроэнергии для ряда пунктов Якутии с различными дифференциальными распределениями скоростей по-

казали, что эффективность работы ВЭУ на северных территориях республики увеличится в 2 раза в теплый период года в сравнении с холодным периодом из-за роста скорости ветра. Этот факт позволяет значительно расширить типы используемых ВЭУ. Следовательно, для оценки эффективности использования ветроэнергетики в регионе с преобладанием умеренных ветров особое внимание следует уделять определению ветроэнергетических ресурсов в холодный и теплый период года с целью рационального размещения ВЭУ различных классов на территории.

Территориальная классификация наиболее проблемных децентрализованных зон (прибрежные и северные районы республики) и распределение ветрового потенциала республики определяют приоритет использования ВЭУ в балансе малой энергетики.

Гидроэнергетические ресурсы

Лабораторией гидроэнергетики и водного хозяйства ОИФТПС ЯНЦ СО РАН (Д.Д.Ноговицин, А.Ф. Константинов, 1993) проведена оценка гидроэнергетических ресурсов территории республики. По данным подсчета, произведенного Институтом энергетики РАН, потенциальные запасы гидроресурсов рек республики составляет 507 млрд. кВт·ч.в настоящее время только Вилюйская ГЭС при установленной мощности 648 МВт вырабатывает около 2300 млн. кВт·ч электроэнергии. При осуществлении крупного международного энергетического проекта «Россия-Китай» появляется реальная возможность строительства ГЭС на реках Учур и Тимптон и экспорта электроэнергии в Китай и Японию. Каскад гидроузлов на реке Учур состоит из двух ступеней: с высоконапорной плотиной (200 м) на верхней Среднеучурской ГЭС и высоконапорной плотиной на контрбьефе. Проектная мощность Среднеучурской ГЭС может составить 3330 МВт при гарантированной мощности 1535 МВт. Годовая выработка электроэнергии составит 15 млрд. кВт·ч.



Проектная мощность Учурской ГЭС составит 400 МВт при годовой выработке электроэнергии в 2,2 млрд. кВт·ч. Так же существует проект строительства Инджекской ГЭС на реке Тимптон , мощностью 100 МВт при выработке электроэнергии в 4,8 млрд. кВт·ч. суммарная ежегодная выработка электроэнергии на новых гидроэлектростанциях на реках Уяур и Тимптон составит 22 млрд. кВт·ч, а установленная мощность – 5000 МВт, передаваться электроэнергия может по ЛЭП постоянного тока напряжением ±500 – ±700 кВ.

Согласно существующим проработкам гидроэнергетический потенциал малых рек Якутии составляет порядка 30 млн. кВт со среднегодовой выработкой более 250 млрд. кВт◎ч энергии (табл. 2.2) [32,66,78,166].



Для энергоснабжения отдаленных населенных пунктов лаборатория гидроэнергетики рекомендует строительство 20 малых ГЭС (табл. 2.3) [77, 147]. Согласование данных таблицы с классификацией децентрализованных зон показывает наибольший гидроэнергетический потенциал для малых ГЭС в пунктах I децентрализованной зоны [75].

Таблица 2.2

Гидроэнергетические ресурсы Якутии

Бассейн реки	Длина, км	Площадь бассейна, тыс. км^2	Среднегодовой расход воды в устье, м^3/с	Гидроэнергетический потенциал, тыс. кВт	Среднегодовая выработка, млн. кВт ч
Лена	4400	2490	6760	28870	158000
Алдан	2273	-	5060	6331	31090
Учур	812	-	1370	3710	18520
Яна	872	238	130	1600	7700
Индигирка	1726	360	752	6300	31200
Вилюй	2654	448	2293	2569	22504
Марха	1201	95	630	463	4056

Моркока	893	30	214	316	2768
Тюнг	1101	48	259	212	1857
Оленек	2219	218	1265	1031	9032
Арга-Сала	586	47	264	121	1060
Анабар	2051	100	-	798	6989
Итого	20 788	4 074		51 321	294 776

Таблица 2.3

Возможные малые ГЭС на территории РС

Река	Населенный пункт	Средний расход, $м^3/с$	Установленная мощность, тыс. кВт	Средняя выработка энергии, млн. кВт◌ч
I децентрализованная зона				
Доруоха	Саскылах	6,4	2,1	5,3
Федор	Саскылах	5,6	1,0	2,5
Нуорда	Жиганск	3,9	1,85	2,56
Нэлгэсэ	Лазо	-	52,0	257,0
Маайында	Оленек	1,9	3,0	6,0
Сутуруоха	Сутуруоха	11,5	2,4	3,26
Улахан-Таймылыр	Таймылыр	3.4	1,0	2,0
Эбелээх	Эбэлээх	8,16	6,0	7,50
итого			69,35	286,12
II децентрализованная зона				
Арга-Эсэлээх	Кулун-Элбют	1,38	1,45	3,6
Хатыннах	Предпорожний	0,81	0,55	1,38
Сарылах	Сарылах	0,55	0,4	1,0
Хаастаах	Сасыр	0,92	1,3	3,2
Тяна	Тяна	32,0	2,5	5,0
Колгос	Хонуу	0,53	0,35	0,9
Ыстаан-Юрэх	Чумпу-Кытыл	1,32	1,0	2,5
Дэлингэ	Дэлингэ	24,3	0,27	1,78
Бахылай	Нелькан	0,32	0,2	0,5
Бол.Делюгюеннях	Эльгинский	0,5	0,35	0,9
итого			8,37	20,76
III децентрализованная зона				
Синяя	Синск	39,0	3,0	6,0
итого			3,0	6,0
Централизонная зона				
Гранитный	Ольчан	0,44	0,3	0,75
итого			0,3	0,75
Итого			69,35	313,63



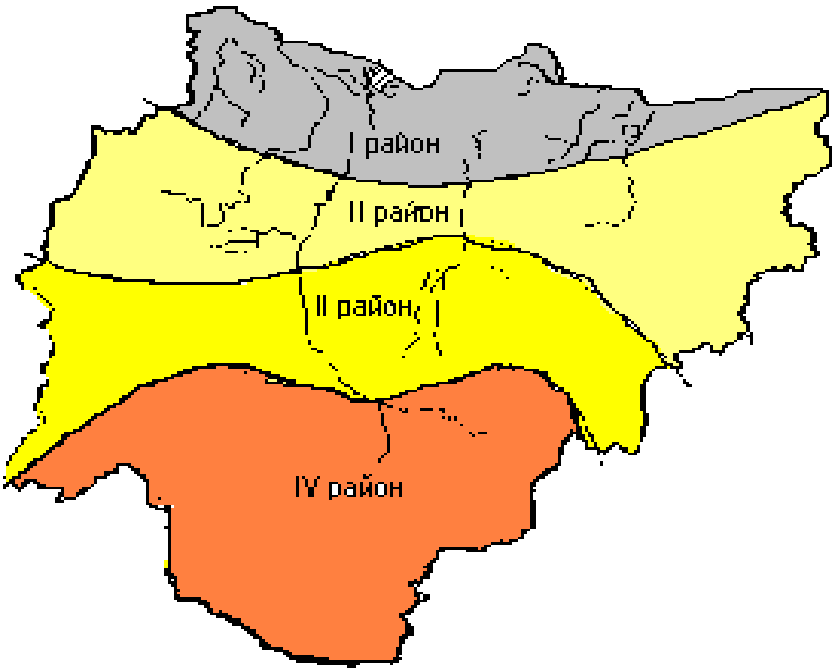
Использование гидроэнергии малых рек на Севере значительно сложнее, чем на территории с умеренным климатом. При эксплуатации малых ГЭС возможны очень серьезные затруднения из-за резкого колебания водности рек по годам, сезонам года, в организации параллельной работы малых ГЭС с дизельными, ветровыми электростанциями, вопросах создания нормальных социально-бытовых условий для обслуживающего персонала, обеспечения его круглогодичной занятости и т.д. Опыт, накопленный на Кольском полуострове [41, 108,109,149] по вопросу эксплуатации ГЭС, полезен, но не дает достаточных оснований для однозначного ответа на вопрос о перспективности или неперспективности строительства ГЭС на малых реках Якутии.

Энергетическое строительство и эксплуатация малых ГЭС в экстремальных природно-климатических условиях Севера потребует технико-экономического обоснования его целесообразности. В условиях Крайнего Севера малые ГЭС следует рассматривать в комплексе с другими энергогенерирующими источниками, например, с ветроэлектростанциями, поскольку в арктической зоне распределение годового ветропотенциала носит асинхронный характер к распределению водности рек.

Строительство малых ГЭС перспективно на реках, не замерзающих зимой или замерзающих на очень короткий период. Такие реки находятся только в южных районах Якутии (бассейн Олекмы, некоторые притоки реки Лена) – централизованной зоне республики. Использование гидроэнергетических ресурсов других рек может носить только сезонный характер малой длительности.

Гелиоэнергетические ресурсы

Отделом энергетики ИФТПС ЯНЦ СО РАН по территории Якутии выделены четыре района, характеризующих возможности внедрения систем солнечного теплоснабжения (ССТ) (рис.2.2.) [51, 52]. Большая часть территории Якутии (Центральные и Южные районы) имеет благоприятные условия внедрения ССТ.



Район 1 – крайне ограниченного использования солнечной энергии;
Район 2 – возможного использования солнечной энергии;
Район 3 – умеренного использования солнечной энергии;
Район 4 – благоприятного использования солнечной энергии.

Рис.2.2. Сводная карта радиационно-климатического районирования территории Республики Саха (Якутия).

Сводная карта-схема радиационно-климатического районирования является ориентиром для размещения гелиотехнических систем по районам республики и оценки возможного объема энергосбережения.



В 3-м районе продолжительность солнечного сияния в году колеблется в пределах 1600-2000 ч. наиболее благоприятные условия для использования солнечной энергии в тепловых целях имеются в 4-м районе, где интенсивность радиации составляет свыше 4200 МДж/м^2, продолжительность солнечного сияния – 2300 ч., количество пасмурных дней самое минимальное [51].

Из нескольких основных способов преобразования солнечной энергии в электрическую в данном регионе наиболее подходящим является применение фотоэлементов [176].

Использование солнечной энергетики в балансе I, II децентрализованных зон сезонно, так как ограничивается продолжительностью дня (полярная ночь, порядка 9 месяцев года зимний период) и низким энергетическим потенциалом (I, II район – рис.2.2) [75].

Наиболее благоприятны для использования потенциала солнечной энергии районы централизованной зоны республики (III, IV район – рис.2.2). Однако, высокая стоимость электроэнергии фотоэлектрических станций ограничивает сегодня их широкое применение.

Энергетический потенциал геотермальных вод



Геотермальные ресурсы представляют собой ту часть ресурсов геотермальной энергии, которая заключена в естественных коллекторах и представлена природными теплоносителями: подземными водами, паром или пароводяными смесями.

Специфика геотермальных вод заключается в следующем [137]:

- одноразовость использования в системе теплоснабжения;

- постоянная температура в течение отопительного сезона;

- агрессивность, в связи с чем необходимо предусматривать защиту от коррозии и образования осадков в металлических трубопроводах и нагревательных приборах;

- сравнительно низкая температура;

- необходимость сброса.

В свою очередь области применения и эффективность использования геотермальных вод того или иного месторождения зависят от их энергетического потенциала, обще-

го запаса и дебита скважин, химического состава, минерализации и агрессивности вод, наличия потребителя и его удаленности, температурного и гидравлического режима скважин, глубины залегания водоносных горизонтов и их характеристик и некоторых других факторов.

Наибольший технический потенциал геотермальной энергии (более 20 млн. т.у.т.) экономических районов России сосредоточен на территориях, к которым относится Республика Якутия.

По данным Центра Солнечной Энергии «Интерсоларцентр» районы России: Юг Восточной Сибири, Северо-Восток, Якутия, Магаданская область (с Чукотским национальным округом) обладают распределением ресурсов термальных вод, представленным в таблице.

Таблица 2.4

Температура – 40-200^0 С Минерализация – до 35 г/л			Температура – 50-200^0 С Минерализация – до 10 г/л		
Дебит, млн.м^3/сут	Дебит, млн.м^3/год	Экономия топлива и тепла/год, $\frac{\text{млн.т.у.т}}{\text{млн.Гкал}}$	Дебит, млн.м^3/сут	Дебит, млн.м^3/год	Экономия топлива и тепла/год, $\frac{\text{млн.т.у.т}}{\text{млн.Гкал}}$
1,65	602,25	$\frac{4,20}{21,00}$	0,66	240	$\frac{1,67}{8,30}$

Биоэнергетические ресурсы



Данное направление энергетики применительно к условиям Якутии является абсолютно новым. Урожайность основных сельскохозяйственных культур, возделываемых в естественных условиях территории Якутии минимальна, в связи с наиболее суровыми природно-климатическими условиями и весьма ограниченного биоклиматического потенциала региона.

Таким образом, реализовать идею производства энергии из биомассы, получаемой как продукт фотосинтеза сельскохозяйственных культур, по крайней мере, в настоящее время, в условиях Якутии практически не представляется возможным.

Объемы производства биогаза путем анаэробного сбраживания отходов животноводства на фермах крупного рогатого скота Якутии определены расчетами [176] на период до 2015 г. (табл. 2.5). Так как показатели являются невысокими, то практического интереса для энергетических целей не представляет.

Таблица 2.5

Показатели производства биогаза на фермах крупного рогатого скота РС (Я)

Показатель	От одной головы		От всего поголовья общественного скота по годам					
	За сутки	За стойловый период	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Выход сухого органического вещества, тыс.т	$25 \circledcirc 10^{-6}$	$6 \circledcirc 10^{-3}$	2455	2472	2514	2550	2580	2610
Объем биогаза, тыс. $м^3$	$0{,}4 \circledcirc 10^{-3}$	$96 \circledcirc 10^{-3}$	39,3	39,5	40,2	40,8	41,3	41,76
Экономия органического топлива, тыс. т.у.т.	$0{,}355 \circledcirc 10^{-6}$	$85{,}2 \circledcirc 10^{-3}$	34,8	35,1	35,7	36,2	36,6	37

Энергетическое использование древесины, отходов лесной и деревообрабатывающей промышленности и некоторых видов дикорастущих растений (камыш, тальник) представляют интерес для производства моторного топлива.

Как альтернатива может быть рассмотрен вариант энергоснабжения на базе генераторного газа, получаемого путем пиролизной газификации древесины и ее отходов, предварительно конвертируя их в более качественный вид топлива (газовое) [85].

В настоящее время основным источником тепла в сельских районах Якутии являются отопительные печи, работающие на дровах. По всей видимости, во многих районах такой вид теплоснабжения в качестве основного останется еще очень длительное время, т.к. централизованное теплоснабжение при той плотности тепловых нагрузок, которая имеет место в сельской местности, экономически не эффективно, а электроотопление и газификация в период до 2015 г. при традиционной (существующей) схеме энергоснабжения не могут быть внедрены во всех сельских районах Якутии ввиду дефицита энергетических мощностей, наличия жесткого ограничения по сечению проводов ЛЭП и невозможности охвата системой газоснабжения территории всех сельских районов Якутии [176].

Таким образом, использование древесины является одним из перспективных видов энергии биомассы и требует дальнейших научно-исследовательских, проектно-технических, технико-экономических и хозяйственно-практических проработок.

Лес на Севере – ресурс доминирующего экологического значения. По данным учета лесного фонда, общая площадь лесов составляет 256 095,2 тыс. га, в том числе лесопокрытая площадь 144 438,8 тыс. га. На долю лесного фонда приходится 99,5%, или 254 755,1 тыс. га, а остальные 1340,1 тыс. га находятся в ведении других лесофондодержателей – заповедников и национальных парков (1318,9 тыс. га), сельского хозяйства (8,6 тыс. га); 12,6 тыс. га – городские леса.

Леса на территории республики по площади, запасу и по преобладающим породам размещены крайне неравномерно. На юге лесистость составляет 93 %, на севере – 25, в среднем по республике – 46,8 %.

Леса Якутии по производительности относятся к IV и V классам бонитета, т.е. характеризуются низкой производительностью. Общий запас древесины в лесах Якутии исчисляется в 8,8 млрд. $м^3$ (из них запас спелых и перестойных насаждений составляет 5,2 млрд. $м^3$). Его природный состав представлен лиственницей (87,1%), сосной (10,6), елью (1,0), кедровым стлаником (0,8), березой и осиной (0,4), кедром (0,1%).



Промышленная заготовка леса составляет более 1,4 млн.$м^3$ (без учета самозаготовок леса на дрова). По общему объему в республике используется лишь небольшая часть годичного прироста древесины, однако вырубки сконцентрированы вокруг населенных пунктов и вдоль трасс. На дрова вырубаются леса на самой северной их границе. лесовозобновления не происходит, а места вырубок занимают низкопродуктивные тундровые экосистемы.

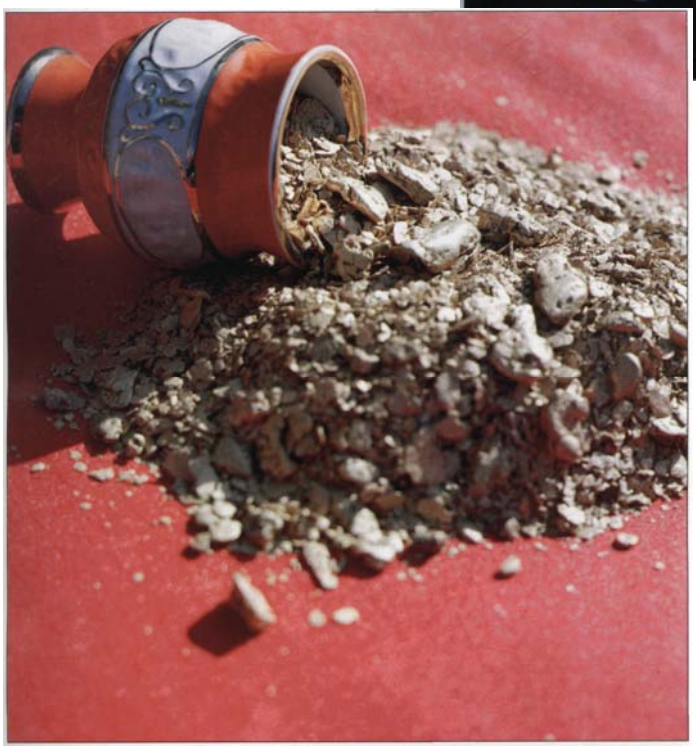
На огромной лесопокрытой площади республики по транспортным условиям доступны для лесозаготовительной эксплуатации 10-15%.

Топливно-энергетические ресурсы республики



Якутия по свому разнообразию полезных ископаемых является уникальной и благодаря сложному геологическому строению богатой территорией. Ее по праву называют сокровищницей недровых богатств.

На территории выявлено свыше 1500 месторождений различных видов минерального сырья. Среди них 150 кимберлитовых трубок. В республике найдено около 600 золотоносных (россыпи в бассейнах рек Индигирка, Яна, Алдан), 44 оловянных и столько же каменноугольных (крупнейшие Нерюнгринское, Эльгинское, Денисовское и Гульманское) месторождений. В Якутии разведаны 34 нефтегазовых месторождения, общие объемы которых составляют до 200 млн. тонн. Среди них наиболее крупное – это Талаканское месторождение, запасы которого оцениваются в 123,8 млн. тонн. На территории республики также насчитывается 27 слюдяных, 7 железнорудных, ряд сурьмяных, цеолитовых, апатитовых и иных месторождений.



Наибольшее значение имеют месторождения алмазов (бассейны Вилюя, Оленека, Муны, Анабара), золота (Алданский, Джугджурский, Индигирский районы), слюды-флогопита (бассейн реки Алдан). По масштабам алмазоносности Якутия - крупнейшая в России. На долю Якутии приходится более 80 % балансовых запасов алмазов и более 90 % добычи алмазов.

На северо-востоке Якутии сосредоточены крупные запасы олова, вольфрама (бассейн реки Яна), полиметаллических руд (Верхоянский хребет); на юге Якутии – железная руда и коксующиеся каменные угли. По запасам угля, нефти и газа Якутию можно отнести к территории, обеспеченной энергоресурсами.

Более 20% территории Якутии приходится на площади с установленной промышленной угленосностью. Огромные запасы каменного и бурого угля сосредоточены в Ленском (свыше 2500 млрд.т.), Колымо-Индигирском бассейне и Южно-Якутской угленосной площади. Общее число месторождений и углепроявлений на территории Якутии достигает 900. Значительная часть балансовых запасов представлена высококачественными коксующимися углями. Это Нерюнгринское и Эльгинское месторождение для открытой добычи с запасами соответственно 307,3 и 2047,8 млн.т., Денисовское и Чульмаканское для подземной добычи с запасами 28,8 и 758,3 млн.т. в Южно-Якутском бассейне.





На территории Якутии открыто 31 месторождение углеводородного сырья. Нефтегазоносные и перспективные площади охватывают практически всю западную половину территории республики. В бассейне нижнего течения реки Вилюй открыты крупные месторождения природного газа. На юго-западе республики открыты десятки нефтегазовых и газонефтяных месторождений.

Геологические ресурсы газа в республике оцениваются в 10,2 трлн.м^3, из них 7,2% (731 млрд.м^3) составляет попутный газ. Преобладающая часть ресурсов сосредоточена в Вилюйской, Непско-Ботуобинской и Предпатомской нефтегазоносных областях.

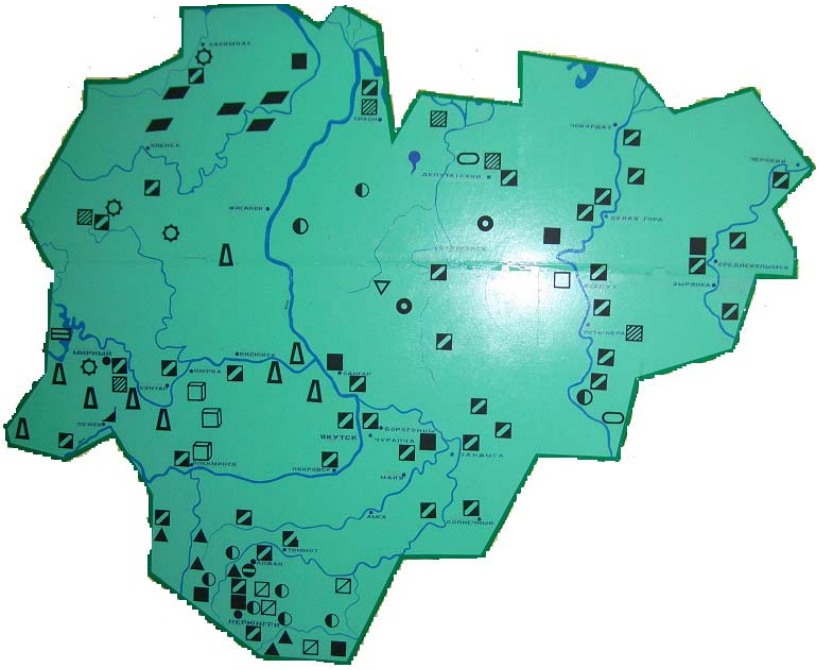


Рис. 2.3. Карта месторождений Якутии

По глубинам залегания газ распределен весьма благоприятно для освоения. Так, 4,5 трлн. м^3 локализовано в интервале 1-3 км, 2,8 трлн. м^3 – в интервале 3-4 км. Наиболее крупными по запасам природного газа являются Чаяндинское, Средневилюйское, Среднетюнгское и Верхневилюйское месторождения, запасы каждого из которых превышают 100 млрд. м^3. газ по составу преимущественно метановый. Это позволяет использовать его в качестве основного источника в энергообеспечении центральных районов республики.

Геологические ресурсы нефти в республике оцениваются в 9,3 млрд.т. Характерно, что в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в пределах которой расположены все открытые к настоящему времени залежи нефти, прогнозируется лишь 27% общих ресурсов нефти по республике в целом. Нефтяные ресурсы сосредоточены примерно в равных количествах в терригенных и карбонатных коллекторах. На глубинах 1-3 км прогнозируется 66% геологических ресурсов нефти, на глубинах 3-4 км – 19. К промышленному освоению подготовлено около 10% ресурсов нефти и примерно 14% газа.

По данным геологической службы РС (Якутия), ценность запасов основных полезных ископаемых составляет 661,5 млрд. дол. (2,36% общероссийских запасов).

Таким образом, топливно-энергетические ресурсы республики уникальны не только по запасам, разновидности и комплексности, но и по специфичности размещения - концентрированности видов энергетического сырья по территории.

Республика Саха обеспечивает, в частности, 100% добычи в России сурьмы, 98% алмазов, 40% олова, 15% золота и 24% производства бриллиантов.

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО РЕСПУБЛИКИ ЯКУТИЯ

3.1. Система энергообеспечения республики

Структура малой энергетики Республики Саха (Якутия) состоит из двух субъектов с различными формами собственности. Это акционерное общество АК «Якутскэнерго» с дочерним АО «Сахаэнерго» и филиалами, и государственное предприятие ГУП «Саха-сельхозэнерго».

Энергосистемы Республики Саха (Якутия) относятся к энергоизолированным районам. Основными причинами, возникновения отдельных электроэнергетических систем можно считать [54]: степень социально-экономической освоенности территорий; территориальную удаленность «анклавов» от ЕЭС и друг от друга и, как следствие, экономическую нецелесообразность подвода к ним единых линий электропередач; привязку энергетических объектов «анклавов» к одному крупному потребителю (промышленному предприятию, городу, поселку); малую плотность хозяйствующих субъектов и населения на территориях «анклавов» и их концентрацию вокруг объекта электроэнергетики.



Энергетические объекты (электростанции) энергоизолированных районов находятся в частной, государственной, муниципальной собственности, также в составе холдинга РАО «ЕЭС России», государственного унитарного предприятия или имеют ведомственную принадлежность.

Централизованное энергообеспечение потребителей осуществляется энергосистемой "Якутскэнерго", состоящей из трех крупных изолированных энергорайонов – Западный, Центральный и Южно-Якутский, на долю которых приходится 75 % суммарной мощности и 80% производства электроэнергии [123].



В составе энергосистемы– шесть предприятий электрических сетей: Западные, Южно-Якутские, Центральные, Северо-Восточные, Северные, Вилюйские. Протяженность линий электропередач всех напряжений составляет 20154 км, из них напряжением 220 кВ - 2310 км, 110 кВ - 3072 км.

Якутская энергосистема во многом уникальна (рис 3.1,3.2). В ней представлены все виды генерации: гидрогенерация каскада Вилюйских ГЭС, газовая генерация Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ, генерация на угле Нерюнгринской ГРЭС.



В централизованной зоне республики располагаются следующие улусы: Мирнинский, Ленский, Алданский, подчиненная территория г. Якутска, подчиненная территория г. Нерюнгри, Верхневилюйский, Сунтарский, Нюрбинский, Вилюйский, Чурапчинский, Татинский, Усть-Алданский, Мегино-Кангаласский. Основными источниками энергоснабжения этих территорий являются [5,140]:



- Якутская ГРЭС- 255 МВт - в эксплуатации 7 газотурбинных установок – единственная станция в мире, газотурбинные установки которой могут работать как на природном газе, так и на дизельном топливе;

- Якутская ТЭЦ – 12 МВт- 2 турбины по 6 МВт работающих на газе;
- Вилюйская ГЭС- 680 МВт –8 гидроагрегатов по 85 МВт;
- Мирнинская ГРЭС –120 МВт: 10 ГТУ по 12 МВт, Ленская ЭС –24 МВт;
- Нерюнгринская ГРЭС – мощность 618 МВт: 2 энергоблока мощностью по 180 МВт, один энергоблок 210 МВт.

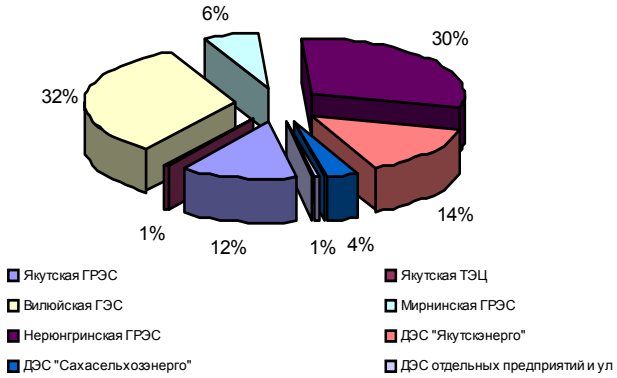


Рис 3.1. Основные источники электроснабжения Республики Саха (Якутия)

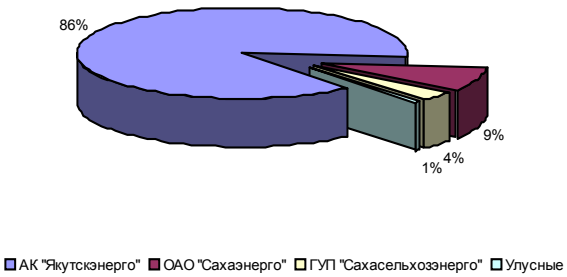


Рис 3.2. Доли произведения электроэнергии по отдельным предприятиям

Кроме энергорайонов с электрическими сетями в республике функционирует **децентрализованная зона энергоснабжения**, характеризуемая данными табл. 3.1.

Основой энергоснабжения потребителей в отдаленных от электрических сетей районах, являются около 200 дизельных электростанций, расположение которых по территории республики показано на рис.3.3:

– в системе АК «Якутскэнерго» эксплуатируется 98 локальных дизельных электростанций общей мощностью 296,8 МВт, образующих независимые электрические сети, в том числе в дочернем ОАО «Сахаэнерго» – 85 станций общей мощностью 179,2 МВт;



– в ГУП «Сахасельхозэнерго» – 73 электростанции общей мощностью 73,5 МВт;

– около 30 ДЭС принадлежат отдельным предприятиям и улусным администрациям.

Малая энергетика, построенная преимущественно на дизельной генерации и локальных сетях малого напряжения, обусловлена социально-экономическими особенностями функционирования и развития энергетического хозяйства северного региона: суровые климатические условия, удален-

ность и труднодоступность потребителей, значительная площадь обслуживания, низкая плотность населения и, соответственно, небольшие требуемые мощности энергогенерирующих установок, отсутствие крупных промышленных потребителей, высокая экологическая уязвимость территории, аграрная специализация региона.

Таблица 3.1

Соотношение централизованной и децентрализованной зон республики (стоимостные показатели на 2001 год)

Зона	
Централизованная	Децентрализованная
Площадь	
1/3 территории республики	2/3 территории республики
Численность населения	
807,7 тыс. человек	более 180 тыс. человек
Плотность населения	
0,1-3	0,01-0,08
Основные источники энергоснабжения	
ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, ПГЭС, ДЭС	ДЭС
Схема завоза топлива	
Автомобильные, железные дороги	Море–река–автозимник– –железные– автомобильные дороги
Стоимость дизельного топлива	
12 тыс. руб/тонну	свыше 16 тыс. руб/тонну
Себестоимость электроэнергии	
1,77 руб./кВт· ч	4,88-8,16 руб./кВт· ч
Тариф реализации электроэнергии	
0,79 руб./кВт· ч	0,97-1,99 руб./кВт· ч



Зона обслуживания дизельных электростанций составляет 2/3 территории Республики Саха (Якутия), т.е. более 2 млн.кв.км с населением свыше 180 тыс. человек. Доля выработки электроэнергии дизельными электростанциями в республиканском производстве электроэнергии составляет 6,4%, а затраты на её производство и распределение 32,8% [53, 54,123,135].

В большинстве своем установленная мощность изолированных станций, работающих как в группе, образующей локальные электрические сети, так и отдельно, колеблется от 0,1 до 28 МВт (табл. 3.2, рис.3.4).



Рис.3.3. Карта-схема расположения основных ДЭС на территории Якутии

Изолированные энергоузлы республики – сельские населенные пункты, поселения коренных народов, скотоводов, охотников и рыбаков, фермерские хозяйства, сезонные и мобильные потребители, горнодобывающие прииски, не охваченные централизованным электроснабжением, удаленные от топливных баз. Потребители такого типа рассредоточены по всем северным районам республики.

В центральной части республики, в высокогорных районах и на территориях, где налажена добыча полезных ископаемых, рабочие поселки и предприятия добывающей промышленности снабжаются электроэнергией от ДЭС укрупненной мощности. Для бытовых и технологических нужд индивидуальных хозяйств, населения сельских пунктов, геологоразведочных работ, охотничьих факторий функционируют малые ДЭС до 100 кВт (табл. 3.2).

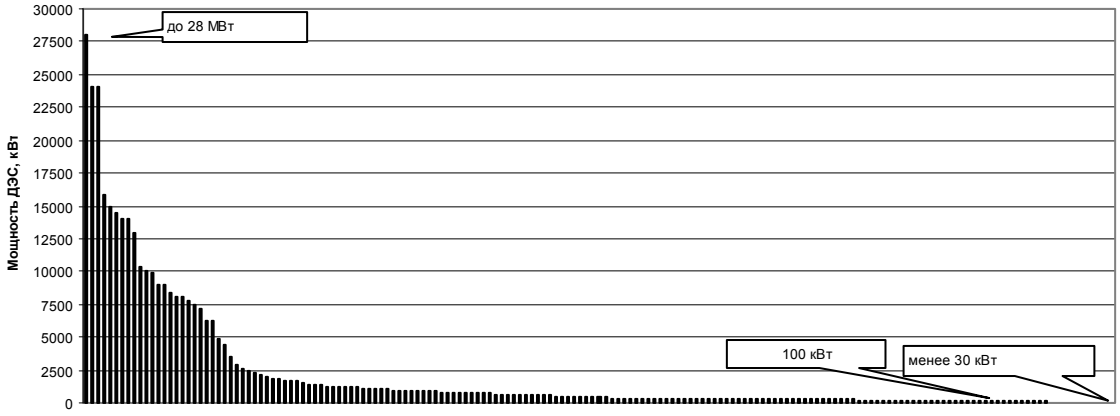


Рис.3.4. Гистограмма распределения ДЭС по мощности

Таблица 3.2

Классификация дизельных электростанций (стоимостный показатель на 2001 г.)

Показатели	Мощность, кВт			
	<30	30 – 50	50 – 100	> 100
Расположение (районы)	преимущественно северные	западные, юго-центральные, северо-восточные	южные, северные, центральные	рассредоточены по всей территории
Количество	30	5	11	155
Стоимость электроэнергии, руб./кВт· ч	4,05-8,16	3,33-5,98	3,33-7,43	3,86-8,34
Потребляемое топливо, г/кВт·ч	375-576	289-448,9	292-454,5	256-665
Принадлежность	улусы	«Сельхозэнерго», «Сахаэнерго», «Якутскэнерго»		

Все ДЭС имеют высокую себестоимость вырабатываемой электроэнергии и удельный расход топлива, при его относительно высокой цене. На территории республики преобладают крупные ДЭС (рис.3.4), функционирующие в режиме недоиспользования установленной мощности (рис.3.5а, 3.5б). Объем электропотребления от крупных энергоисточников составляет до 80%, при этом 30% населения остаются вне централизованного электроснабжения [176]. Поэтому необходимость в малых электростанциях для электрификации удаленных потребителей существует сегодня и будет востребована в будущем.

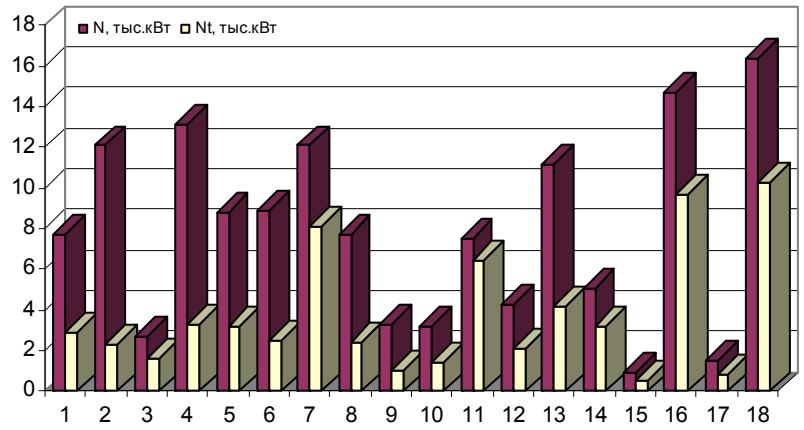


Рис.3.5а. Установленная (N) и технически вырабатываемая (Nt) мощность улусных ДЭС.

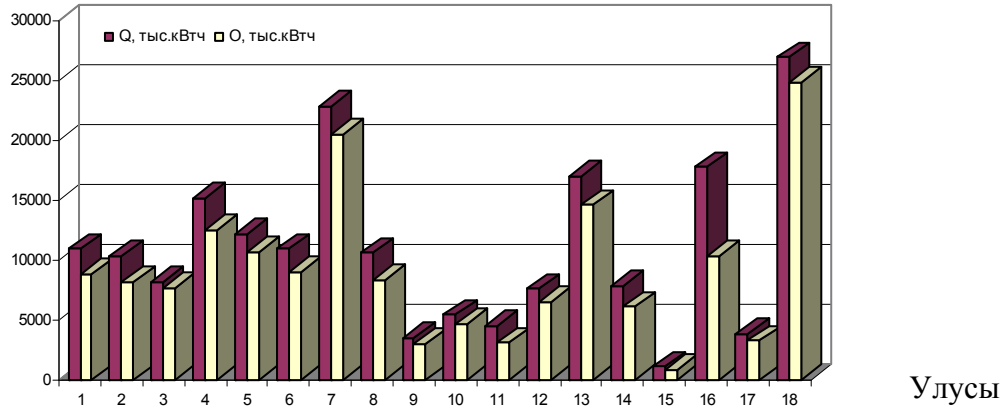


Рис.3.5б. Выработка (Q) и отпуск (O) электроэнергии от ДЭС в улусах. (условная нумерация улусов):

1-Абыйский улус; 2- Аллаиховский; 3- Анабарский; 4- Верхнеколымский; 5- Верхоянский; 6-Жиганский; 7-Кобяйский; 8- Момский; 9- Нижнеколымский; 10-Оймяконский; 11- Олекминский; 12- Оленекский; 13-Среднеколымский; 14- Томпонский; 15- Усть-Майский; 16-Усть-Янский; 17-Эвено-Бытынтайский; 18-Булунский

Особенность малой энергетики в республике определяет статус жизнеобеспечивающей отрасли в условиях Крайнего Севера. Проблемы малой энергетики Якутии отражены в следующих факторах [54, 68, 123,140]:

– Значительный износ зданий и сооружений ДЭС (в среднем 60%).

Существующие здания и сооружения ДЭС за период эксплуатации претерпели необратимые изменения. Деформированы с проседанием стены и фундаменты оборудования, для устранения которых требуются большие объемы работ, а в некоторых случаях и перенос зданий ДЭС на другие площадки (п. Кулун-Елбют, п. Абый, п. Куберганя и т.д.) [6,38, 55,179]. Некоторые дизельные электростанции (Саскылах, Куберганя) находятся в зоне периодического затопления во время весеннего половодья и требуют переноса на

новое место [6,89,179]. Поэтому одной из главных задач стала реконструкция и строительство новых ДЭС.



– Высокий износ (в среднем 78%) и разнотипность оборудования.

Оборудование электростанций характеризуется разнообразием используемых двигателей, что осложняет процессы их сервисного обслуживания, ремонта и снижает надежность эксплуатации.

Основное энерговырабатывающее оборудование состоит из 31 типа дизель-генераторов и ГТУ. Вспомогательное оборудование (насосы, компрессоры, электро и утилизационные котлы, градирни, запорная арматура, трубопроводы, топливо-маслоподгототовка, водоподготовка, вентиляция и др.) нуждается в планомерной замене. Длительное отставание во вводах в действие энергомощностей привело к уменьшению надёжности энергоснабжения.

– Необходимость реконструкции до 50% распределительных сетей.

На территории Якутии насчитывается 1441 километр линий электропередачи и 925 трансформаторных подстанций, не имеющих собственника. Линии воздушных электропередач не соответствуют пропускной способности, что приводит к повышению потерь электроэнергии при ее транспортировке. 41% ЛЭП отработали более 25 лет и требуют полной реконструкции, 30% ЛЭП нуждаются в капитальном ремонте с заменой деревянных элементов.

Низкое техническое состояние и экономические характеристики автономных энергоисточников, высокая себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии (табл.3.2), вследствие роста цен на топливо (табл. 3.1) и увеличения транспортных тарифов на его транспортировку, определяют первоочередную задачу повышения энергоэффективности децентрализованной зоны республики и обеспечения надежности автономных систем электроснабжения, предусматривая снижение топливной составляющей стоимости электроэнергии за счет использования местных энергетических ресурсов. При выборе перспективных энергетических решений необходимо в максимальной степени учитывать природно-географические и социально-экономические особенности Севера.

На совместном совещании Правительства Республики Саха (Якутия), руководства РАО «ЕЭС России» и АК «Якутскэнерго» 16.06.2001г. были рассмотрены вопросы разви-

тия электроэнергетики РС (Я). Отмечено, что ОАО АК «Якутскэнерго» по сравнению с другими энергокомпаниями холдинга РАО «ЕЭС России» имеет наибольшую территорию обслуживания потребителей и наибольшее количество дизельных электростанций, работающих в условиях полной автономности с их обеспечением дизельным топливом и материально-техническими ресурсами по сложной транспортной схеме и являющихся единственным объектом жизнеобеспечения в населенных пунктах республики.

Годовые эксплуатационные затраты ДЭС улусов (на 2002 год) представлены диаграммами рис.3.6. и в среднем составляют 9721 тыс.руб. Немалые затраты на эксплуатацию ДЭС являются серьезной проблемой энергетики республики, учитывая их крайне низкую эффективность.

Анализ [176] показывает, что реальное развитие электроэнергетической базы Северного района отстает от расчетных потребностей в Западном и Центральном энергорайонах в среднем на 5 лет (табл. 3.3).

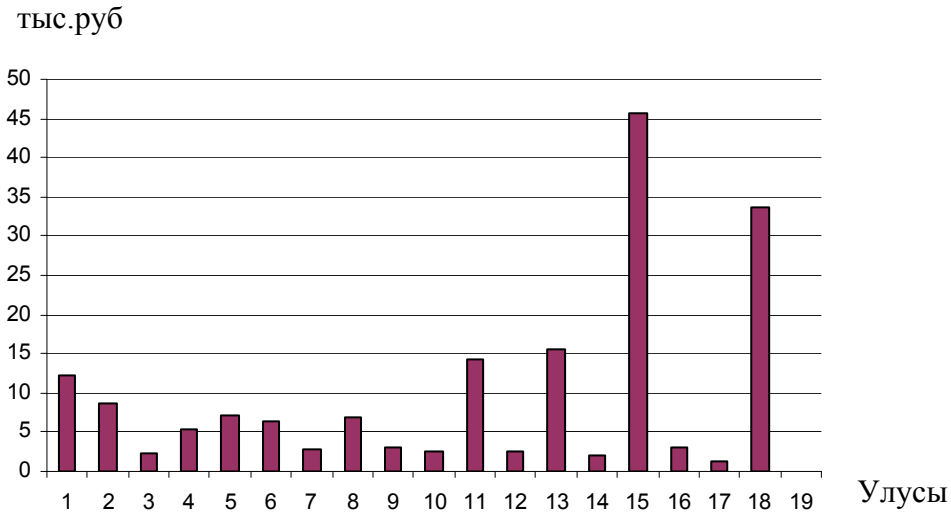


Рис. 3.6. Годовые эксплуатационные затраты ДЭС.

Рост электрических нагрузок (табл. 3.5, 3.4) показывает, что дефицит мощности и энергии будет иметь место в каждом энергорайоне, следовательно, необходимы дополнительные источники электроэнергии. Причем, низкая плотность населения и слабая инфраструктура территории определяют повышенный интерес к развитию малой децентрализованной энергетики.

Таблица 3.3

Избыток и дефицит энергии по энергорайонам Якутии, млн. кВт·ч.

Энергорайон	1990	1995	2000	2005	2010
Западный избыток	-	-	-	-	-

Дефицит	-	200	-	1000	2000
Южный избыток	1558	1330	280	-	-
Дефицит	-	-	-	910	1900
Центральный избыток	-	-	-	-	-
Дефицит	-	-	750	1390	2380
Северные районы избыток	-	-	-	-	-
Дефицит	-	-	300	600	800
Итого дефицит	-	200	1050	3900	7080

Таблица 3.4

Ожидаемые уровни электропотребления хозяйства Якутии, млн. кВт·ч [176]

Энергорайон	1990	1995	2000	2005	2010	2015
1. Западный	2700	2860	3200-3530	3600-4400	5000-5600	5700-6300
2. Центральный	1300	1670	1950-2420	2220-3100	3400-4000	4300-5000
3. Южный	1680	1990	2000-2550	3700-4100	4300-5000	5300-6700
4. Север Якутии	1030	1480	1780-1800	2080-2200	2300-2500	2700-3000
Всего по республике	6710	8000	8930-10300	11600-13800	15000-17100	18000-21000

Годовое потребление первичных энергоресурсов на одного жителя республики на 20% выше, чем по стране, что в первую очередь обусловлено климатическими условиями Севера и низким техническим уровнем топливопотребляющего хозяйства с преобладанием несовершенного электро- и теплогенерирующего оборудования (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Динамика внутренней потребности в энергоносителях РС (Якутия)

	1993г.	1995г.	2000г.	2005г.
Электроэнергия, млрд. кВт ч	6,77	7,30	9,35	10,92
Теплоэнергия, млн. Гкал	18,30	19,91	22,17	23,64
Моторное топливо, млн.т	1,48	1,54	1,64	1,73
Котельно-печное топливо, млн.т.у.т.	6,01	6,76	7,64	8,53

Постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 28 декабря 2001 года № 676 и Правлением РАО «ЕЭС России» утверждена Программа развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) на 2001-2005 гг. (Разработчики программы: РАО «ЕЭС России», Министерство топливной промышленности и энергетики РС (Я), ОАО «Институт теплоэлектропроект» г. Москва, ОАО АК «Якутскэнерго», ОАО «Сахаэнерго», ГУП «Сахасельхозэнерго» г. Якутск), толчком для создания данной программы послужили трагические события на ДЭС в п. Депутатском.

Целью и задачей программы является переход малой энергетики Республики Саха (Якутия) на более высокий уровень производства электроэнергии по направлениям [123,135]:

- повышение эксплуатационной надежности и ресурса эксплуатируемого оборудования дизельных электростанций и распределительных электросетей;
- переход на основное оборудование ДЭС нового поколения с автоматизированным компьютерным управлением;
- покрытие дефицита мощности и обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей;
- сокращение общих затрат на производство электроэнергии: значительное снижение топливной составляющей в себестоимости вырабатываемой электроэнергии;
- улучшение экологической обстановки в пунктах размещения ДЭС;
- организация сервисного обслуживания ДЭС.

Для достижения целей в программе отмечена необходимость решения следующих задач:

- строительство новых ДЭС взамен аварийных из легко возводимых конструкций и ДЭС малых мощностей до 500 кВт в контейнерном исполнении;
- реконструкция и расширение существующих ДЭС;
- техническое перевооружение-замещение изношенного и морально устаревших ДГ на ДГ нового поколения;
- реконструкция распределительных электрических сетей;
- внедрение нетрадиционных источников электроэнергии (ветроустановки, малая гидроэнергетика);
- унификация дизель-генераторов и комплектующих;
- повышение уровня автоматизации;

Федеральный и республиканский бюджет являются источниками финансирования, как государственная финансовая поддержка. Внебюджетные источники – собственные средства ОАО АК «Якутскэнерго», ГУП «Сахасельхозэнерго»; кредиты банков; инвестиционный бюджет и средства фондов НИОКР РАО «ЕЭС России». Ожидаемые конечные результаты данной программы предусматривают создание нормативно-технической базы по функционированию малой энергетики и наладке сервисной службы по гарантийному обслуживанию и ремонту оборудования ДЭС [123,141].

Дизельные электростанции наряду с другими электростанциями никогда не являлись преимущественным источником электроэнергии по причине немалого удельного расхода топлива независимо от технического состояния самих станций, необходимости не

менее двух человек обслуживающего персонала. Но малонаселенные районы Якутии (табл. 1.6), в частности её северная часть с редкими очагами промыслово-животноводческого хозяйства, ведет к неизбежности существования децентрализованных зон с основным автономным источником электрической энергии – ДЭС.

Таблица 3.6

Плотность населения в различных группах улусов, чел/км^2

Северная	0,01-0,08
Центральная, Западная, Северо-Восточная	0,1-0,9 (0,43-0,59)
Центральная	1,1-2,8

Для эффективного использования энергоресурсов изолированных от центральных энергосистем районов республики необходимо оценить их состояние, с выявлением региональных особенностей электроснабжения, и пути совершенствования энергообеспечения децентрализованных зон.

3.2. Производство и потребление энергоресурсов

Развитие энергетики в ближайший пятилетний период в значительной мере предопределено разведанными запасами первичных энергоресурсов, строительными заделами в их производстве, переработке и транспортировке и, главное, ограниченными возможностями по финансированию, строительству и материально-техническому обеспечению топливно–энергетических отраслей.

Топливно-энергетический баланс (ТЭБ) как основа прогнозирования перспективного спроса и предложения энергоресурсов с учетом оценки тенденций развития топливно–энергетический комплекс (ТЭК) **становится основным инструментом** формирования региональной социально-экономической политики на среднесрочную и долгосрочную перспективу.

ТЭБ региона связывает воедино балансы природных ресурсов, инвестиционные планы компаний и государства, балансы производства и потребления, импорта-экспорта. Построение качественного прогнозного топливно-энергетического баланса региона требует постоянного мониторинга показателей потребления и производства энергоресурсов, меняющихся под действием всех реальных факторов, корректировки прогнозных показателей баланса и постановки этого процесса на системную, регулярную основу.

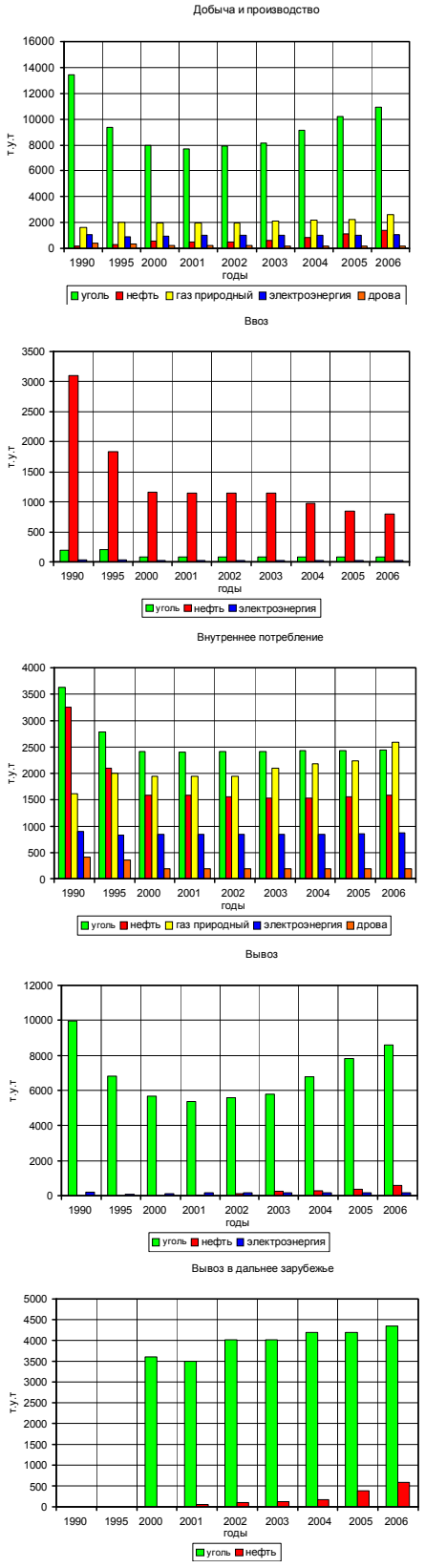


Рис. 3.7. Диаграммы распределения энергоресурсов

В отраслевых комплексах республики за последние годы произошли определённые изменения в энергопотреблении.

По диаграмме (рис.3.7) «Добыча и производство» наблюдается резкий спад добычи угля, обусловленный отголосками перестроечного периода и далее планомерное возрастание, а так же увеличение объемов производства природного газа и электроэнергии вследствие развития этого отраслевого комплекса. Уменьшение объема производства дров характеризуется, вытеснением данной отросли более перспективными и экономически выгодными видами источников энергии.

По диаграмме «Ввоз» можно заметить резкое сокращение количества угля, нефти и электрической энергии. Данный спад обусловлен, постепенным переходом республики на использование в основном своих энергоресурсов, что является экономически выгодней, нежили закупка этих же энергоресурсов из других регионов.

По данным диаграммы «Внутренне потребление» доминирует потребление угля, нефти и природного газа, так как эти энергоресурсы используются для производства теплоэнергии, электроэнергии и моторного топлива.

Диаграмма «Вывоз» так же имеет спад и подъём экспорта угля так, как в диаграмме «Добыча и производство» наблюдается аналогичный характер развития этой отрасли.

В диаграммах «Вывоз в дальнее зарубежье» и «Вывоз» можно проследить постепенно увеличение экспорта угля, нефти и электроэнергии, а это означает конкурентоспособность наших энергоресурсов как на внешнем так и внутреннем рынке, что в свою очередь плодотворно влияет на экономику нашей республики.

Как следует из диаграмм (рис.3.7), на конечный прогнозируемый период (2006г.) республика достигнет уровня 1990г.

При оптимистическом варианте развития ТЭК средний годовой темп прироста добычи угля может составить 7,25% при почти неизменном объеме внутреннего потребления угля (рис.3.8). Возможность достижения такого уровня добычи обусловлена растущим спросом на Нерюнгринский и другие угли ЮЯУК на внутреннем и внешнем рынках.



Рис. 3.8. Структура потребления энергоресурсов в угольной промышленности

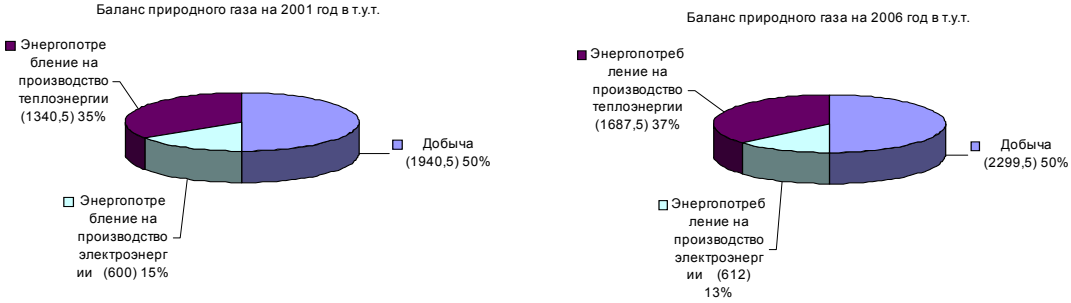


Рис. 3.9. Структура потребления энергоресурсов в газовой промышленности

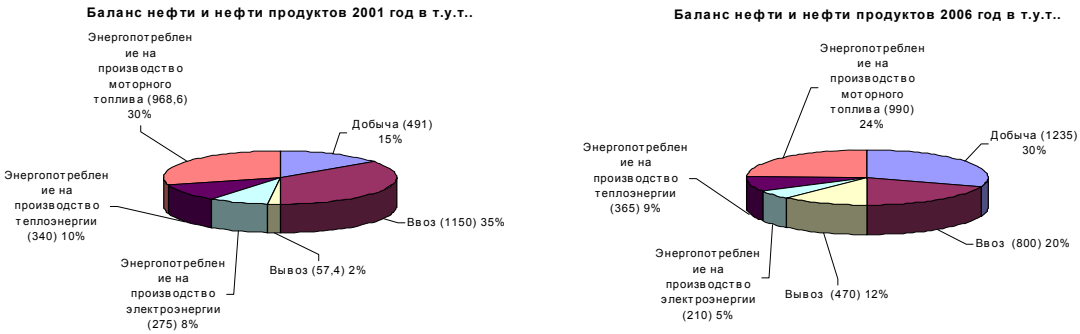


Рис. 3.10. Структура потребления энергоресурсов в нефтяной промышленности

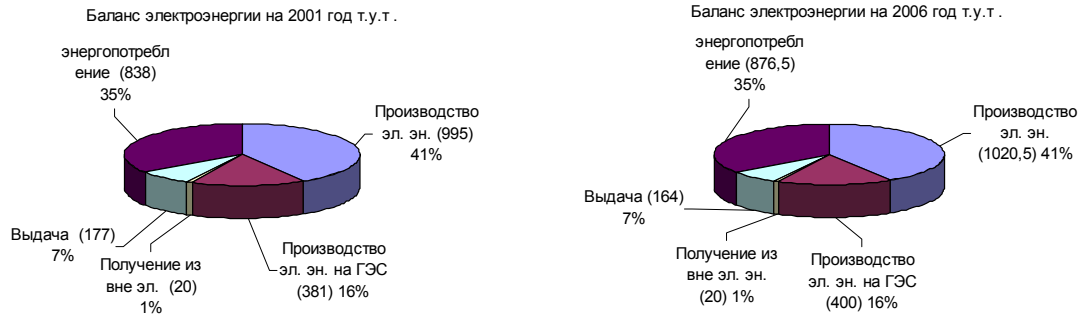


Рис. 3.11. Структура потребления энергоресурсов в электроэнергетике

Газификация населенных пунктов, предусмотренная Республиканской программой, является одним из приоритетов дальнейшего развития экономики Республики Саха (Якутия), гарантией выживания и процветания населяющих ее народов в условиях рыночной экономики. Предусмотренный в вариантах ТЭБ прирост в добыче и потреблении природного газа обусловлен газификацией первоочередных территорий (рис.3.9).

Основным условием развития нефтяной промышленности республики является интенсификация освоения ресурсов для обеспечения приемлемого роста добычи нефти (рис.3.10).

Особенностью формирования баланса электроэнергии республики на период до 2006 года является сохранение низких темпов прироста производства и потребления электроэнергии (рис.3.11).

Построение прогнозной модели ТЭБ республик обеспечит проектный анализ состояния и тенденций развития ТЭК на основе построения отчетного топливно-энергетического баланса региона, выявления угроз, «точек дефицита» и диспропорций развития для заблаговременного принятия мер, предотвращающих кризисные ситуации и выбора оптимальных путей развития ТЭК.

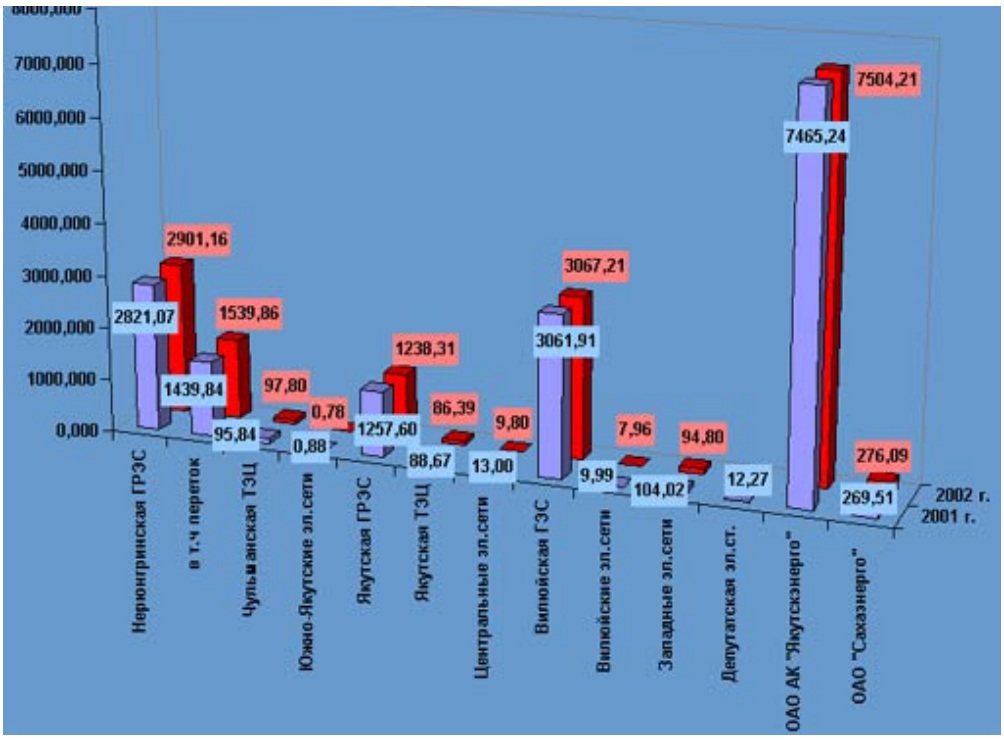
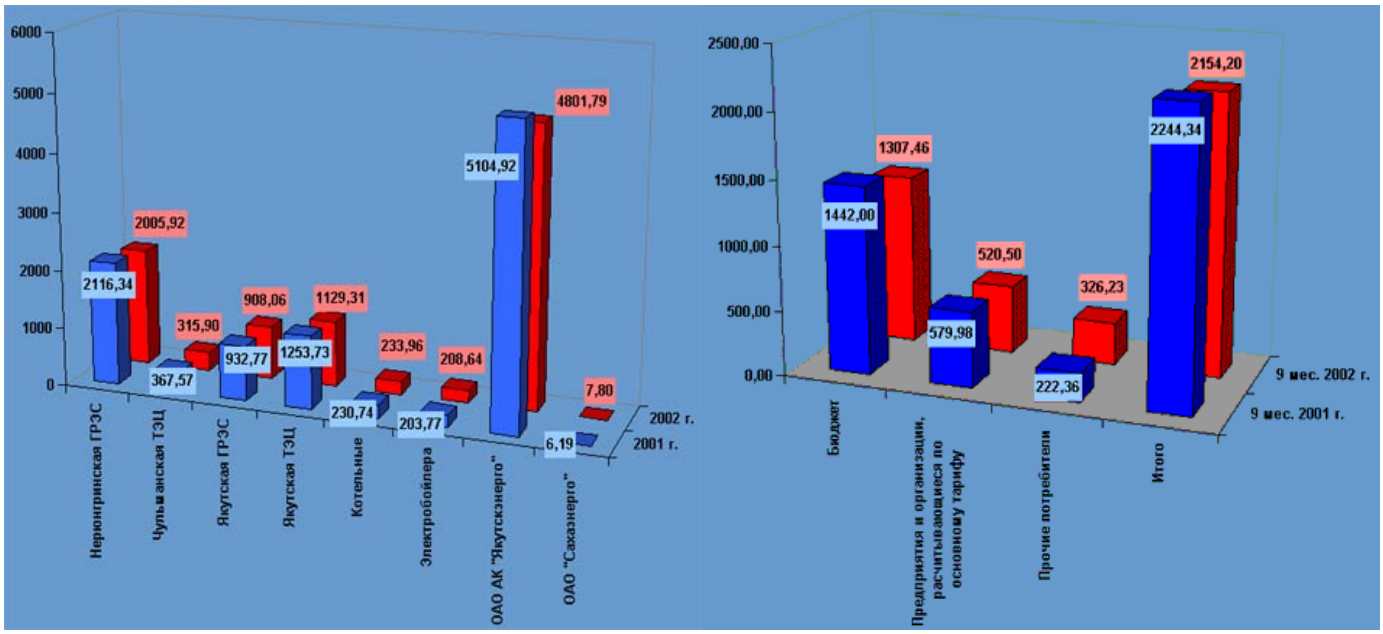


Рис.3.12. Выработка электроэнергии, млн. кВтч



а б

Рис.3.13. Отпуск (а) и полезный отпуск (б) теплоэнергии, тыс.Гкал

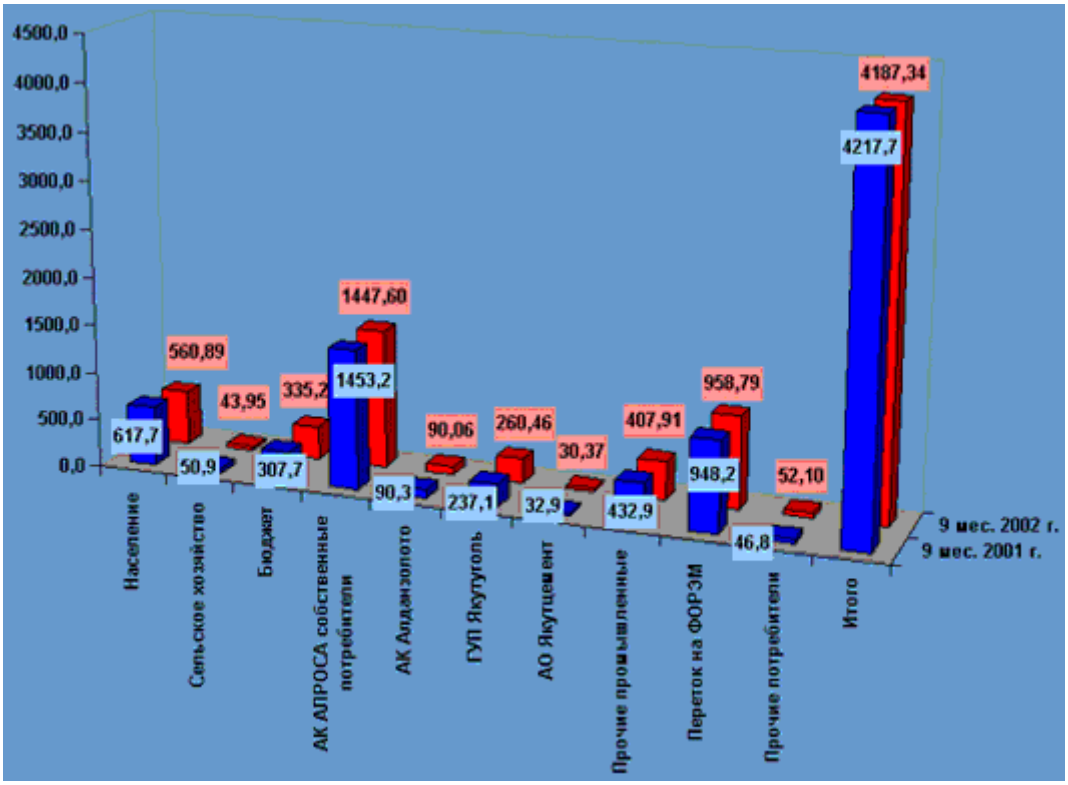


Рис.3.14. Полезный отпуск электроэнергии, млн.кВтч

3.3. Транспорт энергоресурсов

Специфика размещения электростанций северного энергорайона определила, в свою очередь, и специфику автоперевозок, которая выражается в больших расстояниях и в сезонности работы. Расстояние перевозки грузов и оборудования в заречные улусы от центрального района достигает 3200 км (Якутск - Черский – 3189 км), а на северо-запад – 2600 км (Якутск-Саскылах – 2621 км). Специфика обеспечения ДЭС горюче-смазочными материалами заключается в особенности схемы завоза с ближайших нефтебаз автозимниками, действующими сезонно. В связи с этим возникает необходимость в предварительном завозе годовой потребности ГСМ в летнюю навигацию предыдущего года. С учетом трудностей, возникающих с обеспечением ДЭС топливом в необходимом количестве для бесперебойной подачи электрической энергии, в летнее время электростанции работают с большими ограничениями, некоторые останавливаются полностью (Юкагир, Мачах, Джаргалах) [140,145].

В настоящее время практически весь объем нефтепродуктов завозится из-за пределов Республики Саха (Якутия) (рис.3.16) [140]. Морской, речной и железнодорожный виды транспорта осуществляют завоз топлива до определенного пункта накопления. Потом из пункта накопления топливо доставляется до ДЭС автотранспортом.

Арктический (морской). Продолжительность морской навигации 30-45 дней (август-сентябрь). Топливо доставляется из морских портов г.г. Архангельска, Мурманска, Владивостока, Находки по Северному морскому пути в устья рек Анабар, Яна, Лена, Колыма, Индигирка с перевалкой в танкерный мелкосидящий флот для последующей доставки на нефтебазы. Этим видом транспорта завозится почти 44% годовой потребности топлива.



Железнодорожный. Особенность транспортного комплекса республики заключается в слабой развитости железных дорог, длина которых составляет всего 165 км. Топливо по данной схеме доставляется железнодорожным путем до станций Беркакит, Алдан, Томмот с последующей доставкой автомобильным и речным транспортом до нефтебаз.

Речной. Продолжительность речной навигации 4-4,5 месяца. По данной схеме завоз осуществляется через г. Усть-Кут Иркутской области с последующей перевалкой через нефтебазу в танкерный флот Ленского пароходства для доставки по р. Лена, Алдан, Вилюй на нефтебазы. По этой схеме используются также суда вида «Река-море» для доставки топлива на нефтебазы р. Анабар (Юрюнг-Хая), р. Яна (Нижне-Янские), р. Индигирка (Чокурдах), р. Колыма (Черский) и т.д. В период весеннего паводка и наличия «большой» воды для доставки топлива используются и так называемые «малые» реки. Продолжительность навигации на этих реках колеблется от 10 до 20 дней вследствие их быстрого обмеления. Речной транспорт завозит около 26% годового завоза топлива, с учетом перевалки отрабатывает приблизительно 60-70% потребности топлива.



рис. 3.16. Схема завоза нефтепродуктов.

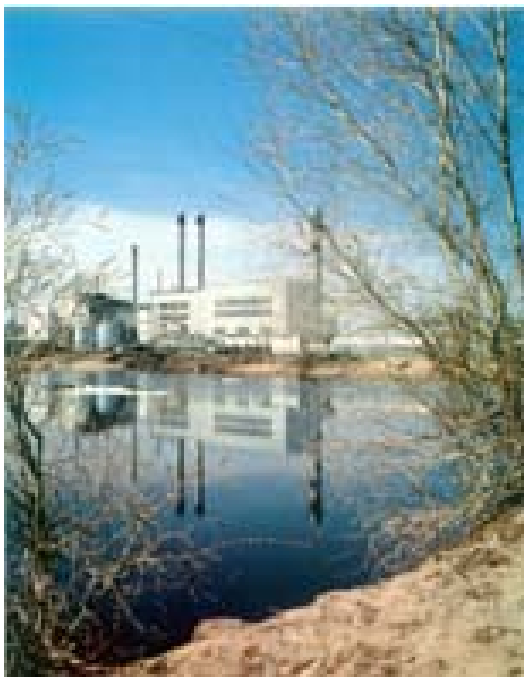
Длина сети водных судоходных путей составляет более 16 тыс. км. В состав водного транспорта республики входят 6 речных портов (Якутский, Олекминский, Нижнеянский, Белогорский, Ленский, Хандыгский) и 2 морских порта (Тиксинский и Зеленомысский).

Автомобильный. Автомобильная доставка топлива осуществляется в основном (свыше 90%) по «автозимникам» с нефтебаз, расположенных на пристанях или морских и речных портах. Главным недостатком «автозимников» является их недолговечность до 3-3,5 месяцев в году. В настоящее время практически отсутствует рынок автотранспортных услуг. Зачастую владельцы автотранспорта в улусах являются монополистами на оказание этих услуг. Из-за недостатка собственного автотранспорта, почти 55% перевозимого автотранспортом топлива доставляется привлеченным транспортом. Это обстоятельство отвлекает дополнительные финансы, так, например, затраты на перевозку дизтоплива автотранспортом за 2000г. составили 31,5 млн. руб.

Преимущественно грузовой поток обеспечивается за счет авиации, автомобильного и водного транспорта. В республике функционируют 33 аэропорта, два из которых - федерального значения (Якутск и Тикси).

Сложившаяся транспортная схема завоза топлива в республику характеризуется следующими факторами:

- ограниченность сроков сезонного завоза топлива;
- многозвенность сезонного завоза топлива;
- общая географическая удаленностью от поставщиков топлива;
- среднегодовая доступность некоторых электростанций 2-3 месяца;
- фрагментарность расположения дизельных электростанций (сильный разброс и удаленность друг от друга, от улусных центров и от «головных» дизельных электростанций;
- отсутствие рынка автотранспортных услуг;
- большие издержки.



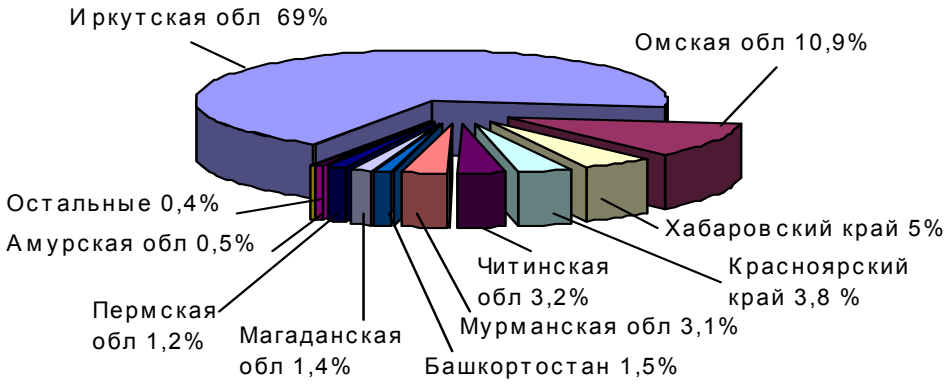
Норматив сезонных запасов, согласно Распоряжению Правительства РС (Я) «Об утверждении нормативов сезонных и страховых запасов материально-технических ресурсов и товаров народного потребления» от 21.10.96 г. № 1382, составляет в зависимости от зон завоза от 90 до 405 дней. В связи с сезонностью завоза, происходит опережающее финансирование за топливо (на-

пример, топливо оплачивается в 2000 году и передается на депонацию, завозится в 2001 году и расходуется в 2002).

Топливно-энергетический комплекс республики в основном базируется на местных энергетических ресурсах (уголь, дрова, газ). Но потребление нефтепродуктов в РС (Я) до настоящего времени полностью зависит от их ввоза из других регионов России. Пока не найдены альтернативные варианты будет сохраняться традиционная схема топливоснабжения, в соответствие, с которой нефтепродукты поставляются через перевалочную базу Усть-Кут, далее по р.Лена (около 70%), железнодорожным транспортом по Амуро-Якутской магистрали (до 20%), по Северному морскому пути (до 10%) и частично автомобильным транспортом. Существующая транспортная схема завоза обусловила создание системы нефтебаз для хранения сезонных запасов. В настоящее время действуют 25 нефтебаз, резервуарная емкость которых составляет более 1720 млн.м^3 [48, 150].



В перечне потребляемых в республике нефтепродуктов преобладают дизельное топливо (57,5%) и керосин (22,3%) (бензин автомобильный составляет 17,9%, мазут – 1,9%, битум – 0,2%). Основная масса жидкого топлива (дизельное топливо, различные виды автобензина) (69%) завозится из Иркутской области (рис.3.17.)



. Рис. 3.17. Структура завоза нефтепродуктов в РС (Я).

В последние годы поставки топлива (93-98%) резко сократились. Основные причины резкого сокращения объемов ввоза и числа поставщиков – возрастающие цены на нефтепродукты и транспортные затраты, а также резкое сокращение финансирования со стороны государства, в связи с чем некоторые крупные предприятия стали завозить нефтепродукты по прямым связям самостоятельно и за свой счет. Из-за сложного финансово-экономического состояния произошло снижение обеспеченности потребителей республики жидким топливом (табл. 3.7, 3.8) [48].

Таблица 3.7

Динамика завоза основных видов нефтепродуктов, тыс.т

Вид топлива	1991	1992	1993	1994	1995	1997	1998
Дизельное топливо	1250	1126,9	1120,7	841,8	554,9	532,4	536
Бензин а/м	309	272,3	176,2	207,3	173,5	171,8	140,2
Керосин	332	308,8	288,7	169,8	216,1	154,3	137
Мазут	76,1	57,8	31,4	19,9	10,7	2,11	11,3
Итого	1967,1	1765,8	1617	1238,8	955,2	860,6	824,5

В этих условиях самые большие трудности возникают с топливоснабжением арктических улусов республики, потребляющих исключительно привозное жидкое топливо и уголь для производства тепла и электроэнергии. По этим улусам в 1998г. завезено 221,3 тыс.т. нефтепродуктов (табл. 3.9), [48,83]. В данном случае возникают серьезные проблемы, связанные с финансовым обеспечением завоза, так как арктические потребители находятся исключительно на дотациях из бюджета.

Таблица 3.8

Динамика завоза нефтепродуктов в РС (Я), тыс.т*

Год	Всего	В навигацию	По железной дороге
1992	1722,2	155,2	167,0
1993	1881,9	1722,6	159,3
1994	1547,5	1243,4	294,1
1995	1270,7	968,5	302,2
1996	1046,1	753,8	292,3
1997	964,8	937,8	127,0
1998	824,5	671,5	153,0

*Таблица составлена по данным отдела ТЭК Министерства экономики РС (Я)

Таблица 3.9

Завоз топливо-энергетических ресурсов по арктическим улусам, тыс.т

Улусы	Нефтепродукты		Сырая нефть		Уголь	
	1998	1998 (потребность)	1998	1998 (потребность)	1998	1998 (потреб-ность)
Абыйский	9,7	5,1	-	-	9,8	10,7
Аллаиховский	11,4	6,7	5,2	5,9	-	-
Анабарский	17,2	17,8	-	-	-	-
Булунский	47,9	31,8	6,3	10,9	-	-
Верхоянский	19,5	23,5	-	-	34,8	59,0
Жиганский	5,3	7,9	1,2	2,6	6,8	9,4
Момский	10,5	8,3	-	-	-	4,5
Нижнекол-ский	31,5	31,3	-	-	16,5	16,5
Оленекский	-	4,9	-	-	-	-
Среднекол-ский	7,1	10,7	-	-	19,9	26,0
Усть-Янский	61,2	72,0	6,1	7,7	81,7	88,4
Эвено-Быт-кий	-	3,1	-	-	-	-
Всего	221,3	223,1	18,8	27,1	169,5	214,5

4. ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЯКУТИИ



Суровые климатические условия, удаленность от освоенных районов, слабое развитие транспортной сети, многократное удорожание строительства на Севере предъявляют особые требования к системам топливо- и энергоснабжения с точки зрения эффективности, надежности и рациональности их развития.

Для электроснабжения удаленных изолированных потребителей необходимо использовать автономные энергоустановки различных типов, не ограничиваясь традиционными ДЭС. В качестве альтернативных вариантов следует рассматривать геотермальные станции, малые и микро-ГЭС, ветроустановки, а в будущем малые ядерные энергоисточники. При этом речь идет не столько о вытеснении традиционных способов энергоснабжения потребителей, сколько об их рациональном дополнении.

4.1.Децентрализованные зоны, проблемы и перспективы

Решение проблем электроснабжения в более чем 20 улусах потребует немалых капиталовложений в строительство новых ЛЭП, реконструкцию старых, обновление и ремонт электрооборудования ДЭС. Несмотря на присоединение к электросетям большей части потребителей централизованной зоны и в ней существуют проблемы с электроэнергией по вопросу реконструкции старых ЛЭП. Во многих таких районах электросетями охвачены лишь потребители районных центров. Внедрение в эксплуатацию электрических сетей обеспечит бесперебойность электроснабжения децентрализованных зон республики, требуемое количество электроэнергии, хорошее качество энергии, характеризующееся надлежащим уровнем напряжения у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации, экономичность. Первостепенной, неразрешенной задачей для республики является отсутствие технической возможности подключения к энергосистеме децентрализованных потребителей (большая удаленность многих улусов от централизованных

районов республики (рис.4.1а, 4.2б), малая установленная мощность потребителей), что заставляет искать альтернативные варианты выхода из сложившихся условий.

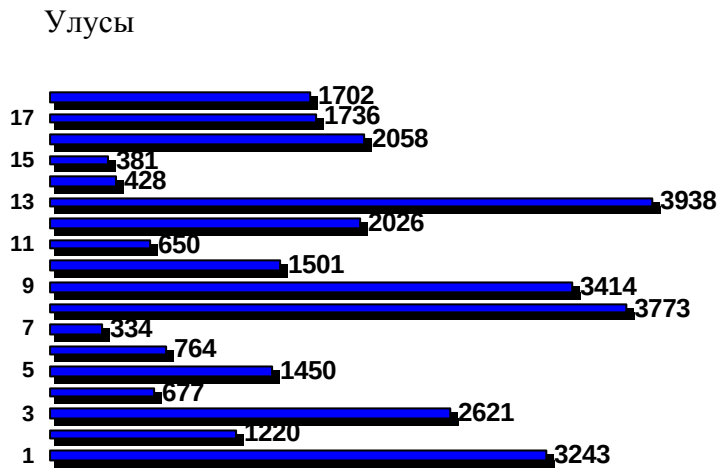


Рис.4.1а. Удаленность улусов от централизованного района республики (расстояние водным путем, км).

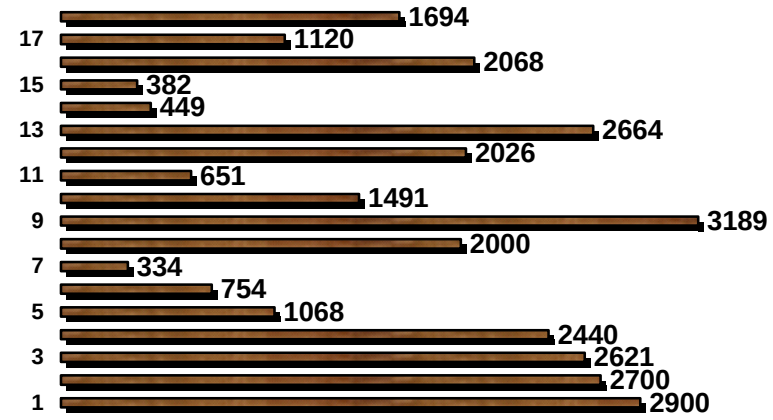


Рис.4.2б. Удаленность улусов от централизованного района республики (расстояние наземным путем, км).

При выборе какого-либо альтернативного пути обеспечения электроэнергией изолированных потребителей, необходимо провести сравнительный анализ показателей существующей системы энергоснабжения улусов с использованием ДЭС и предполагаемой альтернативной.

Основными экономическими характеристиками энергоустановок децентрализованных зон являются: себестоимость производимой электроэнергии и стоимость топлива. Классификацию энергоустановок по этим признакам отражает построенная карта-схема на рис.4.3 [64].

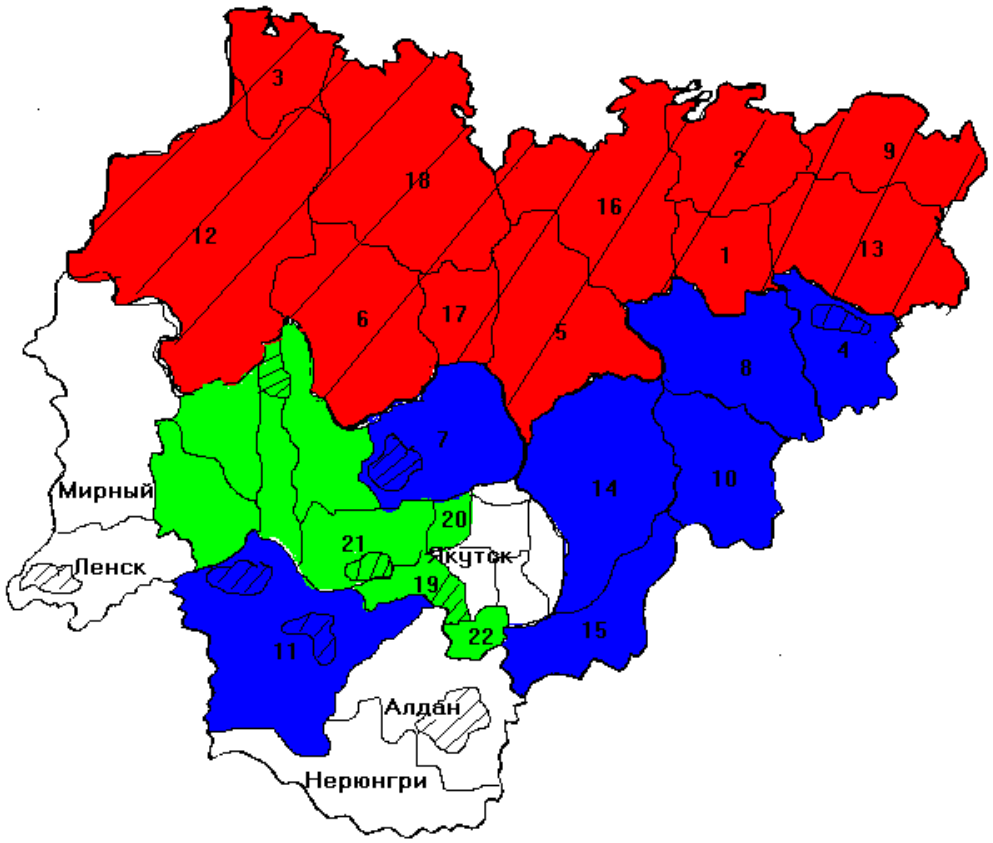


Рис. 4.3. Зонирование территории республики Саха (Якутия):

- I децентрализованная зона
- II децентрализованная зона
- III децентрализованная зона
- Централизованная зона
- Зоны с расположением малых ДЭС (до 100 кВт)

В первой зоне лежат наиболее удаленные потребители с высокими характеризующими показателями – все северные улусы, полностью изолированные от энергосистемы: Анабарский, Булунский, Усть-Янский, Аллаиховский, Нижнеколымский, Оленекский, Жиганский, Верхоянский, Абыйский, Среднеколымский улусы.

Во второй зоне – Эвено-Бытантайский, Момский, Верхнеколымский, Кобяйский, Оймяконский, Усть-Майский, Томпонский, Олекминский улусы.

В третьей зоне – Намский, Горный, Хангаласский, Амгинский улусы.

Себестоимость электроэнергии в Северном энергорайоне в 2002 году в среднем составляла 6,5 руб/кВт◌ч, что в 7-8 раз выше, чем по АК «Якутскэнерго». Такому обстоятельству способствовала специфика ценообразования на дизельное топливо на российском рынке (табл. 4.1) [116]. Данные на 1.01.2002г. представлены на рис.4.4, 4.5.

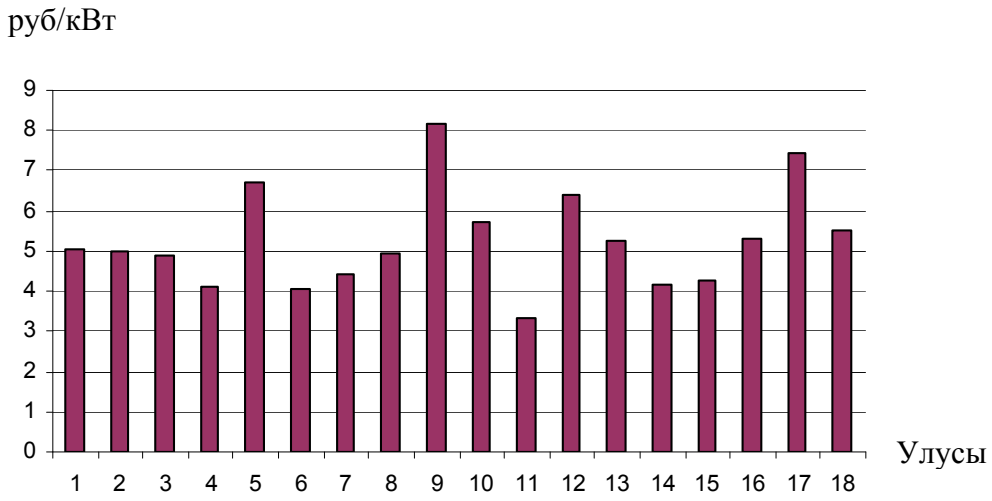


Рис. 4.4. Себестоимость электроэнергии в улусах РС (Я).

Себестоимость электроэнергии в I зоне колеблется в пределах от 4,88 (Анабарский улус) до 8,16 руб/кВт⊙ч (Нижнеколымский улус) и в среднем составляет 5,63 руб/кВт⊙ч, во II зоне – 4,94 руб/кВт⊙ч и варьируется от 3,3 (Олекминский улус) до 7,43 руб/кВт⊙ч (Эвено-Бытантайский улус).

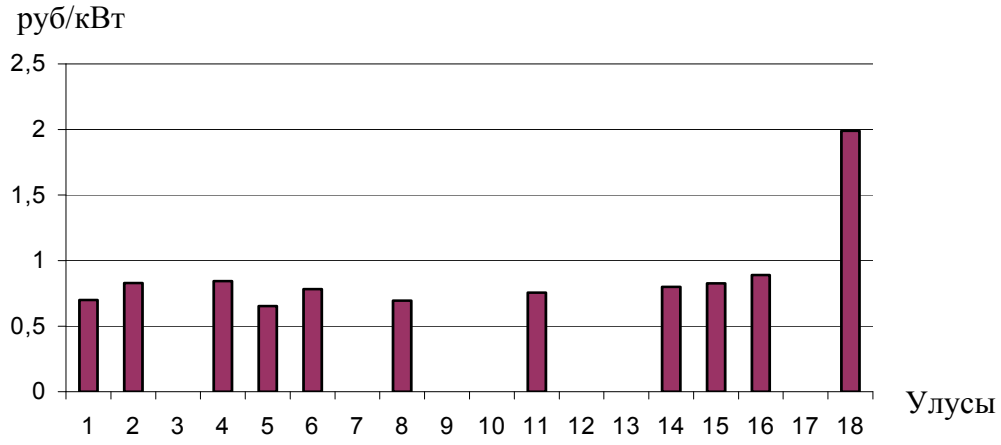


Рис.4.5. Средний тариф реализации электроэнергии в улусах РС (Я).

Средний тариф реализации электроэнергии в I зоне составляет 0,97 руб/кВт⊙ч (минимальный 0,69 руб/ кВт⊙ч, максимальный 1,99 руб/кВт⊙ч), во II зоне – 0,78 руб/кВт⊙ч (минимальный 0,65 руб/кВт⊙ч, максимальный 0,82 руб/кВт⊙ч).

В условиях перекрестного субсидирования северный район (I децентрализованная зона) является убыточным. Доля северного энергорайона в себестоимости производства – 22-27%, при доле в товарной продукции около 3,2% . Убыточность данного энергорайона (-87%) или за 1998 год – 438 млн. руб, за 1999 год – 559 млн.руб., за 2000 год – 880 млн.

руб. отрицательно отразились на финансовом состоянии компании АК «Якутскэнерго» [123].

Производство электроэнергии дизельными электростанциями поддерживается за счет повышенных против экономически обоснованных тарифов потребителей в других энергорайонах, так как потребители, расположенные в северных районах не в состоянии обеспечить среднюю оплату электроэнергии по 3,9 руб/кВт◌ч.

Таблица 4.1

Динамика цены на дизельное топливо 1995-2000 гг.

	1995	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**
Цена топлива, руб/т	1759	2667	2676	2932	3523	7245
В % к 1995 г.	100	151,6	152,1	166,7	200,3	411,9

Для того, чтобы уйти от разных тарифов в одном предприятии Постановлением Правительства РС (Я) №524 от 13.10.2000г. «О регулировании тарифов и размеров компенсации на электрическую энергию, вырабатываемую ГУП «Сахасельхозэнерго» введен единый тариф – 4,27 руб за кВт◌ч электроэнергии. Так как введенный тариф очень высок для населения сельхозпроизводителей, местного и республиканского бюджетов и ЖКХ применяются тарифы ОАО АК «Якутскэнерго», а разница тарифов возмещается из республиканского бюджета.

Средняя цена дизельного топлива по отчетным [117,118] данным за 2000 г. составляет 4860 руб/т.у.т., отпускная стоимость ГСМ на пунктах потребления за 2002 г. показана в виде диаграммы на рис.4.6.

Отпускная стоимость ГСМ (1.01.2001г.) на пунктах потребления в I зоне в среднем составила 11717,15 руб/тонну (минимальная 10095,58 руб/тонну – Анабарский улус, максимальная 13205,79 руб/тонну – Среднеколымский улус), во II зоне – 11608,16 руб/тонну (минимальная 10238 руб/тонну – Олекминский улус, максимальная 13350,74 руб/тонну – Верхнеколымский улус).

Отпускная цена топлива на центральных базах к 1.01.2002 г. превысила 10 тыс.руб. за тонну.

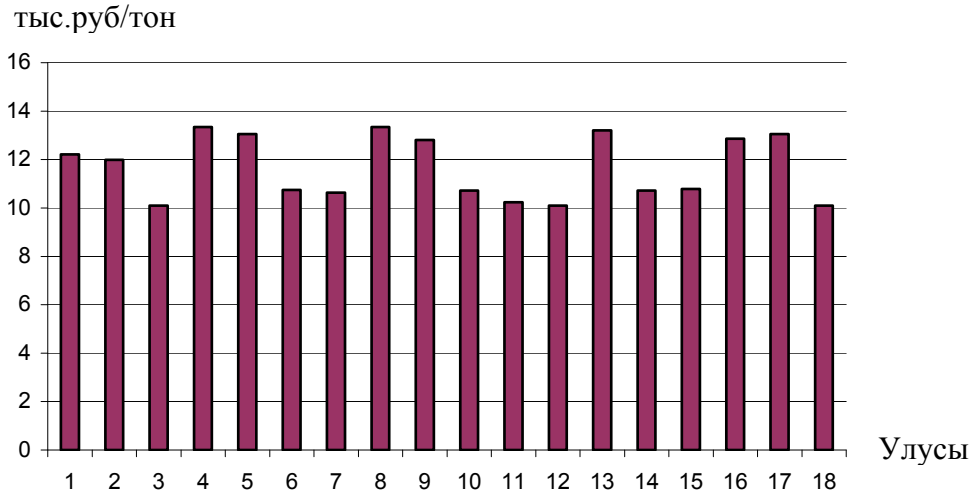


Рис.4.6. Отпускная стоимость ГСМ на пунктах потребления.

Для удаленных потребителей (I децентрализованная зона), к которым топливо доставляется с перевалкой и перевозкой автотранспортом за тысячи километров (в том числе - по автозимникам) и даже авиацией, - стоимость топлива существенно выше. Цена топлива для разных улусов различна в зависимости от труднодоступности потребителей и сроков открытия навигаций.

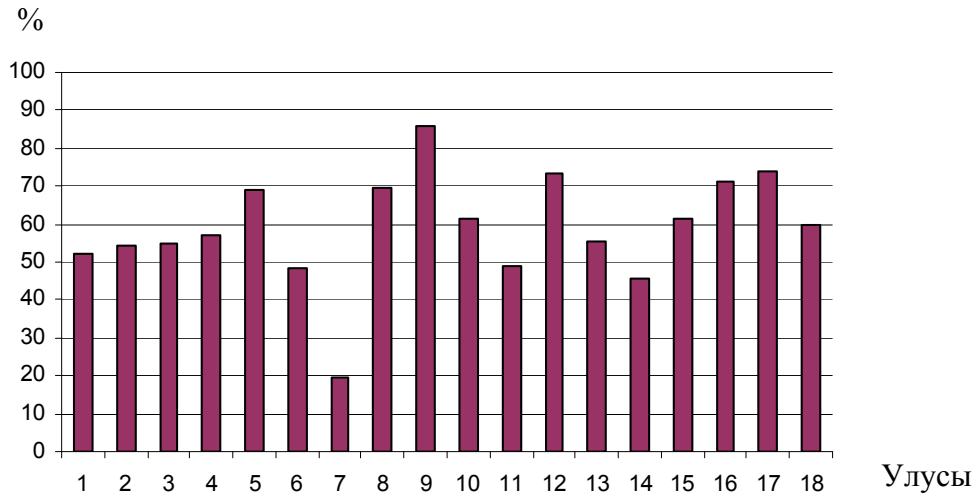


Рис.4.7. Доля топлива к товарной продукции.

Большая величина топливной составляющей, в среднем 63% (рис.4.7), себестоимости электроэнергии обусловлена, как отмечалось, высокой ценой топлива и транспортной составляющей, при средней доле транспортных издержек в стоимости конечного продукта выработки электроэнергии по стране 10%.

В I зоне доля топлива к товарной продукции в среднем составляет 63,5% (максимально 86% - Нижнеколымский улус, минимально 53% - Абыйский улус), во II зоне –

54,7% (максимально 70% - Эвено-Бытантайский улус, минимально 29% - Кобяйский улус).

Для производства электроэнергии ежегодная потребность дизельного топлива составляет 84 тыс. тонн. Годовой расход дизельного топлива в улусах представлен на рис.4.8. На эти цели за 3 года было направлено 1 200,6 млн. руб, что составляет 53% от всех затрат на производство и сбыт продукции Северного энергорайона. При неплатежеспособности потребителей, в том числе и финансируемых из бюджета всех уровней, компания «Якутскэнерго» вынуждена приобретать большую часть топлива в кредит, по взаимозачетам, и по ценам, превышающим цены топлива, поставляемого для государственных нужд.

В I зоне годовой расход топлива в среднем составляет – 4,430 тыс. тонн в год при минимальном объеме 2,33 тыс. тонн/год (Анабарский улус) и максимальном – 12,24 тыс. тонн/год (Усть-Янский улус).

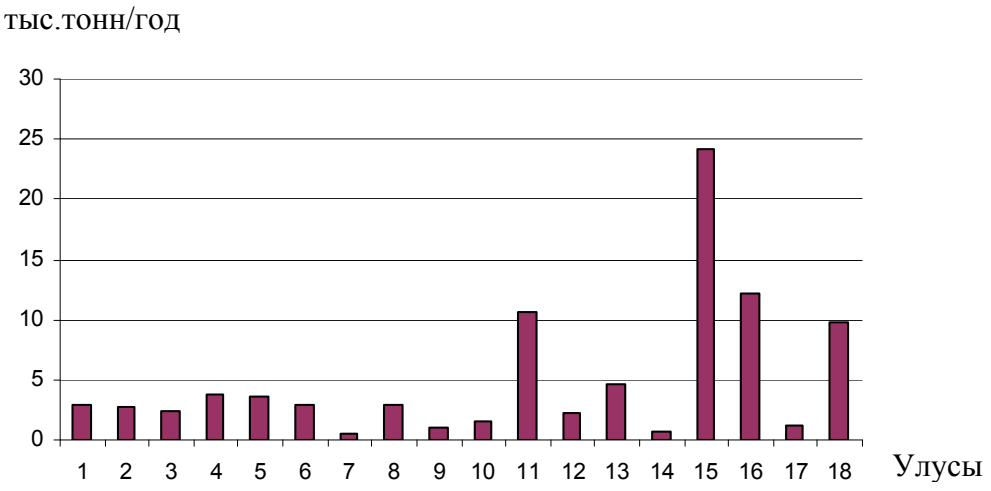


Рис. 4.8. Годовой расход дизельного топлива.

Рост, как абсолютный, так и относительный, расходов на топливо связан, прежде всего, с ростом цен на топливо. Цены на топливо возросли более чем в четыре раза за последние 5 лет. Существенное увеличение доли топливных расходов сократило доли остальных статей (заработная плата, капитальный ремонт и т.д.), особенно услуг производственного характера. Это сокращение вызвано не экономической целесообразностью, а недостатком средств и приоритетом расходов на топливо.

Следующий показатель – удельный расход дизельного топлива на выработку электроэнергии. Для крупных ДЭС, находящихся в нормальном состоянии, этот расход ориентировочно принимается 280 г на 1 кВт⊙ч.

Средний удельный расход условного топлива, отпущенный на кВт◌ч электроэнергии составил всего по «Якутскэнерго» 454,5 г/ кВт◌ч, по ОАО «Сахаэнерго» – 448,9 г/ кВт◌ч, а годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии соответственно 129,2 тыс. т.у.т. и 122,5 тыс. т.у.т [118]. Данные по улусам на 1.01.2002г. приведены на рис.4.9.

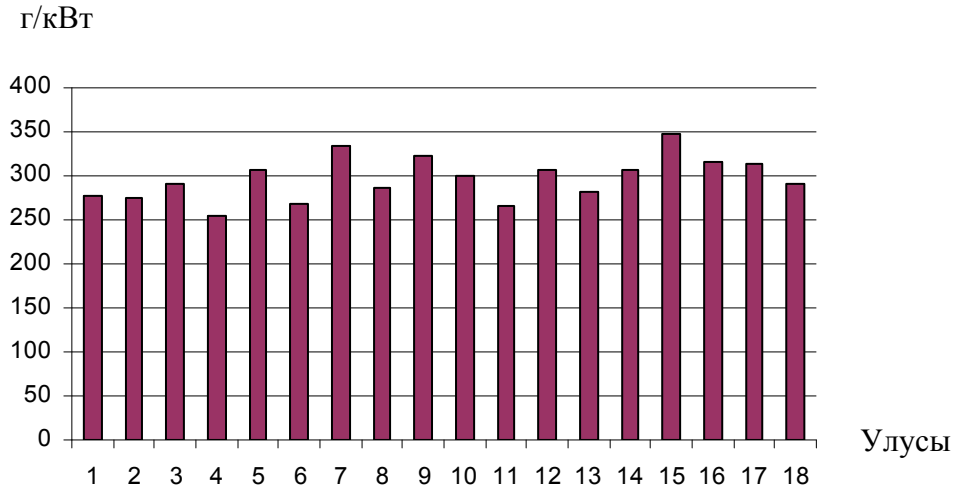


Рис. 4.9.Удельный расход топлива на ДЭС в улусах РС (Я)

Больше половины вырабатываемой электроэнергии производится электростанциями мощностью более 600 кВт, с большим износом оборудования станций, фактический удельный расход топлива которых составляет 307 г/кВт· ч, в этой же группе находятся авиационные ГТУ (32 ед.), удельный расход топлива на которых составляет 450-500 г/кВт·ч [123]. Учитывая сильную изношенность оборудования, можно предположить рост технологических потерь электроэнергии, что повлияет на удельный расход топлива, соответственно на увеличение затрат.

Если для ДЭС учесть затраты на реновацию оборудования, которое не только морально, но и физически давно устарело, работает ненадежно, практически постоянно ремонтируется, то капиталовложения в решение данной проблемы становятся огромными. Кроме того, использование дизельного топлива в больших количествах при его дальнем транспорте связано с практически неизбежным загрязнением природной среды [90].

Анализ показателей малой энергетики республики и большой перечень проблем децентрализованной энергетики показывает необходимость новых подходов к энергообеспечению, направленных на системное повышение надежности и качества электроснабжения удаленных потребителей: снижение топливной составляющей в себестоимости вырабатываемой электроэнергии, предусмотрение более высокого технического уровня

производства электроэнергии объектами малой энергетики путем перехода на внедрение современных достижений научно-технического прогресса и использование местных возобновляемых энергетических ресурсов; минимизация ущерба окружающей среде.

Одно из направлений программы «Энергосбережение РС (Я) на 2001-2005 год и на перспективу» состоит в строительстве мини ТЭЦ и использовании нетрадиционных источников энергии, так как это один из наиболее перспективных и реальных путей снижения объемов завоза дорогостоящего дизельного топлива. Вложенные средства в строительство данных объектов в соответствии с данной программой позволят снижать ежегодно объем завоза на более чем 40 тыс. тонн дизельного топлива, а это в действующих ценах (август, 2001 год) составит 400-420 млн. рублей.

В рамках данной программы начата поставка нового оборудования. Компактные блок-модули, не требующие огромных машинных залов и других капитальных сооружений, уже установлены в селе Сылгы-Ытар Среднеколымского улуса, в Эльдикане Усть-Майского улуса ускоренными темпами ведется монтаж и доводка оборудования. Эти современные блочно-модульные станции не требуют большого количества квалифицированных работников, потребляют на 30-40% меньше топлива и снабжены комплексными системами пожаротушения [6].



Техническое перевооружение, завоз топлива, бесхозные сети – это три беды дизельной энергетики Якутии. Сельская энергетика Якутии сегодня – это широкий круг проблем и нерешенных вопросов технического характера. Сельское хозяйство республики держится на трех составляющих: домашнее оленеводство, рыболовство и охотопромысел, комплекс которых дает возможность для существования человека на севере.

Для выхода из сложившейся ситуации в электроснабжении децентрализованных потребителей и поиска альтернативных решений необходимы сведения по сущест-

вующему объему потребления электроэнергии, учитывающие основные показатели для оценки возможности внедрения иных электроустановок. Основными характеристиками для классификации потребителей принято считать [23,148,174]: 1) максимальную (пиковую) мощность P_{max}; 2) минимальный (базовый) уровень нагрузки P_{min}; 3) среднюю нагрузку $P_{ср}$; 4) коэффициент неравномерности нагрузки $К_Н = P_{min}/P_{max}$; 5) коэффициент использования максимума нагрузки (характеризует «плотность»нагрузки) $К_И = P_{ср}/P_{max}$.

Показатели, определяющие объемы потребления энергии, весьма различны (направленность хозяйственной деятельности, уровень комфортности коммунально-бытовой сферы, особенности климатических условий и др.) и их влияние трудно заранее предусмотреть и классифицировать. Часто установки, работающие на альтернативном дизельному виде топлива (например, – возобновляемые источники энергии) используются для электроснабжения мелких населенных пунктов с преобладанием коммунально-бытовой нагрузки, что позволяет провести классификацию в зависимости от числа жителей в этих пунктах.

По составу электрических нагрузок и характеру энергопотребления объекты рассредоточенного сельскохозяйственного производства могут быть объединены в небольшие группы: стационарные объекты оленеводства, оленеводческие кочевья, малые населенные объекты [93]. Соответственно могут различаться требования к источникам электропитания, предназначенным для различных групп потребителей: от стационарных энергоустановок соответствующих мощностей до мобильных, пригодных для электрификации кочевого образа жизни.

В каждом улусе республики до 50% – сельский потребитель (рис.4.10).

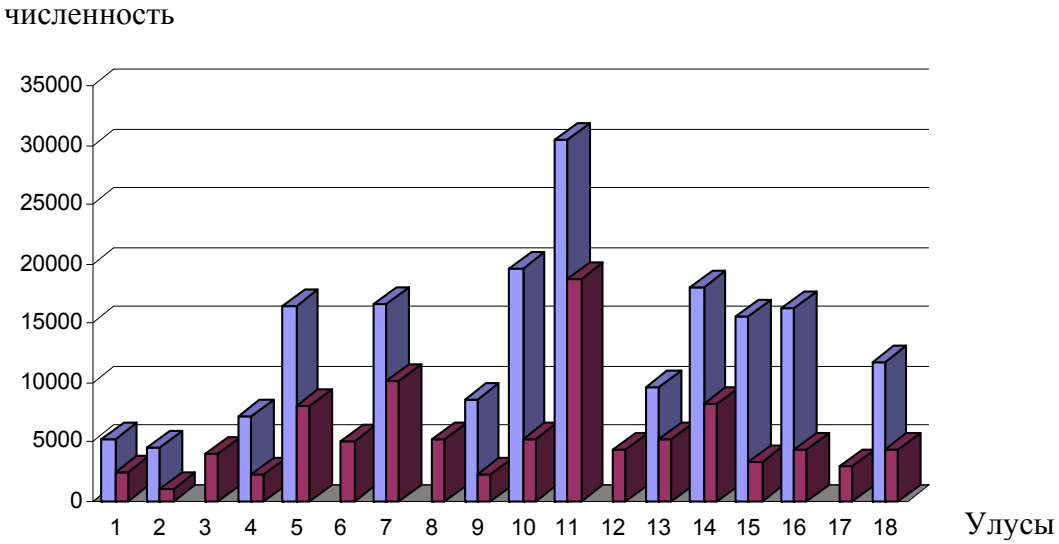


Рис.4.10. Общая численность и сельское население улусов.

В группе объектов животноводства в основном преобладают оленеводческие хозяйства, которые в зависимости от времени года находятся на весенних, летних, осенних или зимних пастбищах. В соответствии с такими перемещениями меняются местоположение потребителей энергии, состав электрических нагрузок и их мощность. В летнее время обслуживание отгонного животноводства носит кочевой характер. Поэтому одним из главных требований к таким энергоисточникам является транспортабельность. Элементы конструкции должны легко складываться в тюки весом не более 50 кг. Максимальная потребность в электроэнергии 2-3 кВт. Энергия расходуется на обогрев и освещение жилищ животноводов, подогрев воды, пищеприготовление и ночное освещение открытых стоянок скота. В холодные периоды все поголовье скота перегоняется на зимние пастбища. В общей структуре энергопотребления в это время преобладают тепловые нагрузки – производственное и бытовое отопление помещений и подогрев воды. Мощность энергопотребления стоянок 10-12 кВт [145]. Из групп рассредоточенного сельскохозяйственного производства наиболее энергоемкими потребителями являются малые населенные объекты.

Для исследования малые потребители децентрализованных зон классифицированы на группы, в которые входят населенные пункты с численностью населения в среднем до 10, 25, 50, 100 человек и получен расчетный уровень электропотребления при средней потребности 0,12 кВт/чел (табл. 4.2). Данный показатель нормы электропотребления в быту удовлетворяет характеру деятельности данных потребителей (промыслово-животноводческое хозяйство). Данный вариант предполагает удовлетворение минимальных бытовых потребностей населения в энергии исследуемых децентрализованных зон (потребности производства, кроме сельскохозяйственных нужд, не учитываются исходя из образа жизни потребителей данных зон и отсутствия в перспективе его внедрения и развития).



Рис. 4.11. Распределение с/н пунктов по числу жителей в них:
1 – до 10; 2 – от 11 до 25; 3 – от 26 до 50; 4 – от 51 до 100 человек

Основные потребители рассматриваемой системы – население малых сельских пунктов численностью до 100 человек (рис.4.11) [39,178,161] – в децентрализованных зонах республики это 160 пунктов с общей численность 4200 человек. В среднем численность сельской семьи составляет 3-4 человека, то есть 1050 семей или индивидуальных потребителей необходимо обеспечить электроэнергией от автономной энергоустановки.

Для малых автономных потребителей (дом, кочевья) приоритетными процессами электрификации являются: освещение, радиосвязь, электропитание телевизора, холодильника, электроинструментов и других маломощных потребителей.

Таблица 4.2

Расчетное сезонное электропотребление для различных групп потребителей

Электропотребление, кВт·ч				
сутки		месяц		год
зима	лето	зима	лето	
I группа – от 3 до 10 человек				
3,6 - 12	1,44-4,8	108-360	43,2-144	1113,1 – 3710,4
II группа – от 11 до 25 человек				
13,2 - 30	5,28-12	396-900	158,4-360	4181,4 – 9276
III группа – от 26 до 50 человек				
31,2 - 60	12,48-24	936-1800	374,4-720	9647 – 18552
IV группа – от 51 до 100 человек				
61,2 - 120	24,48-48	1836-3600	734,4-1440	18923 – 37104

Фактическая величина средней удельной мощности потребления электроэнергии (табл. 4.3) в быту малых потребителей децентрализованных зон республики характеризуется значительным разбросом и изменяется в широких пределах (0,07 – 0,46 кВт/чел.). Не во всех улусах удельное электропотребление на человека в северных сельских условиях соответствует принятым нормативам [49, 108], что требует более подробного проведения классификации малых децентрализованных потребителей, в зависимости от образа их жизнедеятельности и необходимых объемов потребления электроэнергии при соответствующей численности населения.

Таблица 4.3

Характеристика существующего электроснабжения
некоторых малых поселков республики

Население, чел														
260	20	19	78	192	157	121	370	82	609	115	98	169	189	160
Минимум потребляемой нагрузки, кВт														
27	9	9	12	10	6	10	40	2	22	8	20	2	18	12
Максимум потребляемой нагрузки, кВт														
55	12	13	30	48	24	40	80	12	77	19	70	20	32	40
Установленная мощность ДЭС в данном населенном пункте, кВт														

180	91	46	105	175	165	210	300	175	300	135	200	175	150	130
Удельное электропотребление, кВт/чел														
0,32	0,5	0,6	0,27	0,15	0,1	0,21	0,16	0,09	0,08	0,12	0,46	0,07	0,13	0,16
Коэффициент неравномерности нагрузки, $К_Н$														
0,5	0,8	0,7	0,4	0,21	0,25	0,25	0,5	0,16	0,29	0,42	0,29	0,1	0,56	0,3
Коэффициент использования максимума нагрузки, $К_И$														
0,75	0,9	0,8	0,7	0,60	0,63	0,63	0,75	0,58	0,64	0,7	0,64	0,55	0,78	0,65
Коэффициент использования установленной мощности														
0,23	0,1	0,3	0,34	0,16	0,09	0,12	0,2	0,04	0,16	0,1	0,23	0,06	0,17	0,2

Опираясь на классификацию нагрузки [102] (табл. 4.4), в рассмотренных пунктах наблюдается неравномерная неплотная или средняя нагрузка, при которой резко падает коэффициент использования установленной мощности.

Таблица 4.4

Классификация электрической нагрузки

№	Вариант нагрузки	$К_Н$	$К_И$
1	Неравномерная неплотная	<0,15	<0,2
2	Средняя	0,15-0,35	0,2-0,4
3	Равномерная плотная	0,36-0,5	0,41-0,6
4	Очень равномерная и плотная	>0,5	>0,6

Такой исторический сложившийся фактор как выборочное освоение природных ресурсов республики отразился в образовании во всех улусах большого числа малых поселков, сел, населенных пунктов, рабочих поселков, оленеводческих станов с числом жителей от 3 до 100 человек, что существенно сказывается на варьировании объемов электропотребления в данных пунктах. Круг таких потребителей – это пункты по производству сельскохозяйственной продукции, вылову и обработке рыбы, места базирования оленеводов, охотников, старателей, лесников, геологов, ряд объектов специального назначения. Необходимость в функционировании подобных потребителей сохранится на перспективу.



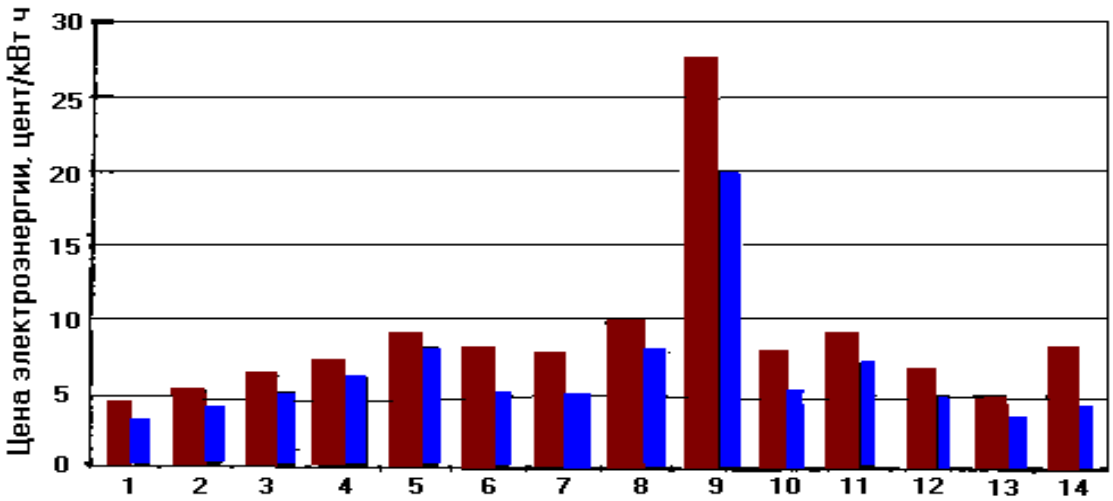
Территории расположения та-

ких потребителей в своем большинстве находятся в I децентрализованной зоне (рис.4.3), где с одной стороны существует фактор отсутствия системы электроснабжения для малых индивидуальных потребителей и с другой - высокие тарифы на электроэнергию и цены дизельного топлива для существующих ДЭС, покрывающиеся за счет дотационных расходов из республиканского бюджета.

Для успешного разрешения наиболее острых проблем децентрализованных зон республики необходимо стимулировать мероприятия энергообеспечивающего и энергосберегающего характера.

4.2. Перспективность использования возобновляемых источников энергии в децентрализованных зонах

Стоимость электроэнергии, получаемой сегодня от ВИЭ, по многим видам электростанций находится на уровне традиционной энергетики (рис.4.12).



1 – микро и малые ГЭС, 2 – ВЭС, 3 – геотермальные станции, 4 – ТЭС на отходах деревообработки, 5 – газификация биомассы, 6 – газ свалок, 7 – твердые бытовые отходы, 8 – солнечные термодинамические станции, 9 – фотоэлектрические станции, 10 – ТЭС на угле, 11 – экологически чистые ТЭС, 12 – ТЭС на газе, 13 – газотурбинные с комбинированным циклом, 14 – атомные станции.

Рис.4.12. Максимальные и минимальные цены на электроэнергию от различных источников

За рубежом цена 1 кВт◦ч электроэнергии от ВИЭ составляет: для микро- и малых ГЭС 3-4 цента, ветростанций 4-5 центов, геотермальной 5-6 центов, электростанций на отходах деревообработки 6-7 центов. Для традиционных электростанций цена 1 кВт◦ч электроэнергии составляет: для угольных 5,2-8 центов; газовых 5-6,5 центов, атомных 4-8

центов [15,110]. В сравнении со стоимостью на электроэнергию в децентрализованных зонах республики: от 12 центов (ДЭС более 100 кВт) до 29 центов (ДЭС до 100 кВт) в ценах 2002 года

В мировом масштабе стоимость электроэнергии, вырабатываемой электростанциями на базе ВИЭ, сохраняет тенденцию к снижению, и стремиться к меньшей по сравнению со стоимостью энергии, производимой большинством традиционных электростанций путем сжигания органического топлива.

Совершенствование локальных электрических систем децентрализованных зон республики целесообразно при поэтапной реализации:

1) наиболее проблемные системы – это системы энергообеспечения малых рассредоточенных потребителей с высокой топливной составляющей себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ДЭС до 30 кВт; территорий размещения изолированных потребителей (мелкие промысловые пункты, прибрежные районы) с отсутствующей системой электроснабжения;

2) энергосистемы с использованием ДЭС до 100 кВт с высоким износом оборудования и стоимостью вырабатываемой электроэнергии;

3) энергосистемы с использованием ДЭС более 100 кВт;

4) энергосистемы с энергетическими объектами низкой надежности (устаревшие ЛЭП, ДЭС), обеспечивающие электроэнергией потребителей централизованных зон.

В связи с этим основными задачами при исследовании возможности внедрения НВИЭ в энергобаланс должны являться:

- исследование потенциала местных возобновляемых энергоресурсов и обоснование целесообразного их использования в децентрализованном электроснабжении Якутии;

- установка возможности эффективного использования приоритетного вида ВИЭ при выявлении закономерностей изменения его потенциала в районах республики, оценка масштабов и качества данного энергоресурса децентрализованных зон, произведение зонирования территории – выделение потенциально насыщенных зон;

- обоснование целесообразности использования определенных типов энергоустановок на базе приоритетного ВИЭ для электроснабжения исследуемых зон;

- формирование требований к оборудованию ВИЭ и определение эффекта: технического, экономического, социального, экологического.

- выбор целесообразных параметров мощностного ряда составляющих внедряемых автономных систем электроснабжения с участием энергоустановок на базе приоритетного ВИЭ и их технико-экономических показателей;

- разработка рекомендаций для построения децентрализованных систем электроснабжения с участием энергоустановок на базе приоритетного ВИЭ в регионах Якутии.

При развитии традиционных направлений энергетики, которые обеспечивали достаточно быстрый прямой экономический эффект, ВИЭ еще недавно рассматривались лишь как энергоресурсы будущего, когда будут исчерпаны традиционные источники энергии или когда их добыча станет чрезвычайно дорогой и трудоемкой. Быстрый экспоненциальный рост негативных техногенных воздействий на окружающую среду ведет к существенному ухудшению обитания человека. Поддержание этой среды в нормальном состоянии становится одной из приоритетных целей жизнедеятельности общества [184], что явилось одним из мощных факторов широкого использования ВИЭ в развитых странах.

Экономический потенциал ВИЭ в мире в настоящее время оценивается в 20 млрд. т у.т., что в два раза превышает объем годовой добычи всех видов ископаемого топлива [137]. Это обстоятельство указывает возможный путь развития энергетики ближайшего будущего.

В последние годы тенденция роста использования ВИЭ становится достаточно явной. Можно выделить пять основных причин, обусловивших развитие ВИЭ [14,147]:

– обеспечение энергетической безопасности;

– сохранение окружающей среды и обеспечение экологической безопасности;

– завоевание мировых рынков ВИЭ, особенно в развивающихся странах;

– сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений;

– увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

Существующие проблемы энергоснабжения республики и удаленность децентрализованных зон исключает на сегодняшний день внедрение в энергобаланс республики мощных энергетических установок на базе ВИЭ, работающих совместно с энергосистемой. Данные проекты потребуют введения в эксплуатацию новых линий электропередач, которые, как показали исследования, требуют больших капитальных затрат и при больших расстояниях теряют свою эффективность, особенно для малых потребителей. Строительство крупных сооружений на больших фундаментах в зоне вечной мерзлоты капиталоемкое и чрезвычайно ненадежно. Поэтому сегодня большее предпочтение отдается малой энергетике.

5. ВОЗМОЖНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕСУРСА В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ РЕСПУБЛИКИ

5.1. Кадастр ветровых энергоресурсов республики

Проведенный анализ ветроэнергетического ресурса республики отражен на карте-схеме, представленной на рис.5.1 [64, 66].

К I наиболее ветронасыщенной зоне относятся улусы со средней скоростью ветра более 4 м/с: Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Жиганский, Нижнеколымский, Среднеколымский, Усть-Янский, расположенные в I децентрализованной зоне.

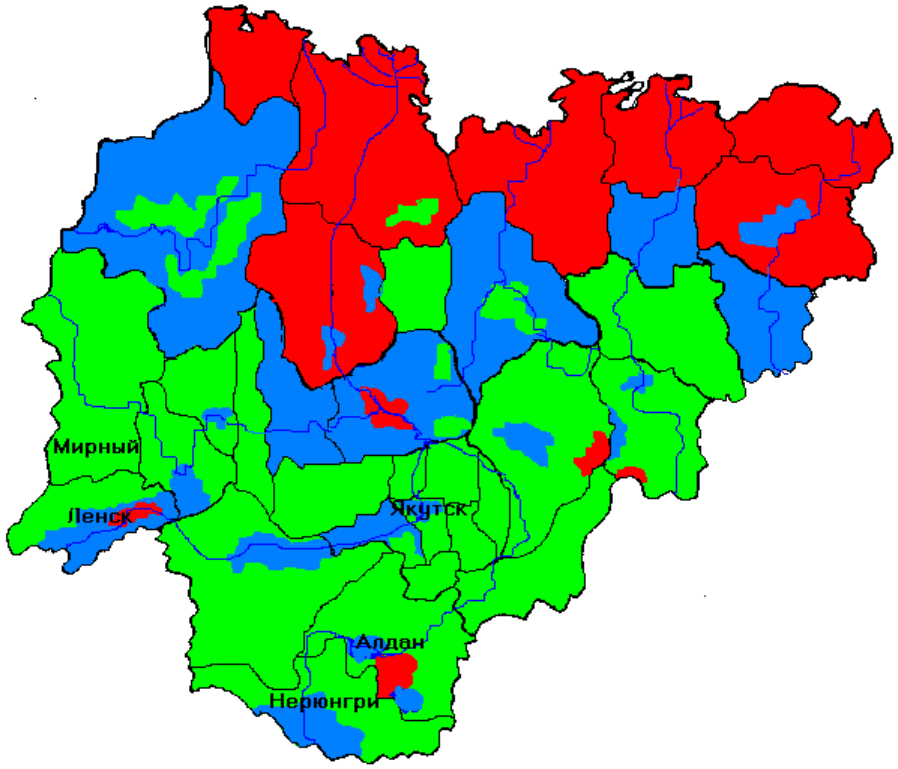


Рис.5.1. Зонирование территории республики по ветроэнергетическому потенциалу

Во II зоне лежат улусы, в которых средняя скорость ветра варьируется в переделах от 2,6 до 4 м/с: Абыйский, Оленекский, Верхоянский (I децентрализованная зона), Кобяйский, Верхнеколымский (II децентрализованная зона), Хангаласский (III децентрализованная зона), Вилюйский, территория г. Якутска (централизованная зона).

В III зоне расположены улусы, где преобладающая скорость ветра – менее 2,6 м/с: Момский, Эвено-Бытантайский, Оймяконский, Олекминский, Томпонский, Усть-Майский (II децентрализованная зона), Амгинский, Горный, Намский (III децентрализованная зона), Верхневилюйский, Мирнинский, Мегино-Кангаласский, Нюрбинский, Сунтарский, Татинский, Усть-Алданский, Чурапчинский, территория г. Нерюнгри (централизованная зона).

Полная ветровая энергия, захватываемая ветроустановками на площади территории S, м^2, в год, представляет валовый потенциал территории $W_в$, кВт· ч/год. При соответствующей удельной энергии ветра на основании общеизвестных для ветроэнергетики методик расчета [124,137,154,167,168] данный показатель ветровой энергии улусов (где принято $S = S_{уд}$ =1 км^2 территории) рассчитан и представлен результатами табл. 5.1, анализ которых показывает достаточно высокую суммарную ветровую энергию над многими улусами децентрализованных зон в течение года, доступную для использования в энергетических целях. Исходя из расчетных показателей годового электропотребления для различных групп потребителей (гл. 4, табл. 4.2) использование потенциала ветровой энергии может обеспечить электроэнергией децентрализованные пункты в полном объеме или в дополнении к существующему энергообъекту.

Таблица 5.1

Валовый потенциал ветровой энергии зонированной территории республики

Улусы	$W_в$, 10^6 ·кВт· ч/км^2 ·год	Площадь территории тыс. км^2
I децентрализованная зона		
1.Абыйский	17,52	69,4
2.Аллаиховский	142,79	107,3
3.Анабарский	207,17	55,6
4.Булунский	257,98	223,6
5.Верхоянский	18,40	134,1
6.Жиганский	120,01	140,2
7.Нижнеколымский	217,25	87,1
8.Оленекский	14,89	318,1
9.Среднеколымский	145,42	125,2
10.Усть-Янский	220,31	120,3
II децентрализованная зона		
1.Эвено-Бытантайский	4,82	55,6
2.Момский	4,38	104,6
3.Верхнеколымский	15,77	67,8
4.Кобяйский	87,6	107,8
5.Оймяконский	18,83	92,2
6.Олекминский	12,26	160,8
7.Усть-Майский	5,26	95,3
8.Томпонский	7,88	135,8

III децентрализованная зона		
1.Амгинский	6,46	29,4
2.Горный	14,45	45,6
3. Хангаласский	18,40	24,7
4.Намский	9,20	11,9

Как показывает проведенное зонирование (рис.5.1) во многих улусах, есть пункты, среднегодовая скорость ветра в которых превышает общую ветровую характеристику данного района: Алданский улус – п. Канку, Эмельджак (3 м/с); Кобяйский улус – п. Сангар (4 м/с), Усть-Вилюй (3,5 м/с); Ленский улус – п. Ленск (3,1 м/с); Оймяконский улус – п. Сунтар-Хаята (3,1 м/с); Томпонский улус – п. Западная (3,7 м/с).

Наибольший ветроэнергетический потенциал имеет место в районе станций: Усть-Оленек, Тикси, Таймылыр, Столб – Булунского улуса; Амбарчик – Нижнеколымского улуса и Буорхая – Усть-Янского улуса.

Для энергетических целей перспективны районы (пункты) в которых интегральные показатели скорости ветра превышают 3 м/с, что следует из технических характеристик большинства ВЭС. Наиболее перспективными районами, где можно эффективно использовать ветровую энергию, является побережье, от запада до восточной границы республики полосой около 100-200 км и долина реки Лена, от устья до впадения в реку Алдан

Для рационального размещения ВЭС практический интерес представляет информация о повторяемости потоков ветра по силе и различным направлениям.

Распределение различных направлений ветра и его скоростей определяется режимом барических центров над Восточной Сибирью и Арктикой. В зимний сезон основным барическим образованием у поверхности земли, определяющим ветровой режим этого периода, является зимний азиатский антициклон, почти полностью занимающий территорию Якутии в это время.

Ветровой режим над Якутией связан с особенностями циркуляции атмосферы. В течение всего года на северной и южной территории преобладают юго-западные и западные ветра (20-35%), значительно реже бывают ветры восточные и северо-восточные (3-7%); в центральных районах – северные и западные (16-26%) и реже – восточные и юго-западные (2-8%) [146].

Наибольшее число юго-западных и западных ветров в южных и северных районах приходится на февраль и ноябрь (до 51%) и северных и северо-западных ветров в центральных районах – на май (до 38%), когда почти вся территория республики находится под влиянием азиатского антициклона. Менее устойчиво направление ветра в холодный период.

Зимой распределение давления способствует развитию на большей части рассматриваемой территории южных, юго-западных и западных ветров, направленных в сторону полярного бассейна, а в юго-восточной части территории - северных и северо-западных, направленных в сторону Охотского моря. Распределение направлений ветра остается зимним с сентября по март.

В летнее время на побережьях моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря ветры дуют в направлении обратном зимнему, т.е. имеют муссонный характер, на остальной части Якутии преобладают северные, северо-восточные, северо-западные и западные ветры, а в юго-восточной части территории южных румбов. Общая конфигурация направления ветров остается летней с мая по август.

В переходные сезоны, к которым относятся сентябрь и апрель, зимнее распределение ветра сочетается с летним.

Формирование области высокого давления начинается уже с сентября с центром над Тувинской котловиной и севером Монголии. Отрог высокого давления, простирающийся от Байкала на северо-восток до о. Врангеля, разделяет Якутию на две области с различными системами ветров.

Летом над Якутией располагается поле пониженного давления с центром в районе Оймяконского и Нерского плоскогорий. Сезонная смена полей давления определяет и ветровой режим.

Направление ветра на побережьях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского носит муссонный характер. В теплый период преобладают ветра северо-восточных и восточных румбов, в холодный – юго-западных и западных [147].

Для решения многих практических задач, в особенности при учете ветроэнергетических ресурсов, недостаточно знать только средние величины скорости. Для более полной характеристики ветрового режима пользуются вероятностью скоростей ветра в различных пределах данных скоростей.

Важный показатель «Повторяемость (%) различных градаций скорости ветра» рассматривается как процент времени, в течение которого наблюдается та или иная градация скорости ветра. Эта характеристика важна для расчета энергозатиший и других параметров, необходимых для ветроэнергетических расчетов, связанных с оценкой интервалов времени работы ВЭУ при различных скоростях.

Наибольшую повторяемость на большей части территории имеют скорости ветра от 0 до 5 м/с (около 93%), т.е. преобладают ветры слабые и умеренные, причем больший процент составляют скорости 0-1 м/с (около 59%). Наибольшая вероятность малых скоростей ветра (до 2 м/с) приходится на зимние месяцы, а умеренных скоростей (от 2 до 5 м/с)

на летнее. На островах моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря наибольший процент в годовом разрезе приходится на ветры со скоростью 4-5 м/с, а на о. Четырехстолбовом - на ветры 6-7 м/с.

В отдельные годы и периоды повторяемость ветров различных скоростей может значительно разниться, особенно в долине реки Лена, а также в зоне тундры и на островах. о характеру кривых распределения на территории Якутии, за исключением районов с повышенными скоростями ветра, выделяются три группы станций в зависимости от степени защищенности флюгера, а также станции, ветровой режим на которых определяется еще и дополнительными факторами: крупными водоемами (Кигилях, Котельный, мыс, остров и др.), формой рельефа (Усть-Мома, Аллах-Юнь, Батагай-Алыта и др.). Станции с защищенной установкой флюгера характеризуются большим числом штилей и наибольшей повторяемостью малых скоростей. Например, на ст. Аллах-Юнь повторяемость градации 0-1 м/с составляет 48%. Полузащищенные станции характеризуются почти одинаковой повторяемостью соответствующих градаций скоростей, независимо от их географического положения; кривые распределения скоростей почти совпадают (Якутск). В этой группе станций наблюдается уменьшение повторяемости скоростей ветра градации 0-1 м/с и увеличение повторяемости следующих градаций.

Кривые распределения скоростей с открытой установкой флюгера (Дружина, Зырянка) также почти полностью совпадают и характеризуются увеличенной повторяемостью больших скоростей по сравнению с защищенными и полузащищенными станциями.

Для районов с повышенными скоростями ветра характерны свои кривые распределения скоростей ветра (Кюсюр, Котельный, остров). Например, на побережьях и островах морей наибольшая повторяемость ветра приходится на градацию 4-5 м/с.

Современные ветродвигатели могут достаточно эффективно эксплуатироваться в большом диапазоне скоростей, причем они начинают работать обычно при скоростях 3 – 4 м/с (рабочих скоростях). Повторяемость рабочих скоростей ветра является одним из основных ветроэнергетических параметров (наряду со средними скоростями ветра, а также суточным и годовым ходом). Для определения численных характеристик этих параметров для наиболее характерных ландшафтных условий установки ветродвигателей следует использовать многолетние характеристики скорости ветра таких станций, классы открытости которых аналогичны условиям установки ветросиловых агрегатов, используемых в народном хозяйстве.

Наилучшие условия использования ветровой энергии в условиях Якутии имеет место в зоне тундры, на островах моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря, а также в долине реки Лена к северу Усть-Алдана, на остальной части территории на открытых воз-

вышенных местах, при этом в основном с апреля по октябрь. Производительность ветродвигателей, установленных в таких условиях, будет в 2-2,5 раза больше, чем в пунктах с полузащищенной и защищенной установкой флюгера.

На территории Якутии число дней с сильным ветром (15 м/с и больше) по данным отдельных пунктов очень сильно колеблется и составляет в среднем в году от 1 до 55 дней. Наиболее часто сильные ветры наблюдаются на островах и побережьях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, а также в долине р. Лены (от Усть-Алдана до впадения ее в море) и в зоне тундры. Кроме того, увеличение числа дней с сильным ветром отмечается на вершинах холмов, перевалах и в долинах рек, ориентированных в направлении преобладающих ветров. Малое число дней с сильным ветром характерно для большей части Якутии, особенно для Оймяконский котловины, Янской междугорной впадины, для центральных районов Якутии, а также для пунктов, расположенных в защищенных местах.

Самые большие скорости ветра могут достигать 38 м/с. Средняя непрерывная продолжительность сильного ветра составляет около 13 часов. Наиболее продолжительными они бывают в весенний или летний сезоны, а так же осеннее время года.

Ветры разрушительной силы могут наблюдаться на островах и побережьях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, а также в зоне тундры и в долине реки Лена (от Усть-Алдана до впадения Лены в море). В зимнее время Якутия с характерными для нее антициклоническим режимом отличается небольшими скоростями ветра. На большей части территории наименьшие скорости отмечаются в январе и феврале. Особенно малые значения скорости ветра (в среднем не больше 1-2 м/с) наблюдаются в центральной Якутии. В долинах реки Яны, Индигирки и др., в замкнутых котловинах в эти месяцы средние скорости ветра составляют 0,2-0,4 м/с (Усть-Мома, Оймякон, Делянкир и др.), чрезвычайно велика здесь вероятность затишья. Например, в Оймяконе в период с ноября по март вероятность штилей и ветров, имеющих скорость 1м/с, составляет 90%, достигая 96% в январе.

Авторы работы [56] отмечают выделение сезонов по ветровому режиму – однородным интервалам. Анализ годового хода средней скорости ветра по территории показывает, что целесообразно представлять результаты расчетов по сезонам. В данной работе сезоны по территории Якутии распределены следующим образом: Зима – ноябрь, декабрь, январь, февраль; Весна – март, апрель, май, июнь; Лето – июль, август, сентябрь; Осень – октябрь. Результаты расчетов по данным I,II зон показаны на картах-схемах распределения удельной мощности (рис.5.2–5.7). Максимумы удельной мощности приходятся к весенне-летнему и осеннему сезонам, основной минимум относится к зимнему периоду, хотя во многих северных районах сезоны с минимальными скоростями ветра при соответст-

вующей удельной мощности не наблюдаются. По территории республики распределение удельной мощности аналогично распределению средней скорости ветра, т.е. на территории республики выделяются 3 зоны: северная территория с пунктами расположенными вдоль речных массивов, здесь N изменяется в среднем за год, в пределах 326 – 589 Вт/м^2, территории, принадлежащие горным системам и плоскогорьям 129 – 300 Вт/м^2 , на остальной территории N меньше 87 Вт/м^2.

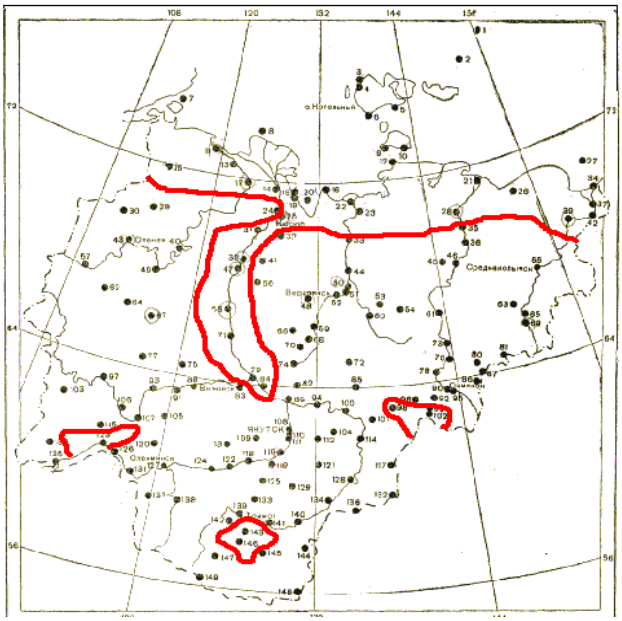


Рис. 5.2. Карта-схема годового распределения максимальной удельной мощности ветроэнергетического потенциала

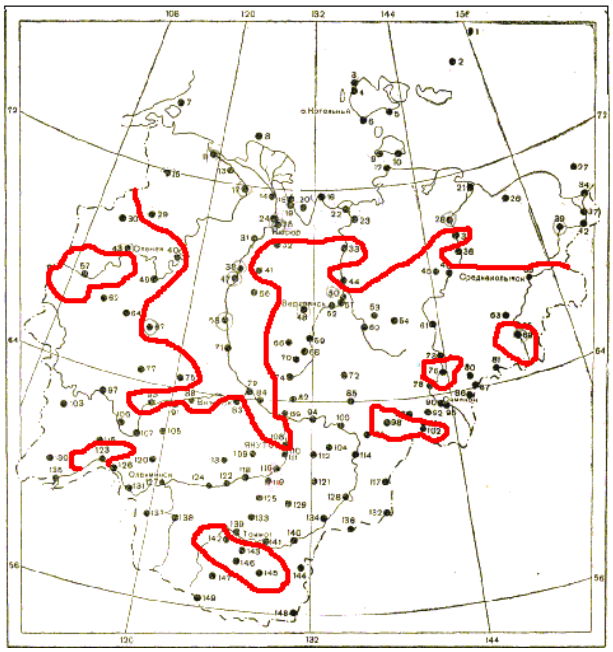


Рис. 5.3. Карта-схема распределения максимальной удельной мощности (197-754 Вт/м^2) ветроэнергетического потенциала – весенний период (Максимум-май).

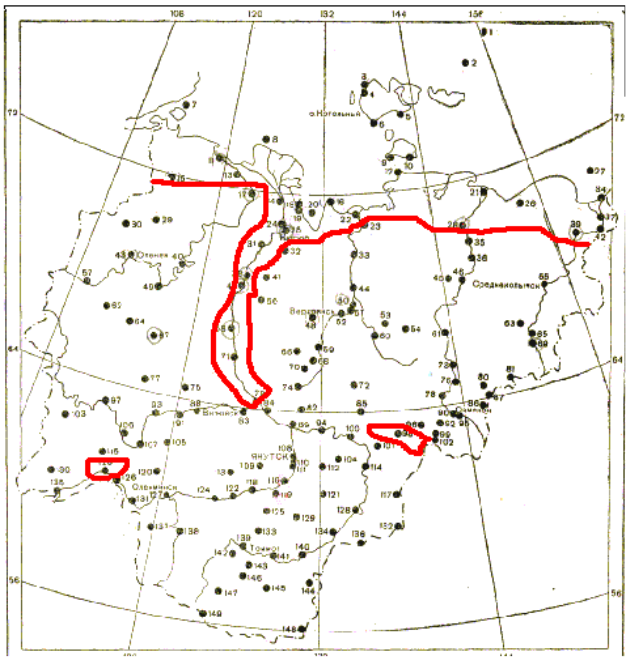


Рис.5.4. Карта-схема распределения максимальной удельной мощности (142-603 Вт/м^2) ветроэнергетического потенциал – зимний период.

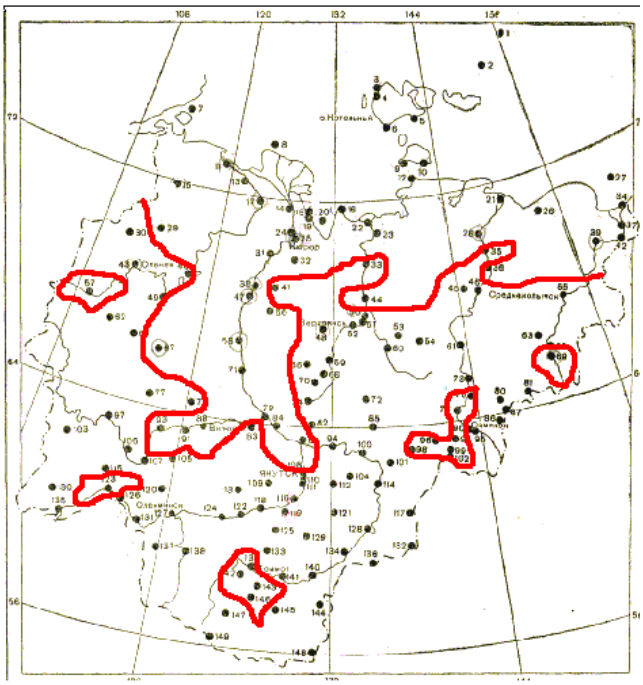


Рис. 5.5. Карта-схема распределения максимальной удельной мощности ветроэнергетического потенциала – весенне-осенний период.

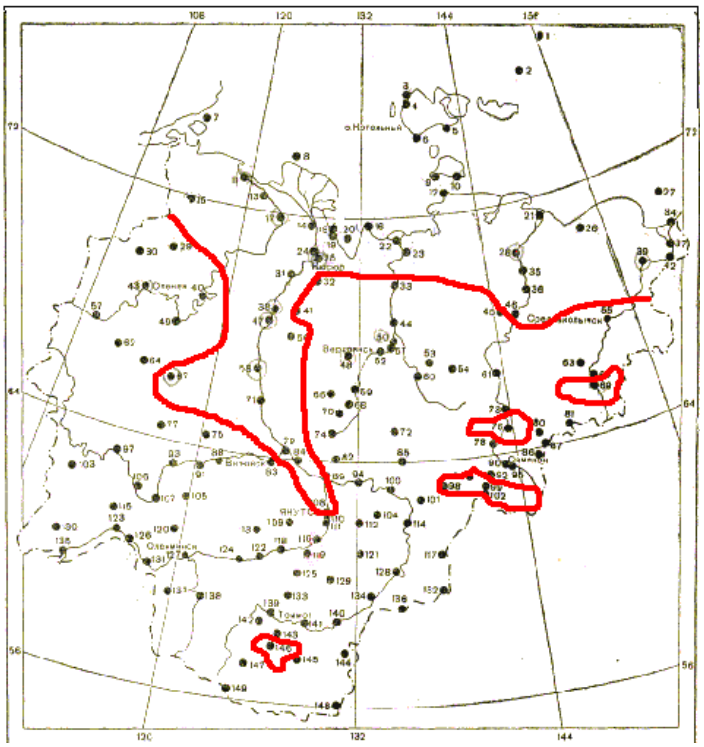


Рис.5.6. Карта-схема распределения максимальной удельной мощности (212-683 Вт/м^2) ветроэнергетического потенциала – летний период (Максимум-июнь)

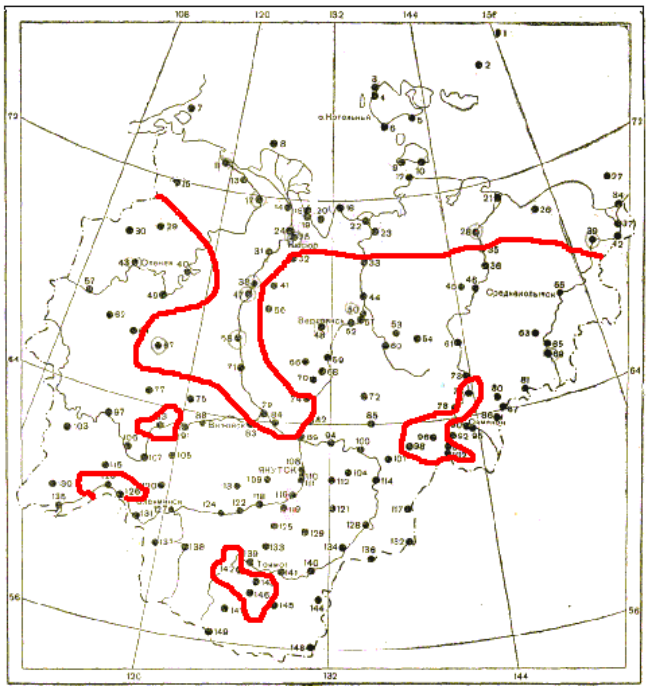


Рис.5.7. Карта-схема распределения максимальной удельной мощности (170-730 Вт/м^2) ветроэнергетического потенциала – осенний период (Максимум-октябрь)

Важнейшей проблемой ветроэнергетики является исследование условий применения ВЭУ в зависимости от характеристик ветра и нагрузки. Первостепенно целесообразно определить периоды простоя ВЭУ, так как при малых и очень больших скоростях ветра установки не работают. Для решения задач ветроэнергетики статистика сильных ветров необходима для учета времени простоя ВЭУ и расчета прочности характеристик ветроколеса.

На большей части территории сильные ветры бывают очень редко, особенно в глубоких котловинах и впадинах. Например, в Оймяконской котловине, Янской междугорной впадине и Центральной Якутии в году насчитывается в среднем менее пяти дней с сильным ветром. В некоторых местах сильные ветра наблюдаются даже не ежегодно (Бердигестях, Предпорожная). В районах с повышенными скоростями ветра в долине реки Лена (от устья и до впадения в нее реки Алдан), на побережьях и островах моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря, а также в зоне тундры дней с сильным ветром наблюдается в среднем от 15 до 50 и один раз в 20 лет возможны ветры около 40 м/с.

В каждой их выделенных ветронасыщенных зон (I,II) выделены группы, где средняя многолетняя скорость ветра может варьироваться в пределах:

I группа – от 3,2 м/с до 4 м/с: Канку, Эмельджак (Алданский улус), Саскылах (Анабарский улус), Тюмяти, Сектях (Булунский улус), Усть-Вилюй (Кобяйский улус), Мухтуя (Ленский улус), Сунтар-Хаята (Оймяконский улус), Западная (Томпонский улус), Казачье, Усть-Янск (Усть-Янский улус).

II группа – от 4,0 м/с до 5,6 м/с: Чокурдах, Табор (Аллаиховский улус), Кюсюр (Булунский улуса), Жиганск, Кыстатыам, Джарджан (Жиганский улус); Сангар (Кобяйский улус), Андрюшкино, Колымское, Кресты-Колымские (Нижнеколымский улус), Алазея (Среднеколымский улус).

Для территорий данных групп в весенне-летние и осенние сезоны наблюдаются наибольшие величины скорости ветра.

III группа – от 5 м/с до 7,3 м/с: Тикси, Усть-Оленек, Таймылыр, Столб (Булунский улус), Амбарчик (Нижнеколымский улус), Буорхая (Усть-Янский улус).

На таких станция как Усть-Оленек, Столб скорость ветра не изменяется ниже 6,5 м/с, а на станциях Таймылыр, Амбарчик, Буорхая – 5,5 м/с в течение всего года.

В I зоне по ветровому потенциалу (II, III группы), расположенной в наиболее тяжелой децентрализованной системе электроснабжения, благоприятны для размещения и эксплуатации ВЭС и ВЭУ всех типов.

Во II зоне (I группа) могут быть размещены группы малых и средних ВЭУ, пригодные для выработки электроэнергии при начальной скорости ветра 2-3 м/с.

Высоким энергетическим потенциалом характеризуются данные зоны особенно ярко в летний период, соответствующий снижению графика электрической нагрузки, что позволит эффективно использовать установки малой мощности, работающие при диапазоне малых скоростей ветра.

Скорость ветра имеет хорошо выраженный суточный ход. Он достаточно четко выражен в теплый и переходные сезоны и слабее в холодный (зимой). Наибольшая скорость наблюдается в дневное время, после полудня, наименьшая – перед восходом солнца. Максимум приходится на дневные часы, минимум – ночные. Обработка данных наблюдений [147] по суточной скорости ветра для различных сезонов и зон представлена в табл. 5.2, необходимая для прогнозирования возможной выработки ВЭУ.

Таблица 5.2

Характеристики положения величины среднесуточной скорости ветра

Показатели	Сезоны года			
	зимний	весенний	осенний	летний
Прибрежная зона				
I_β	[7; 8,5]	[6,1; 6,6]	[6,3; 7,4]	[5,8; 6,9]
$\sigma[v]$	0,73	0,34	0,59	0,58
I зона – 3 группа				
I_β	[6; 6,2]	[4,9; 6,1]	[5,7; 6,4]	[3,9; 6,2]
$\sigma[v]$	0,08	0,52	0,26	0,97
I зона – 2 группа				
I_β	[3,4; 4,8]	[4,5;5,9]	[4,6; 5,4]	[4,5;5,7]
$\sigma[v]$	0,67	0,77	0,40	0,55
II зона – 1 группа				
I_β	[3,1;3,6]	[3,4;4,4]	[3,5;4,2]	[3,2;4,3]
$\sigma[v]$	0,18	0,44	0,39	0,62

где I_β – доверительный интервал, соответствующий 95% уровню надежности;

$\sigma[v]$ – среднее квадратическое отклонение величины среднесуточной скорости ветра.

Ориентировочное сопоставление децентрализованных зон и зон распределения скорости ветра показало соответствие ветронасыщенных зон и районов с наиболее тяжелыми условиями электроснабжения, в других районах период наиболее перспективного

ветрового потенциала приходится на некоторые сезоны года, что не исключает возможность частичного участия ВЭУ в системе электроснабжения (дополнение к действующим ДЭС). На этапе внедрения ВЭУ необходимо конкретизировать обстановку микроклиматическими экспедиционными исследованиями.

Все основные характеристики ветрового режима Якутии подтверждают реальную возможность значительно большего участия энергии воздушных потоков в энергетическом балансе децентрализованных зон. Суммарная электрическая энергия, которая может быть получена в республике от использования валового потенциала ветровой энергии при современном уровне технических средств, представляет практический интерес при полном или частичном покрытии фактического электропотребления в децентрализованных зонах.

Для эффективной реализации ветроэнергетического потенциала в малой энергетике Якутии необходимо произвести согласование характеристик ветрового кадастра с техническими показателями перспективных типов ВЭУ.

5.2. Выбор типов ветроэлектростанций, перспективных для применения в Якутии

В России и за рубежом разработана и промышленно выпускается достаточно широкая номенклатура установок малой и нетрадиционной энергетики, в частности ветроэнергетики. Из рассмотренных данных исключены информационные сведения об установках большой мощности, в связи с особенностями крупного строительства в условиях вечной мерзлоты Якутии и потребностями малых потребителей децентрализованных зон республики. Областью преимущественного использования автономной ветроэнергетики является агропромышленное производство с относительно небольшими электрическими нагрузки.

Основные параметры ВЭУ: номинальная мощность, пусковая, номинальная и максимальная скорость ветра для установки, высота опоры. Для выбора типа ВЭУ, перспективных для размещения в наиболее проблемных районах децентрализованной зоны республики, оценены следующие эксплуатационные показатели (табл. 5.3) 44 типов ветроагрегатов российского и зарубежного производства [113,125,127,130, 138, 139], классифицированных по диапазону скорости включения установки. В мощностном ряду рассматриваются ВЭУ до 30 кВт целесообразные для приоритетного использования в пунктах децентрализованных зон с характерной небольшой требуемой мощностью энергогенерирующей установки.

Таблица 5.3

Технические характеристики ветроэлектростанций различных типов

№	Тип установки	V_{min}	$V_{ном}$	V_{max} ($V_{пр}$)	N, кВт	h,м
ВЭУ I класса						
1.	ЛМВ-2500 Хабаровск-Голландия, СП «компания ЛМВ Ветроэнергетика»	2	12	35	2,5	12-40
2.	ЛМВ-500 Хабаровск-Голландия, «ЛМВ»	2,5	10	35	0,50	6-18
3.	ЛМВ-1003 Хабаровск-Голландия, «ЛМВ»	2,5	7	35	1,0	6-18
4.	MECANIX Санкт-Петербург-Швейцария АУОНИЛ Электротехнологий и энергетики	2,5	12	50	1,5	6-18
5.	ВЭУ-0,75 Украина, «KhAI»	2,5	7,5	60	0,75	6
6.	WE-1000 Россия	2,5	7,5	50	1,0	6
ВЭУ II класса						
7.	УВЭ-300 г. Санкт-Петербург, «Электроприбор»	3	8	25	0,30	4,3
8.	УВЭ-1000 г. СПб, «Электроприбор»	3	10	25	1,0	8
9.	УВЭ-40 г. СПб, «Электроприбор»	3	6,5	25	0,04-0,1	4
10.	УВЭ-100 г. СПб, «Азимут-Электроприбор»	3	9,5	25	0,10	4
11.	УВЭ-200 г. СПб, «Азимут Электроприбор»	3	9,5	25	0,20	4
12.	УВЭ-500 г. СПб, «Электроприбор»	3	10	25	0,50	4,59
13.	М-250 Россия	3	10	25	0,25-0,5	-
14.	Шексна-1 Рыбинский завод приборостроения	3	8	30(40)	0,5	-
15.	Шексна-2 Рыбинский завод приборостроения	3	8	30(40)	1,0	-
16.	ЛМВ-250 Хабаровск-Голландия, «ЛМВ»	3	8	50	0,25	6-9
17.	ЛМВ-10000 Хабаровск-Голландия, «ЛМВ»	3,1	12	35	10,0	12-40
18.	Н-80 США	3,1	10,5	25	1	7,3
19.	AIR-X США	3,13	12,5	25	0,4	8,2
ВЭУ III класса						
20.	Н-40 США	3,4	12	25	0,9	7,3
21.	ВЭТЭН-0,16 к Рыбинский завод приборостроения	3,5	10,5	25(40)	0,16	4,5

22.	ВТН8-8 Рыбинский завод приборостроения	3,5	10	25(50)	8,0	12,3
23.	BWC-10 г. Челябинск, ФСК	3,5	10-12	25	10,0	18
24.	INCLIN-1500 Испания	3,5	12	25	6	12
25.	INCLIN-3000 Испания	3,5	12	25	6	12
26.	INCLIN-600 Испания	3,5	12	25	1,5-3	7
27.	Радуга-001 г. Москва, ГМКБ «Радуга»	3,6	7,1	25(60)	1,0	8
ВЭУ IV класса						
28.	ВЭУ-5-4 г. Екатеринбург, НПК «Ветроток»	4	10	25	4,2	9
29.	ВЭС-1 г. Новосибирск, ЗАО «Элмотрон»	4	8	25	1,0	8
30.	ВЭС-2 г. Новосибирск, ЗАО «Элмотрон»	4	8	25	2,0	8
31.	ВЭУ-2 г. Кувандык, АО «Долина»	4	8	25	2,0	8
32.	ВЭУ-5 г. Кувандык, АО «Долина»	4	8	25	5,0	8
33.	ВЭУ-4-5 Россия, «НОТЕКА-С»	4	8	25	4,2	9
34.	ЛМВ-3600 Хабаровск-Голландия, «ЛМВ»	4	12	35	3,6	12-40
35.	ВЭУ г. Новосибирск, ОАО «Элсиб»	4	16	24	10,0	6,5
36.	ВЭУ г.Москва, ПО «Тульский комбайновый завод»	4	10	50	0,2	3,4
37.	ВЭУ г.Москва, ПО «Тульский комбайновый завод»	4	10	50	0,5	3,5
38.	ВЭУ г.Москва, ПО «Тульский комбайновый завод»	4	10	50	1,0	3,8
39.	АВЭУ-4 г. Реутов, НПО «Ветроэн»	4	9	25	4	9
40.	ВЭС-5 г. Новосибирск, ЗАО «Элмотрон»	4	8	25	5	12
ВЭУ V класса						
41.	Радуга-008 г. Москва, ГМКБ «Радуга»	4,5	7,8	25(60)	8,0	9,5
42.	ВЭУ-16 г. Екатеринбург, НПК «Ветроток»	5	17,5	25	16,0	10
43.	АВЭУ-16 г. Реутов, НПО «Ветроэн»	5	10	25	16	12
Автономный ветроэнергетический комплекс						

44.	АВЭК «Жаворонок» г. Москва, ЗАО «Московские озонаторы»	4,9	9,2	25	30	19,6

Примечание. V_{min} - минимальная скорость ветра, при которой происходит запуск ВЭУ, м/с;

$V_{ном}$ - скорость ветра, при которой достигается номинальная мощность ВЭУ, м/с;

V_{max} -скорость ветра, при которой нужно отключить ВЭУ в целях безопасности, м/с;

$V_{пр}$ - предельно допустимая скорость ветра, м/с;

N – выходная мощность, кВт;

h – высота башни, м.

Рассмотренные ВЭУ характеризуются показателями, представленными в табл. 5.4.

Таблица 5.4

	V_{min}, м/с	$V_{ном}$, м/с	h, м	N, кВт
I класс	2-2,5	7-12	6-40	0,50-2,5
II класс	3	8-12	4-40	0,12-10
III класс	3,5	10-12	4,5-18	0,16-10
IV класс	4	8-16	3,8-40	0,2-10
V класс	4,5-5	7,8-17,5	12-40	8-16

Классифицированные показатели ВЭУ характеризуются значительным разбросом и изменяются в довольно широком диапазоне (рис.5.8).

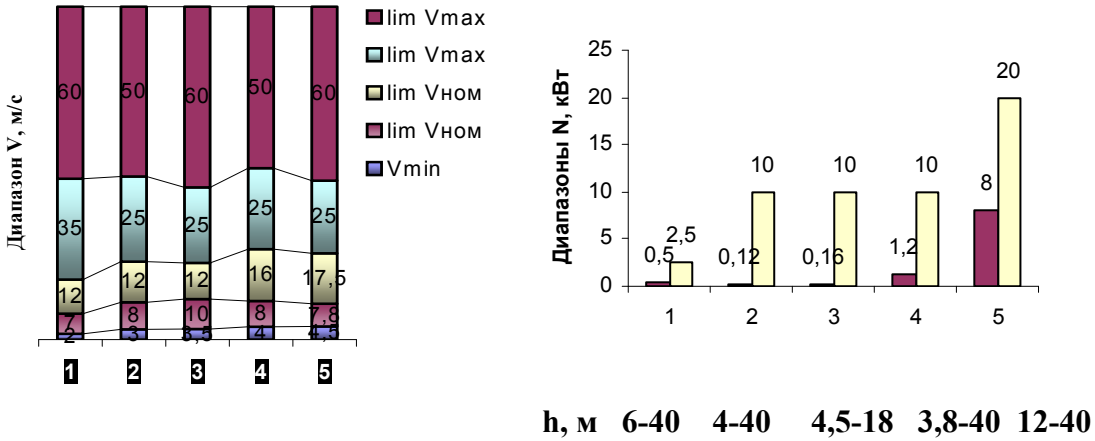


Рис.5.8. Диапазоны скорости ветра, параметров мощности и высоты для различных классов ВЭУ

Не менее важным фактором, наряду со среднегодовой скорость ветра и ценой органического топлива в исследуемом районе, определяющим эффективность ВЭУ является цена установки. Предусматривая использование установок потребителями, ведущими кочевой образ жизни, кроме того, в северных Якутских условиях, необходимы для рассмот-

рения такие показатели как масса установки и диапазон температур эксплуатации (табл. 5.5)

Таблица 5.5

Технические характеристики ветроэлектростанций различных типов

№	Тип установки	m, кг	K, $	C, лет	T, ^{0}C	n,об/мин
ВЭУ I класса						
1	ЛМВ-2500	-	9970	15	-60+60	350-450
2	ЛМВ-500	-	3510	15	-60+60	300-500
3	ЛМВ-1000	-	6990	15	-60+60	320-775
4	MECANIX	-	-	15	-	-
5	ВЭУ-0,75	-	-	-	-	350
6	WE-1000	48	1340	-	-	-
ВЭУ II класса						
7	УВЭ-300	40	1,7-3,0/Вт	25	-	-
8	УВЭ-1003	250	1,7-3,0/Вт	25	-	-
9	УВЭ-40	20	1,7-3,0/Вт	25	-	-
10	УВЭ-100	45	1167	-	-25+40	-
11	УВЭ-200	45	1167	-	-25+40	-
12	УВЭ-500	60	1,7-3,0/Вт	25	-	-
13	Шексна-1	-	2700	-	-	-
14	Шексна-2	-	4100	-	-	-
15	ЛМВ-250	-	1700	15	-60+60	650
16	ЛМВ-10000	-	24070	15	-60+60	280-350
17	М-250	22	1200	-	-	-
18	Н-80 США	30	4268	-	-	-
19	AIR-X США	5,9	1400	-	-	-
ВЭУ III класса						
20	ВЭТЭН-0,16	58	340-650	10	-	-
21	ВТН8-8	1150	17000	25	-	-
22	BWC-10	-	14000	30	-40…+60	-
23	Радуга-001	270	3200	15	-50…+40	200
24	INCLIN-1500	42	6484	-	-	-
25	INCLIN-3000	125	9763	-	-	-
26	INCLIN-6000	150	18100	-	-	-
27	Н-40 США	21	3300	-	-	-
ВЭУ IV класса						
28	ВЭУ-5-4	1100	4000	20	-	160
29	ВЭС-1 «Элмотрон»	250	1400	-	-	300-650
30	ВЭС-2 «Элмотрон»	800	3480	-	-	230-500
31	ВЭУ-2	250	3380	-	-	300-650
32	ВЭУ-5	800	6750	-	-	230-500
33	ВЭУ-4-5	-	-	-	-	160
34	ЛМВ-3600	-	12390	15		430-450
35	ВЭУ «Элсиб»	1400	-	-	-	300
36	ВЭУ «Тульский»	120	-	10	-60+40	-
37	ВЭУ «Тульский»	150	-	10	-60+40	-
38	ВЭУ «Тульский»	180	-	10	-60+40	-
39	АВЭУ-4	-	1,9/кВт	20-25	-40+60	-

40	ВЭС-5 «Элмотрон»	1200	6667	-	-	140-300
ВЭУ V класса						
41	Радуга-008	1400	27000	25	-40…+40	85
42	ВЭУ-16	1700	17000	15	-	153
43	АВЭУ-16	-	1,6/кВт	20-25	-40+60	-
Автономный ветроэнергетический комплекс						
44	АВЭК «Жаворонок»	20500	100000	25	-40+60	80

Примечание. m – вес ВЭУ, кг;
K – цена ВЭУ, тыс.$;
C – срок службы, лет;
T – диапазон температур эксплуатации, ^{0}C;
n – частота вращения рабочего колеса, об/мин;

Сопоставляя мощностные характеристики, ценовые показатели таблицы и данные работы [56], стоимость оборудования ВЭС может быть определена с помощью удельной цены 1кВт установленной мощности (табл. 5.6, рис. 5.9): стоимость оборудования ВЭС российского производства в 2,5-3 раза дешевле в мощностном ряду до 30 кВт; практически одинакова – более 30 кВт и большой.

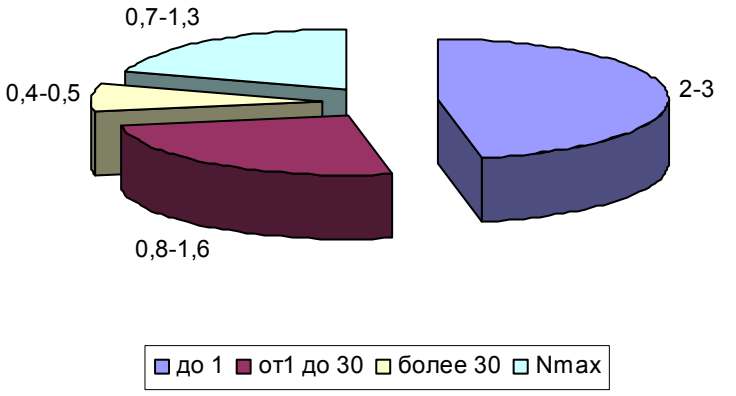


Рис.5.9. Стоимостные показатели ВЭУ различных мощностей

Таблица 5.6

Усредненные ценовые характеристики различных типов ВЭС

ВЭУ	Российского производства, $/кВт	Зарубежного производства, $/кВт
До 1 кВт	2-3 тыс.	5-10 тыс.
1-30 кВт	0,8-1,6 тыс.	2,5-5 тыс.
> 30 кВт	0,4-0,5 тыс.	0,5-0,8 тыс.
Установки большой мощности	0,7-1,3 тыс.	1-1,5 тыс.

Обычно в каталогах и рекламных проспектах приводится лишь цена ВЭУ. Дополнительные затраты на фундамент, подключение и монтаж ВЭУ обобщенно считают равными 30-40% этой цены [143,186], что целесообразно использовать при проведении расчетов по экономической эффективности ВЭУ и их сравнительном анализе с традиционными электроустановками. Ориентировочные данные по другим техническим показателям приведены в табл. 5.7.

Таблица 5.7

показатели	ВЭУ			
	до 1 кВт	1-10 кВт	> 10 кВт	Установки большой мощности
m, кг	45-150	250-1400	>1700	>130000
n, об/мин	300-650	85-775	153	21-42
h, м	3,4-18	6-40	12-40	>38
C, лет	10-30			
T, ^{0}C	-60..+60			

В I ветропотенциальной зоне могут получить распространение ВЭУ всех типов и с начальной скоростью V_{min} =5 м/с, высотой h=30-60 м, $V_{ном}$,=10-12 м/с и N>10 кВт при V_{max}=35-40 м/с.

Во II ветропотенциальной зоне могут быть размещены группы малых ВЭУ до 10 кВт с V_{min} =2-3 м/с, высотой h=10-12 м, $V_{ном}$=7-8 м/с.

В сезонных районах (где повышенные скорости ветра наблюдаются только в определенные сезоны) – перспективны ветродизельные системы, признанные обеспечивающими надежное снабжение энергией небольших поселений и вместе с тем, экономящие топливо.

В зонах с повышенными скоростями ветра (6-9м/с) целесообразно внедрение ВЭУ большой мощности, но ненадежное в условиях вечной мерзлоты и капиталоемкое строительство крупных сооружений, с внедрением новых ЛЭП, особенно в климатических условиях Якутии, отдает предпочтение малым автономным установкам. По данным литературных источников [44, 96] для автономной работы рекомендуется использовать ВЭУ

мощностью до 20 кВт, что удовлетворяет задачам снабжения малых изолированных потребителей республики электроэнергией.

При выборе типов ВЭУ для потребителей прибрежных зон необходимо учитывать тот факт, что при большом ветровом потенциале плотность населения данных территорий минимальна.

Территории, где ветровой потенциал не представляет интереса для применения ВЭУ (III зона), в большинстве принадлежат к централизованной зоне республики или лежат близ неё. Поэтому для них целесообразно рассматривать варианты использования других возобновляемых источников при подробном исследовании или поддерживать и внедрять применение традиционных способов электроснабжения.

Соответственно преимущество должны получить установки с хорошими массогабаритными показателями и широким температурным диапазоном использования.

Выбор оптимальных ВЭУ для размещения в улусах Якутии можно осуществлять из установок серии «ЛМВ», «Ветроэн», «Элмотрон», «УВЭ», «Радуга», «ВТН» и как перспективный рассматривать автономный ветроэнергетический комплекс серии «Жаворонок». Выбор осуществлялся на основе последовательного анализа следующих технических показателей ВЭУ в заданном диапазоне номинальных мощностей: соответствие диапазона среднегодовой скорости ветра скорости включения и расчетной скорости ВЭУ (по минимуму); цена и масса установки. Отличительная особенность ВЭУ «ЛМВ» – полная автономность в течение всего срока службы

Данные серии производятся для широкого мощностного ряда, предусматривают использование при минимальных и «штормовых» скоростях ветра, характерных для определенного ветрового потенциала Якутии, и в низкотемпературных климатических условиях. Экономическая эффективность данных установок определяется первоначально тем, что они дешевле зарубежных аналогов. Необходимо иметь ввиду, что зарубежные ВЭУ, даже самые специальные, рассчитанные на арктические условия, не в полной мере соответствуют нашим природно-климатическим условиям и техническим возможностям.

Разработанная методика выбора рассматриваемых типов ВЭУ реализована на компьютере в виде комплекса программного обеспечения систематизации показателей ветрового потенциала республики и технических характеристик установок. Программное обеспечение разработано на языке программирования Object Pascal и реализовано в средах Borland Delphi 7.0 Enterprise [19,84] и Borland Kylix 3.0 Open под платформы Microsoft Windows 95-XP и Linux соответственно.

Реализованная система автоматизированного расчета при создании базы данных основана на создании модулей-подпрограмм (модуль выбора населенных пунктов по ха-

рактеру ветрового потенциала с построением кривых распределения скоростей ветра; модуль зонирования территории республики; модуль технических характеристик по классификации ВЭУ), объединяемые MDI-приложением [69,70].

Комплекс представляет собой MDI-приложение с однократно исполняемыми дочерними окнами различных типов (рис.5.10). Основное приложение выполнено исполняемым файлом, дочерние окна представляют собой динамические библиотеки, содержащие визуальные компоненты формы и их параметры, а так же их алгоритмы работы. Приложение является оболочкой, объединяющей модули-подпрограммы, с возможностью их добавления, исключения и модернизации без изменения исходного кода самого приложения. Исходные данные хранятся в файлах данных, используемых модулями по мере необходимости, в зависимости от рода действия модуля.

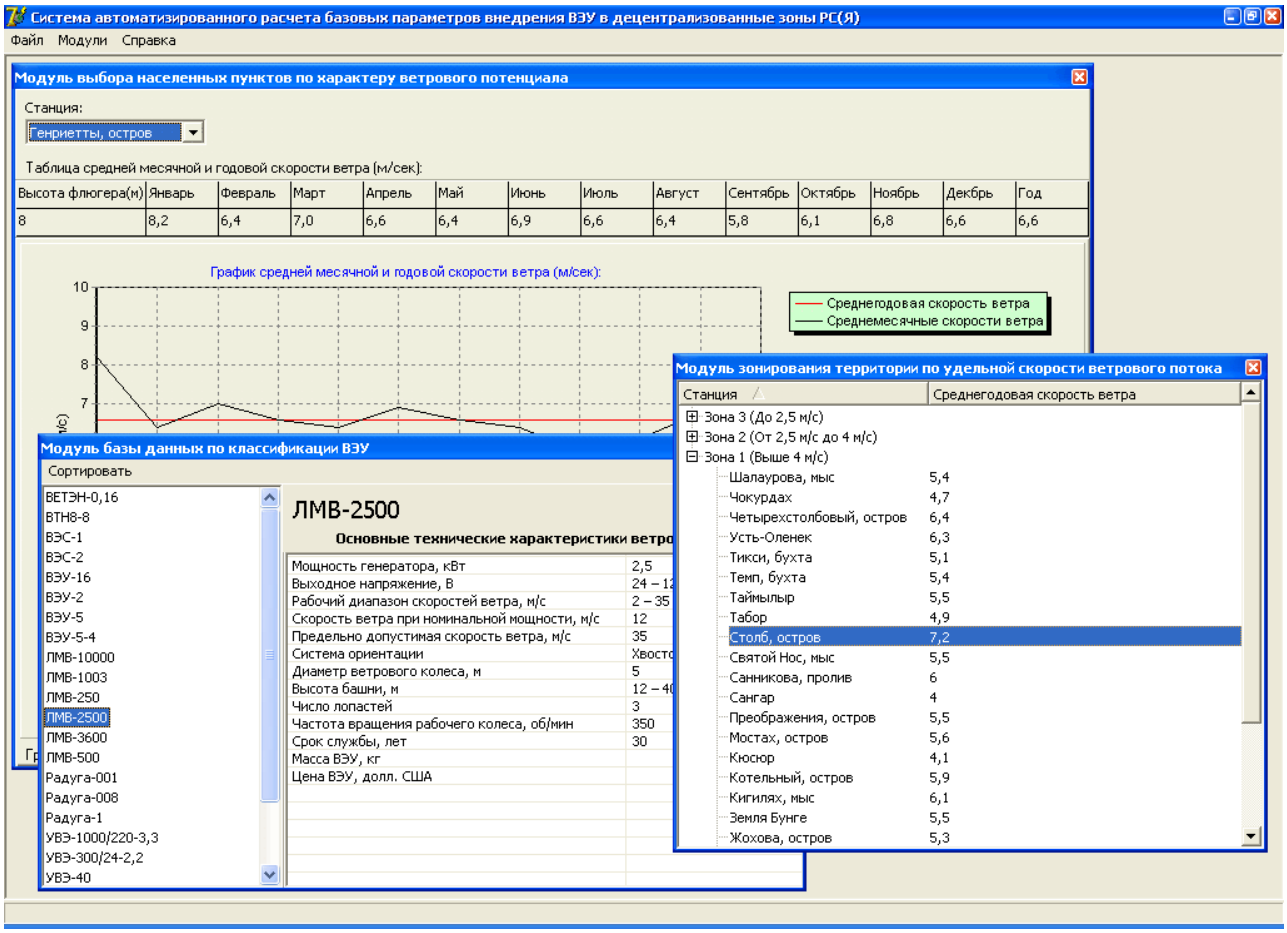


Рис. 5.10. Общий вид приложения и некоторых основных модулей.

Основные модули, необходимые для расчетов:

1. Модуль выбора населенных пунктов по характеру ветрового потенциала с рассмотрением кривых годового и сезонного распределения скоростей ветра, в поле «Станция» которого, компонент TComboBox (поле со списком), производится выбор исследуемого

населенного пункта. Значения высоты флюгера, среднемесячных и среднегодовой скоростей ветра отображаются в компоненте TStringGrid (таблица строк). С помощью компонента TPageControl (набор страниц) производится выбор между листами (TabSheet), маркированными в нижней части рабочей области модуля, отображающими кривые среднегодовых или сезонных скоростей ветра. Построение кривых производится с помощью компонента TChart (диаграмма). При построении кривых сезонных скоростей ветра применено автоматическое масштабирование, что увеличивает наглядность графиков и позволяет более рационально использовать рабочую область приложения. В правой верхней части компонента TChart предусмотрено отображение легенды, описывающей цветовое обозначение кривых.

2. Модуль зонирования территории по удельной скорости ветрового потока производит зонирование населенных пунктов республики, имеющиеся в базе данных, по интенсивности среднегодовой скорости ветра. Диапазоны скоростей, соответствующих ветропотенциальным зонам, описаны в модуле. Модуль выполнен компонентом TTreeView (древовидный список элементов), корневыми ветвями которого являются зоны, а дочерними – названия населенных пунктов, соответствующих данной зоне, и значения среднегодовой скорости ветра. Пиктограммы управления ветвями, позволяют максимизировать, либо минимизировать список населенных пунктов, обеспечивая удобство работы, как со всем списком, так и с конкретной зоной. Сортировка элементов списка по названиям населенных пунктов, либо по значениям среднегодовых скоростей ветра, производится при щелчке левой кнопкой мышки на заголовке столбца с соответствующим названием, порядок сортировки определяется количеством щелчков. Пиктограмма заголовков столбцов сигнализирует о способе и порядке сортировке.

3. Модуль базы данных по классификации ВЭУ, основу которого составляют компоненты TTreeView (древовидный список элементов) и TListView (список элементов), содержит список ВЭУ и таблицу основных технических характеристик выбранной ВЭУ. Список ВЭУ, в зависимости от сортировки, производимой с помощью выбора способа сортировки из предоставленных элементов всплывающем меню (класс TMenuItem) из строки меню (компонент TMainMenu), принимает либо древовидную структуру (сортировка по номинальной мощности генератора ВЭУ), либо структуру списка (сортировка по названию и начальной скорости ветра). Параметры выбранной в списке ВЭУ отображаются в компоненте TListView в виде таблицы основных технических параметров. Над таблицей параметров расположен компонент TLabel (надпись), отображающий название ВЭУ, параметры которой отображаются в таблице в настоящий момент.

Разработанная методика может эффективно использоваться на этапе предварительной оценки внедрения ВЭУ в децентрализованных зонах республики.

В соответствие с преимущественными типами ВЭУ по расчетным формулам и данным о зависимости расчетных параметров от скорости ветра [43,56,137] в исследовании проводились расчеты средней скорости ветра на высотах 12,18,40 м для различных сезонов года. На высоте 40 м фоновый ветроэнергетический потенциал значительно увеличивается в энергонасыщенной зоне.

Для обеспечения автономной работы энергоустановок в районах с суровыми климатическими условиями целесообразно создание отечественных многофункциональных энерготехнологических комплексов на базе гибридных электростанций, в состав которых входят ДЭС и ВЭУ. Их совместная работа позволит повысить надежность и эффективность функционирования автономных систем электроснабжения. Современные производственные возможности российских изготовителей в данной области весьма ограничены и относятся в основном к выпуску только отдельных ветроэнергетических установок [96].

Комбинированные установки относительно дорогостоящи, но могут обеспечивать бесперебойное электроснабжение наиболее ответственной нагрузки.

Оценка эксплуатационных показателей различных типов ветроагрегатов в климатических условиях Якутии, позволяет оптимизировать основные параметры ВЭУ, используя классификацию децентрализованных зон по ветроэнергетическому потенциалу. К ним относятся [183]:

1) средняя выработка электроэнергии ВЭУ Q (кВт·ч) и ожидаемая экономия топлива (δ/период) за рассматриваемый период ;

2) время работы t (ч) за рассматриваемый период.

Зависимость мощности ВЭУ от скорости ветра является основной технической характеристикой, специфической для каждой ветроэлектрической установки, входящей в ее паспортные данные [137]. Многие прайс-листы и каталоги не включают информацию по данной зависимости, что требует ее расчета по общеизвестным [8,56,137,154,168-170,159,160] формулам и теоретическим моделям описания предельных характеристик мощности ветроэлектрических установок (табл. 5.8). Мощность ВЭУ изменяется линейно от $N(v_{\min}) = 0$ до $N(v_{ном}) = N_p$, [137,189], включая зависимость (5.1).

$$N(v) = \begin{cases} 0; \quad v \le v_{\min}; \quad v \succ v_{\max}; \\ N_p (v - v_{\min}) / (v_{ном} - v_{\min}); \quad v_{\min} \le v \le v_{ном} \\ N_p; \quad v_{ном} \le v \le v_{\max} \end{cases} \qquad (5.1)$$

Таблица 5.8

Зависимость мощности установки от скорости ветра
(данные расчетов и прайс-листов)

№*	Тип установки	N, кВт	Вырабатываемая мощность, кВт							
			Скорость ветра, м/с							
			4	5	6	7	8	9	10	11
ВЭУ мощностью до 1 кВт										
2	УВЭ-100	0,1	0,02	0,03	0,04	0,06	0,07	0,09	0,1	0,1
2	УВЭ-200	0,2	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15	0,18	0,2	0,2
2	ЛМВ-250	0,25	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,25	0,25	0,25
2	УВЭ-300	0,3	0,06	0,12	0,18	0,24	0,3	0,3	0,3	0,3
2	УВЭ-500	0,5	0,06	0,13	0,19	0,25	0,3	0,38	0,43	0,5
1-2	ЛМВ-500	0,5	0,1	0,17	0,23	0,3	0,4	0,43	0,5	0,5
ВЭУ мощностью от 1 до 10 кВт										
1	ЛМВ-1003	1,0	0,35	0,60	0,80	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
2	УВЭ-1000	1,0	0,05	0,15	0,25	0,40	0,55	0,75	1,0	1,0
4	ВЭС«Элмотрон»	1,0	0,40	0,50	0,75	1,95	1,0	1, 0	1, 0	1, 0
3	Радуга -001	1,0	0,12	0,4	0,69	0,97	1,0	1,0	1,0	1,0
1	MECANIX	1,5	0,1	0,25	0,40	0,65	0,87	1,10	1,30	1,40
4	ВЭС«Элмотрон»	2,0	0,75	1,0	1,50	1,75	2,0	2,25	2,52	2,65
1	ЛМВ-2500	2,5	0,75	1,15	1,50	1,75	2,0	2,0	2,0	2,0
4	ЛМВ-3600	3,6	0,25	0,75	1,50	2,0	2,50	2,75	3,15	3,45
4	АВЭУ-4	4,0	-	0,8	1,6	2,4	3,2	4	4,0	4,0
4	ВЭУ «Ветроток»	4,2	0,27	0,52	0,91	1,44	2,15	3,06	4,20	4,2
4	ВЭС«Элмотрон»	5,0	2,0	2,25	3,0	3,75	5,0	5,0	5,0	5,0
5	Радуга-008	8,0	-	1,2	3,6	6,1	8,0	8,0	8,0	8,0
ВЭУ мощностью от 10 и более кВт										
2	ЛМВ-10000	10,0	1,25	1,67	2,50	3,75	5,0	5,97	7,50	8,33
4	ВЭУ «Элсиб»	10,0	1,0	1,25	1,75	2,50	3,55	4,65	6,0	7,15
5	ВЭУ-16	16,0	-	-	1,0	2,0	3,0	4,5	6,0	7,0
5	АВЭУ-16	16,0	-	-	3,2	6,4	9,6	12,8	16,0	16,0
5	АВЭК -30	30,0	-	0,7	7,7	14,6	21,6	28,6	30,0	30,0

Примечание. №* - Данная графа таблицы указывает, к какому классу ранее отнесена установка по параметрам скорости ветра.

Используя исходный материал по данным повторяемости скорости ветра [146] в исследуемых зонах и полученные зависимости мощности ряда установок от различной скорости ветра, в работе рассчитаны ориентировочные показатели по средней выработке выбранных ВЭУ в различных зонах (табл. 5.9, рис.5.11-5.15). Далее при выборе ВЭУ определенного типа, для внедрения в исследуемый населенный пункт, необходимо произвести более конкретный расчет.

Таблица 5.9

Расчет потенциально возможной годовой выработки электроэнергии ВЭУ различной мощности в децентрализованных зонах

Зона – группа[1)]	Выработка электроэнергии кВт◎ч							Годовая выработка ВЭУ[3)], кВт ·ч	Экономия диз.топлива, т/год
	Средняя скорость ветра, м/с								
	3	4	6	8	10	12	14 и[2)] выше		т.у.т./год
V_{min} =2-2,5 м/с, $V_{ном}$= 7-12 м/с (ВЭУ – I класса)									
ВЭУ (ЛМВ 500)									
I – 3	50	313	410	411	258	169	265	1876	0,85/1,23
I- 2	66	208	297	254	123	80	145	1173	0,53/0,77
I,II – 1	67	153	157	131	43	50	176	777	0,35/0,51
ВЭУ (ЛМВ 1000)									
I - 3	332	1096	1426	1234	671	429	672	5860	2,64/3,83
I- 2	444	729	1034	761	319	203	368	3858	1,74/2,52
I,II - 1	447	537	547	393	160	112	447	2643	1,19/1,73
ВЭУ (ЛМВ 2500)									
I - 3	187	2348	2673	2056	1161	670	1050	10145	4,57/6,63
I- 2	250	1562	1940	1268	551	318	547	6436	2,90/4,20
I,II - 1	252	1151	1026	654	250	194	698	4225	1,91/2,76
V_{min} =3-3,5 м/с, $V_{ном}$= 7-12 м/с (ВЭУ – II класса)									
ВЭУ (ЛМВ 250)									
I - 3	38	157	267	257	181	121	189	1210	0,55/0,79
I- 2	50	104	194	159	86	57	104	754	0,34/0,49
I,II - 1	51	77	103	82	30	36	126	505	0,23/0,33
ВЭУ (ЛМВ 10000)									
I - 3	786	3910	4455	5141	3867	3121	4220	25500	11,48/16,65
I- 2	1059	2981	3232	3278	1837	1270	2300	15957	7,19/10,42
I,II - 1	1068	1917	1710	1635	647	103	2790	9870	4,45/6,45
ВЭУ (УВЭ 100)									
I - 3	12	63	71	72	57	38	59	372	0,17/0,24
I- 2	16	42	52	44	27	18	32	231	0,11/0,15
I,II - 1	17	31	26	23	11	9	39	156	0,07/0,10
ВЭУ (УВЭ 200)									
I - 3	22	94	160	154	114	75	84	703	0,32/0,46
I- 2	30	62	116	95	54	36	46	439	0,20/0,29
I,II - 1	31	46	62	49	19	22	56	285	0,13/0,19
ВЭУ (УВЭ 300)									
I - 3	45	188	321	308	217	145	126	1350	0,61/0,88
I- 2	60	125	233	190	103	69	69	849	0,38/0,55
I,II - 1	61	92	123	98	43	36	84	537	0,24/0,35
ВЭУ (УВЭ 500)									
I - 3	45	189	339	308	222	150	210	1463	0,66/0,96
I- 2	60	127	246	190	105	71	115	914	0,41/0,60
I,II - 1	61	94	130	98	44	37	140	604	0,28/0,40
ВЭУ (УВЭ 1000)									
I - 3	77	157	446	565	516	268	420	2449	1,10/1,60
I- 2	100	104	323	349	245	127	230	1478	0,67/0,97

I,II - 1	101	77	171	180	86	80	279	974	0,44/0,64
ВЭУ (Радуга - 001)									
I - 3	-	376	1230	1295	944	643	420	4908	2,21/3,21
I- 2	-	250	892	799	448	304	230	2923	1,31/1,91
I,II - 1	-	184	472	412	192	157	279	1696	0,77/1,11
V_{min} =4-4,5 м/с, $V_{ном}$= 8-12 м/с (ВЭУ – IV класса)									
ВЭУ (ЛМВ 3600)									
I - 3	-	783	2673	2570	1625	965	1512	10128	4,56/6,61
I- 2	-	521	1940	1585	772	445	828	6091	2,75/3,98
I,II - 1	-	384	1026	818	350	271	1005	3854	1,74/2,52
ВЭУ (ВЭС-1 «Элмотрон»)									
I - 3	-	1566	1693	1028	774	482	420	5963	2,68/3,89
I- 2	-	1041	1226	634	368	229	230	3728	1,68/2,43
I,II - 1	-	767	650	327	129	144	279	2296	1,03/1,50
ВЭУ (ВЭС-2 «Элмотрон»)									
I - 3	-	3131	2673	2056	1300	750	840	10750	4,84/7,02
I- 2	-	2082	1940	1268	647	357	460	6754	3,40/4,41
I,II - 1	-	1534	1026	654	217	224	558	4213	1,90/2,75
ВЭУ (ВЭС-5 «Элмотрон»)									
I - 3	-	5479	5346	5140	3431	2144	2100	23640	10,65/15,44
I- 2	-	4164	3879	3170	1629	1016	1150	15008	6,76/9,80
I,II - 1	-	2685	2052	1635	572	640	1395	8979	4,04/5,86
ВЭУ (АВЭУ-4 «Ветроэн»)									
I - 3	-	0	2851	3290	2477	1715	1680	12013	5,41/7,85
I- 2	-	0	2069	2029	1176	813	920	7007	3,16/4,58
I,II - 1	-	0	1037	1046	413	512	1116	4124	1,85/2,69
ВЭУ (Радуга - 008)									
I - 3	-	0	6415	8717	6863	4878	3360	30233	13,61/19,74
I- 2	-	0	4655	5376	3259	2311	1840	17441	7,85/11,39
I,II - 1	-	0	2462	2773	1456	1144	2232	10067	4,53/6,57
V_{min} =5 м/с, $V_{ном}$= 10 м/с (ВЭУ – V класса)									
ВЭУ (АВЭУ-16 «Ветроэн»)									
I - 3	-	0	5702	9869	8256	6003	6720	36550	16,46/23,87
I- 2	-	0	4137	6086	3920	2845	3680	20668	9,31/13,50
I,II - 1	-	0	2074	3139	1376	1792	4464	12845	5,79/8,39
ВЭУ (АВЭК-30 «Жаворонок»)									
I - 3	-	0	13721	22205	18370	13266	12600	80162	36,10/52,35
I- 2	-	0	9956	13694	8722	6287	6900	45559	20,52/29,75
I,II - 1	-	0	4990	7063	3960	3062	8370	27445	12,35/17,92

Примечание.1) I зона – 3 группа (7,3 м/с); I зона – 2 группа (5,6 м/с); I,II зоны – 1 группа (4 м/с);

2) Суммарная выработка ВЭУ при скорости ветра 14 м/с и выше, наблюдающиеся в данной зоне-группе;

3) Возможное время работы ВЭУ за год: в I зоне – 3 группе – 8639 часов, в I зоне - 2 группе – 6609 часов, в I,II зоне - 1 группе – 5005 часов.

Характер кривых потенциальной выработки ВЭУ определяют основные показатели характеристик скорости ветра для типов ВЭУ (скорость включения, расчетная скорость ветра), повторяемость скорости ветра в различных зонах. Наибольшая выработка ВЭУ в

рассматриваемых зонах достигается при наибольшей повторяемости соответствующих скоростей ветра (рис.5.11–5.15). Обобщенные данные потенциальной выработки для рассмотренных типов ВЭУ сведены в табл. 2.11 и варьируются в широких пределах.

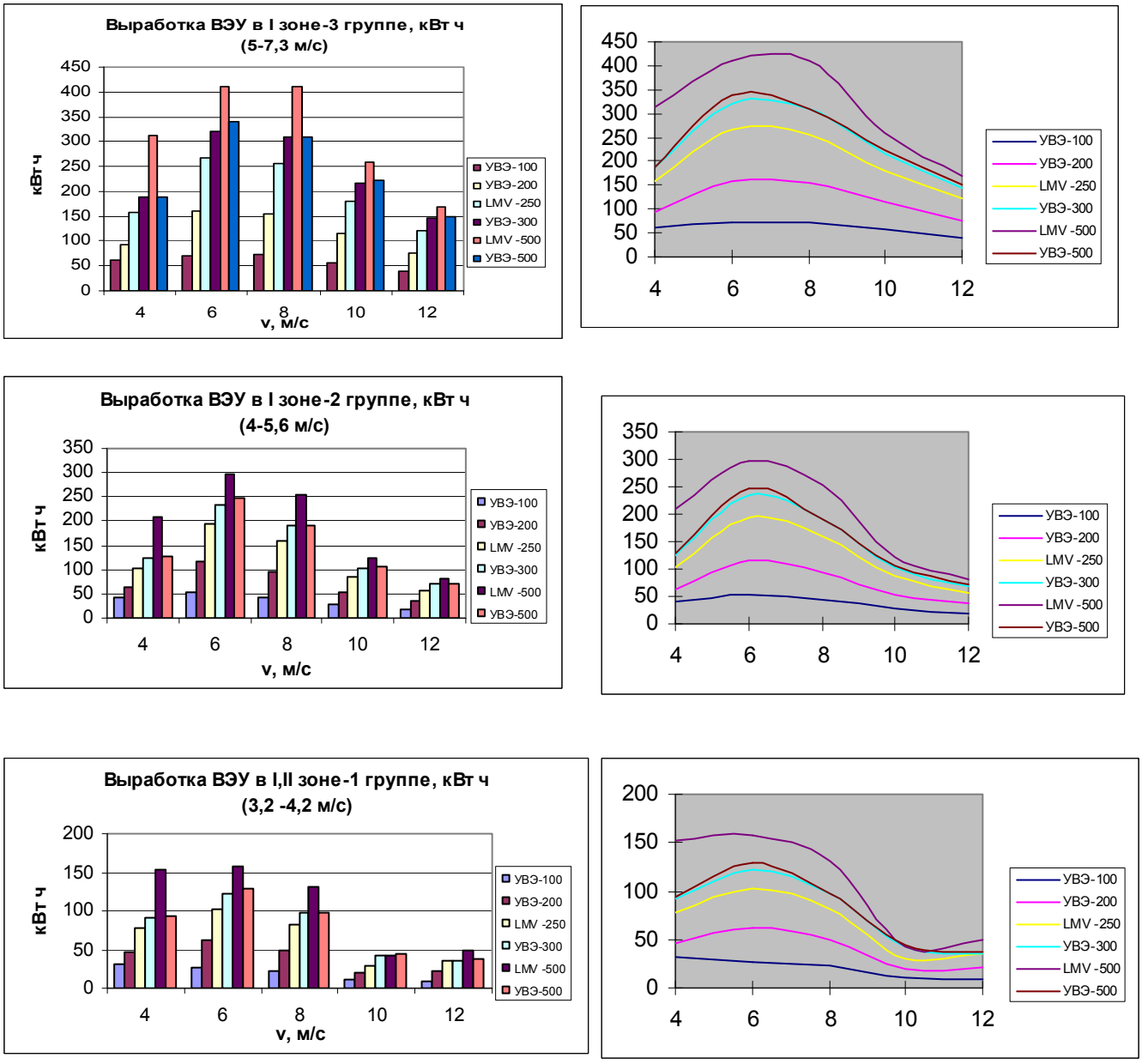


Рис. 5.11. Годовая потенциальная выработка ВЭУ мощностью до 1 кВт, кВт ·ч

Как показывают гистограммы для ВЭУ мощностью до 1 кВт:

- при среднегодовой скорости ветра 5-7,3 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 38 – 411 кВт·ч;

- при среднегодовой скорости ветра 4-5,6 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 18 – 297 кВт·ч;

- при среднегодовой скорости ветра 3,2-4,2 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 9 – 157 кВт·ч;

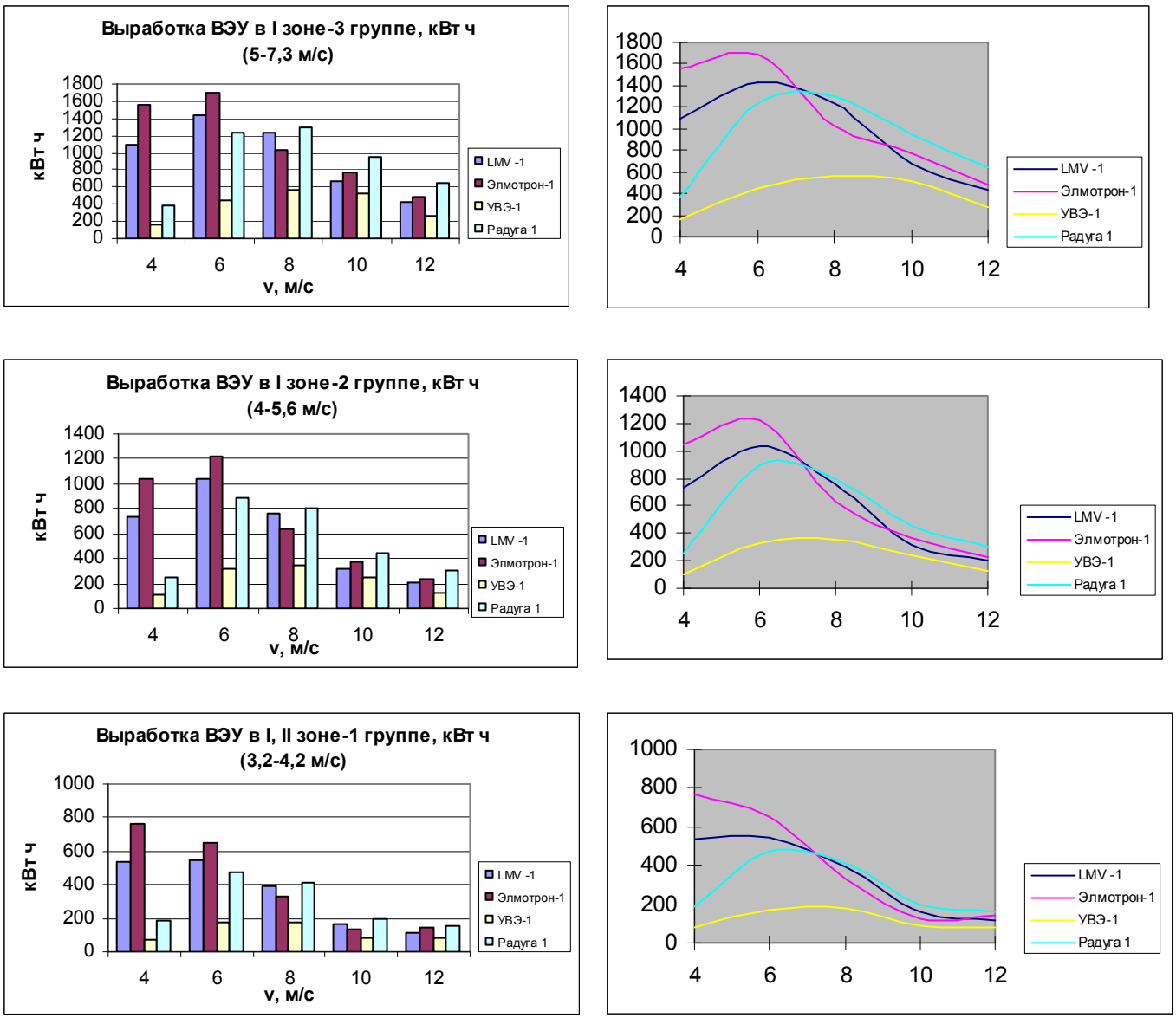


Рис.5.12. Годовая потенциальная выработка ВЭУ мощностью 1 кВт, кВт· ч

Как показывают гистограммы для ВЭУ мощностью 1 кВт:

- при среднегодовой скорости ветра 5-7,3 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 157 – 1693 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 4-5,6 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 104 – 1226 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 3,2-4,2 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 77 – 767 кВт·ч;

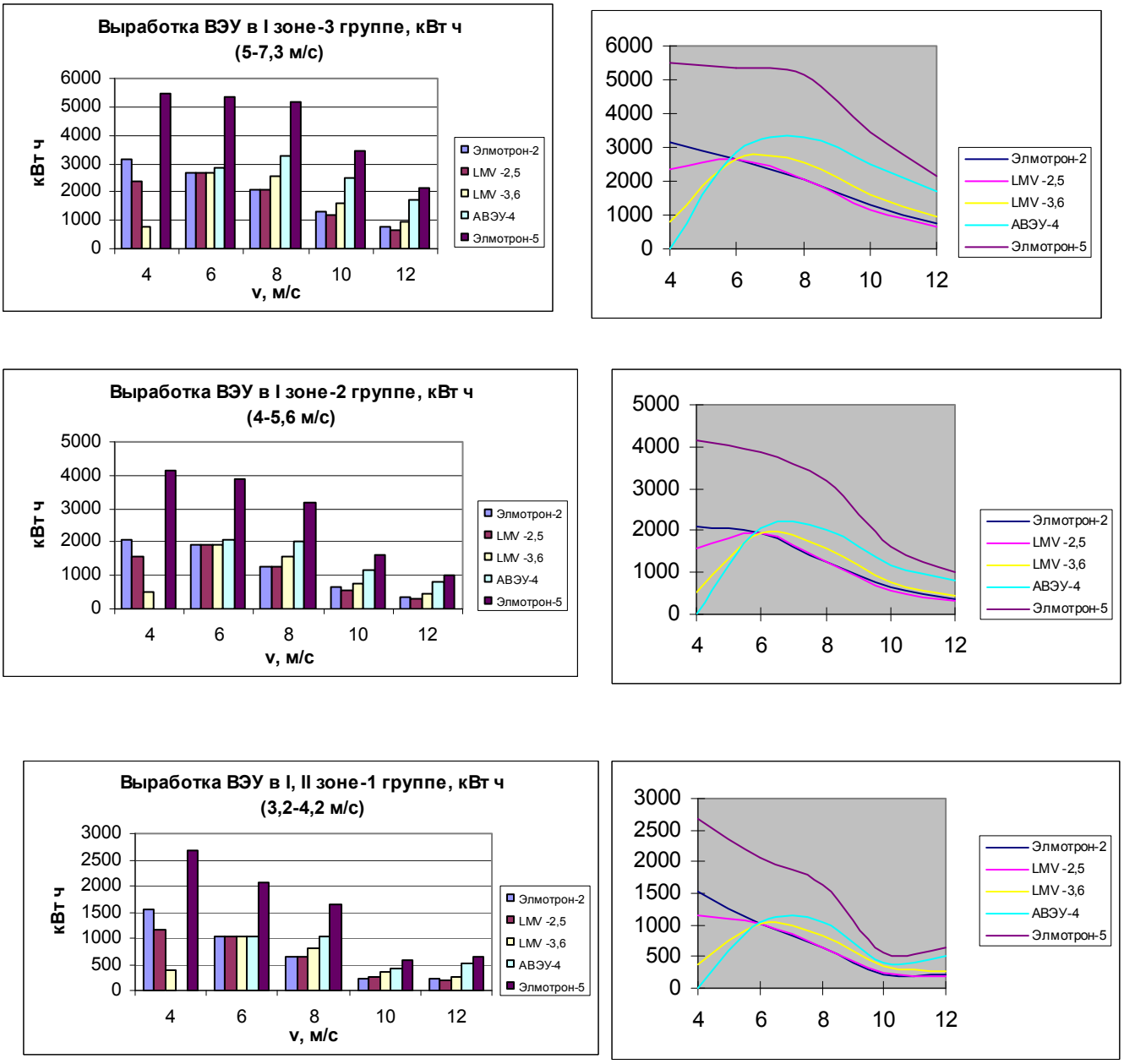


Рис.5.13. Годовая потенциальная выработка ВЭУ мощностью до 5 кВт, кВт ·ч

Как показывают гистограммы для ВЭУ мощностью до 5 кВт:

- при среднегодовой скорости ветра 5-7,3 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 670 – 5479 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 4-5,6 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 318 – 4164 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 3,2-4,2 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 197 – 2685 кВт·ч;

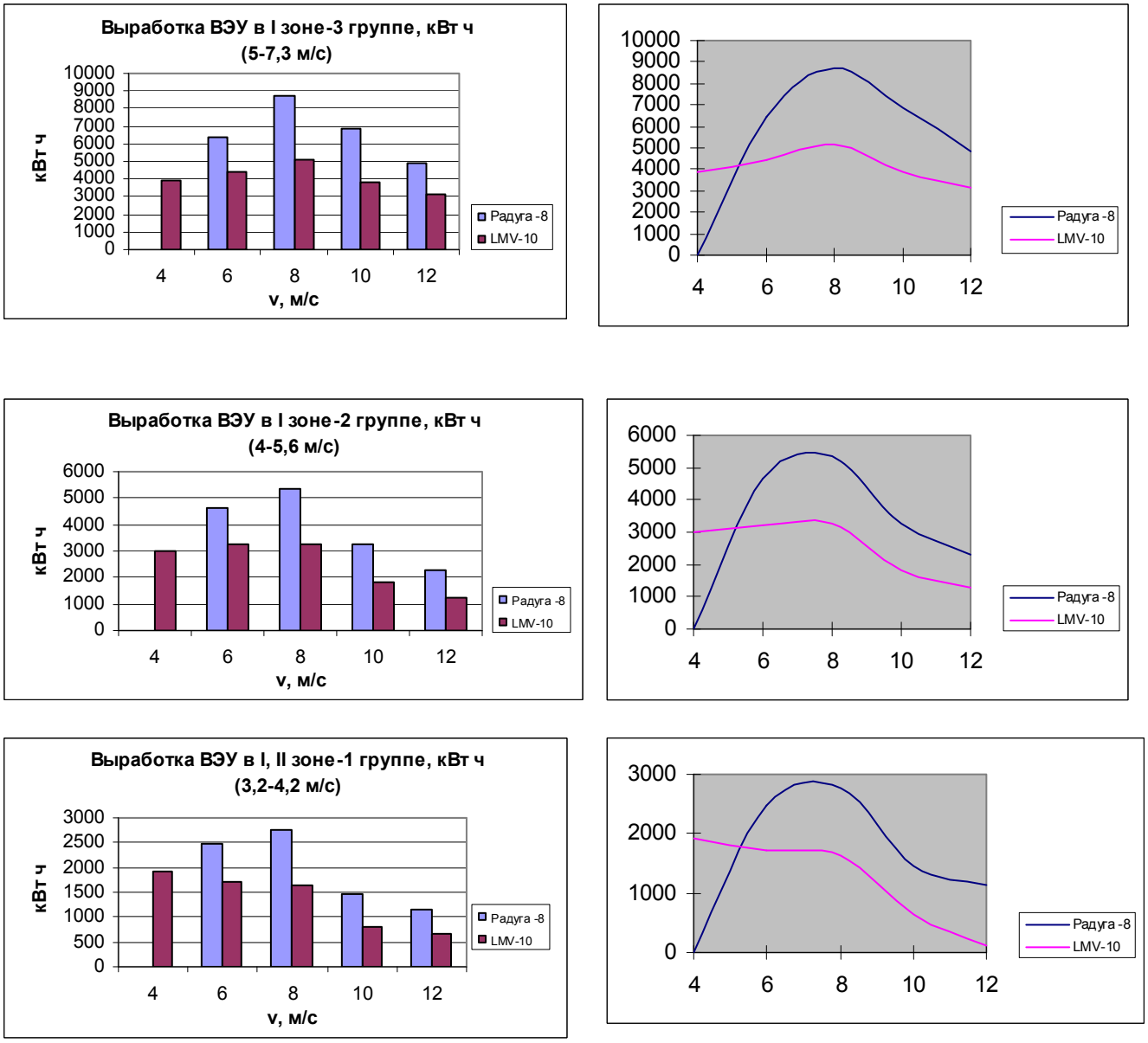


Рис.5.14. Годовая потенциальная выработка ВЭУ мощностью до 10 кВт, кВт ·ч

Как показывают гистограммы для ВЭУ мощностью до 10 кВт:

- при среднегодовой скорости ветра 5-7,3 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 3121 – 8717 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 4-5,6 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 1270 – 5376 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 3,2-4,2 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 103 – 2773 кВт·ч;

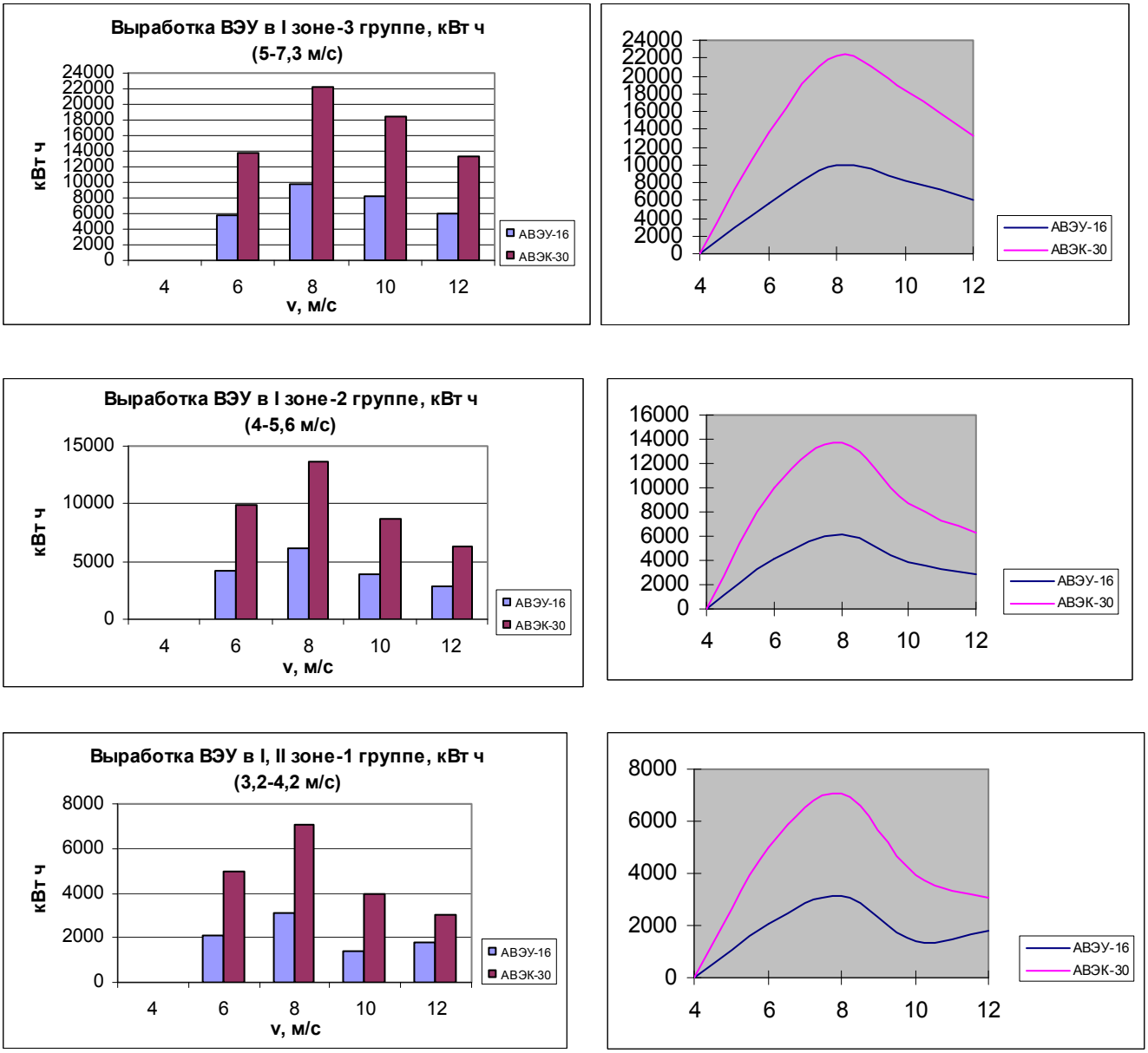


Рис.5.15. Годовая потенциальная выработка ВЭУ мощностью до 30 кВт, кВт ·ч

Как показывают гистограммы для ВЭУ мощностью до 30 кВт:

- при среднегодовой скорости ветра 5-7,3 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 5702 – 22205 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 4-5,6 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 2845 – 13694 кВт·ч;
- при среднегодовой скорости ветра 3,2-4,2 м/с могут вырабатывать электроэнергию в диапазоне 1376 – 7063 кВт·ч.

Таблица 5.10

Потенциальная годовая выработка ВЭУ в различных ветровых зонах, кВт·ч/год

Мощность ВЭУ, кВт	I – 3 группа	I – 2 группа	I,II – 1 группа
До 1	372 – 1 876	231 – 1 173	156 – 777
1	2 449 – 5 860	1 478 – 3 858	974 – 2 296
До 5	10 128 – 23 640	6 091 – 15 008	3 854 – 8 979
До 10	25 550 – 30 233	15 957 – 17 441	9 870 – 10 067
До 30	36 550 – 80 162	20 668 – 45 559	12 845 – 27 445

Исходя из приведенного анализа наибольшую выработку электроэнергии в группе ВЭУ мощностью 1 кВт дают установки серии «ЛМВ» и «Элмотрон» при скоростях ветра 4-6 м/с, при больших скоростях ветра – серии «Радуга». В группе установок мощности до 10 кВт в диапазоне скорости ветра 4-12 м/с наибольшую выработку энергии можно получить от установки серии «Радуга», имеющей меньший параметр расчетной скорости ветра. Для массового внедрения ВЭУ в районы Якутии наиболее перспективны установки со скоростью трогания 3 м/с.

Важной характеристикой одновременно самой ВЭУ и ветровой энергии является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), (5.2), установки [137]. Для наиболее перспективных и целесообразных для внедрения ВЭУ рассчитан КИУМ в различных ветропотенциальных зонах (табл. 5.11).

$$K = \frac{\langle N \rangle}{N_p}, \qquad (5.2)$$

где $\langle N \rangle = N_p \left[\sum_{v_i \geq v_{\min}}^{\prec v_{ном}} \frac{(v_i - v_{\min}) \cdot t_i}{(v_{ном} - v_{\min})} + \sum_{v_i \geq v_{ном}}^{\prec v_{\max}} t_i \right]$ – средняя мощность ВЭУ (или ее математическое ожидание); t_i – повторяемость скорости ветра; N_p – установленная мощность ВЭУ.

Таблица 5.11

Расчетный КИУМ для различных типов ВЭУ

Тип ВЭУ	N, кВт	КИУМ*			
		зима	осень	весна	лето
УВЭ	0,1	0,71/0,62/0,40/0,12	0,69/0,70/0,46/0,2	0,54/0,58/0,40/0,13	0,54/0,58/0,46/0,2
	0,2	0,72/0,47/0,30/0,13	0,67/0,53/0,35/0,2	0,52/0,44/0,30/0,14	0,52/0,44/0,35/0,2
	0,3	0,90/0,61/0,50/0,13	0,87/0,74/0,70/0,2	0,68/0,60/0,50/0,14	0,68/0,60/0,70/0,2

	0,5	0,62/0,72/0,36/0,14	0,60/0,82/0,50/0,2	0,54/0,79/0,36/0,15	0,54/0,79/0,50/0,2
	1	0,63/0,43/0,35/0,14	0,59/0,44/0,49/0,2	0,44/0,35/0,35/0,15	0,44/0,35/0,49/0,2
ЛМВ	0,25	0,91/0,62/0,40/0,17	0,88/0,70/0,46/0,2	0,67/0,58/0,40/0,18	0,67/0,58/0,46/0,2
	0,5	0,97/0,52/0,46/0,2	0,97/0,54/0,60/0,3	0,85/0,40/0,46/0,2	0,85/0,40/0,60/0,3
	1	1/1/0,80/0,70	1/1/0,95/0,80	1/0,90/0,80/0,70	1/0,90/0,95/0,80
	2,5	0,90/0,64/0,48/0,32	0,90/0,70/0,68/0,40	0,85/0,61/0,48/0,32	0,85/0,61/0,68/0,40
	3,6	0,88/0,53/0,50/0,22	0,87/0,60/0,61/0,28	0,72/0,50/0,50/0,22	0,72/0,50/0,61/0,28
	10	0,90/0,64/0,57/0,36	0,89/0,68/0,65/0,33	0,70/0,62/0,57/0,36	0,70/0,62/0,65/0,33
Радуга	1	1/0,73/0,55/0	1/0,76/0,61/0,12	0,95/0,71/0,55/0	0,95/0,71/0,61/0,12
	8	1/0,50/0,43/0	1/0,53/0,60/0	0,63/0,48/0,43/0	0,63/0,48/0,60/0
Элмотрон	1	1/0,57/0,44/0	0,83/0,60/0,63/0	0,75/0,55/0,44/0	0,75/0,55/0,63/0
	5	1/0,55/0,48/0	0,80/0,59/0,60/0	0,65/0,54/0,48/0	0,65/0,54/0,60/0
АВЭУ	4	0,96/0,45/0,38/0	0,66/0,50/0,50/0	0,52/0,42/0,38/0	0,52/0,42/0,50/0
	16	0,76/0,24/0/0	0,46/0,25/0,10/0	0,30/0,21/0/0	0,30/0,21/0,10/0
ВТН	8	0,82/0,50/0,46/0	0,58/0,53/0,58/0,1	0,48/0,49/0,46/0	0,48/0,49/0,58/0,1
Жаворонок	30	1/0,47/0,23/0	0,80/0,50/0,60/0	0,61/0,43/0,23/0	0,61/0,43/0,60/0

Примечание. *Прибрежная зона/Iзона – 3 группа/Iзона-2 группа/I,II зона – 1 группа.

Высокая расчетная скорость ветра большинства ВЭУ ограничивает максимальный показатель КИУМ в ветропотенциальных зонах. Необходимость предусмотрения аккумулирующего устройства в составе ВЭУ обусловит независимую работу установки, обеспечивая покрытие основной нагрузки без участия ДЭС. В данном случае ВЭУ может быть использована для полноценной замены обычных энергоустановок для малых сельских потребителей в прибрежной и I ветропотенциальной зоне, соответственно в I децентрализованной зоне.

Создание автономных ВЭУ в улусах, удаленных от централизованных энергосетей требует технико-экономического обоснования, позволяющего определить целесообразность использования ветроэнергетического потенциала при существующих традиционных системах. Для этого необходимо определить региональные критерии оценки экономической эффективности и конкурентоспособности по сравнению с ДЭС в пунктах приоритетного внедрения ВЭУ.

5.3. Технико-экономическое обоснование децентрализованного электроснабжения от ветроэлектростанций

Ветровая энергия представляет один из наиболее дешевых возобновляемых источников энергии. При 30% ежегодном среднем темпе роста в течение последних шести лет ветроэнергетика является наиболее быстрорастущим источником энергии в мире, хотя она все еще обеспечивает малую долю мирового энергоснабжения. Продолжающийся рост технологии значительно подкрепляется ее устойчиво улучшающейся стоимостной конкурентоспособностью [96].

Экономический потенциал ветровой энергии характеризуется величиной годового поступления электрической энергии от перспективного использования ВЭУ, получение которой должно быть экономически оправдано при существующем уровне цен на производство, транспортировку и потребление энергии и топлива и соблюдение экологических норм [137] в децентрализованных зонах.

Стоимость установленной мощности возобновляемых источников энергии для конкретного региона включает стоимость производства соответствующего оборудования, расходы по его транспортировке на место установки и стоимость строительства. Определение стоимости установки, а также ресурса ее работы в натурных условиях, позволяет установить стоимость вырабатываемой полезной энергии и провести сравнение с другими источниками энергии, в первую очередь с традиционными в данном регионе [17,137].

Экономический эффект, обусловленный применением ВЭУ в электроснабжении децентрализованных зон республики, прежде всего, определяется экономией органического топлива.

ВЭУ в зависимости от ветроэнергетического потенциала и объемов электропотребления могут частично или полностью заменить традиционные энергоисточники. Поэтому стоимость электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ, следует сравнивать с топливной составляющей стоимости электроэнергии электростанций на органическом топливе. При достаточно высоких скоростях ветра условие экономической эффективности применения ВЭУ выполняется.

В табл. 5.12 приведены предварительные расчеты сравнительной эффективности ВЭУ для ветропотенциальных зон республики со средней многолетней скоростью ветра 3-7 м/с, и дизельных электростанций. Расчетные данные основываются на таких показателях современных ВЭУ (п.5.2), для которых, как правило, значение скорости трогания не выше 5 м/с и максимальной скорости не ниже 25 м/с. Высокий стоимостный показатель ВЭУ компенсируется отсутствием топливной составляющей, высоким КИУМ в ветронасыщенных зонах и продолжительным сроком службы.

Таблица 5.12

Технико-экономические показатели ВЭУ и традиционных электростанций

Показатель	ВЭУ	ДЭС децентрализованных зон
Установленная мощность, кВт	0,25 – 30	10 – 30
Стоимость установки, $/кВт	800 – 3000	256 – 575
КИУМ	0,1 – 1	0,09 – 0,7
Срок службы	20 лет	10-12 тыс. часов до кап. ремонта
Стоимость топлива, $/т.у.т. (на 2005 год)	0	> 775

Расход топлива, г /кВт◎ч	0	289 –600
C_T, $/ кВт◎ч	0	0,08 – 0,23
С, $/ кВт◎ч (на 2002 год)	–	0,16 – 0,27

Примечание. C_T – топливная составляющая стоимости энергии; С – общая стоимость энергии.

Основной подход в технико-экономических расчетах эффективности внедрения ВЭУ должен учитывать региональные особенности производства электроэнергии [120]: рассмотрение экономического эффекта использования автономных энергоустановок при учете регионального фактора стоимости топлива, регионального экологического фактора и срока окупаемости. При анализе экономической эффективности применения ВЭУ следует опираться на общепризнанные методики [25,40,87,100-103,107,110,155,185,187,188]. Методы, применяемые для технических и экономических оценок систем электроснабжения с ВЭУ, весьма различны по степени сложности и объему исходной информации.

В работе [176] предлагаются ориентировочные расчетные выражения некоторых параметров технико-экономического анализа внедрения ВЭУ в районах Якутии:

Годовые приведенные затраты по ДЭС:

$$З_Д = E_н K_Д + bN_Д h_Д З_т 10^{-3} + 1{,}3(\alpha_Д K_Д + Ш_Д N_Д A_Д) \quad , \qquad (5.3)$$

где $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности, 1/год;

$K_Д$ – капиталовложения в ДЭС, руб;

b – удельный расход топлива, кг у.т./кВт ч;

$N_Д$ – установленная мощность ДЭС, кВт;

$h_Д$ – число часов использования установленной мощности в год, ч/год;

$З_т$ – удельные затраты на топливо в районе ДЭС, руб./т.у.т.;

$\alpha_Д$ – норма амортизационных отчислений по ДЭС в долях от полных капиталовложений, 1/год;

$Ш_Д$ – штатный коэффициент на ДЭС, чел./кВт;

$A_Д$ – среднегодовая зарплата одного работника, руб./чел.год.

Для малых ВЭС годовые приведенные расчетные затраты с учетом расходов по ЛЭП составляют:

$$З_{В} = E_{Н}(K_{В} + K_{Л}) + 1{,}3(\alpha_{В} K_{В} + Ш_{В} N_{В} A_{В}) + Э_{П} C_{Э} + 1{,}3\ (\alpha_{Л} K_{Л} + Ш_{Л} L_{Л} A_{Л}),\quad (5.4)$$

где $K_{В}$ и $K_{Л}$ – капиталовложения в ВЭС и ЛЭП, руб.;

$\alpha_{В}$ и $\alpha_{Л}$ – норма амортизационных отчислений по ВЭС и на ЛЭП в долях от полных капиталовложений, 1/год;

$Ш_{В}$ и $Ш_{Л}$ – штатный коэффициент на ВЭС и ЛЭП, чел./кВт и чел./км;

$N_{В}$ – мощность ВЭС, кВт;

$A_{В}$ и $A_{Л}$ – среднегодовая зарплата одного работника на ВЭС и на ЛЭП, руб./чел.год;

$Э_{П}$ – электрические потери в ЛЭП, кВт·ч/год;

$C_{Э}$ – стоимость электроэнергии, руб./кВтч;

$L_{Л}$ – длина ЛЭП, км.

Малая ВЭС окажется экономически эффективна, если при равенстве годовой выработки электроэнергии ВЭС и ДЭС будет выполнено условие $З_{В} \le З_{Д}$. Предельные удельные капиталовложения в ВЭС $K_{В}$ будут определяться при равенстве $З_{В} = З_{Д}$. Принимая [149] $E_{Н}$ = 0,12, $\alpha_{Д}$ = 0,10 и $\alpha_{В}$ = 0,05 1/год, а также пренебрегая потерями энергии в ЛЭП для близлежащих потребителей, получим выражение вида:

$$K_{В} = \frac{1{,}3}{h_{Д}} K_{Д} + 5{,}4 \cdot 10^{-3} \cdot h_{В} b З_{Т},\quad (5.5)$$

В некоторых работах технико-экономическое обоснование параметров ВЭУ рассматривает удельные расчетные затраты (2.6). По своему экономическому содержанию этот показатель представляет собой отпускную стоимость электроэнергии, которую необходимо назначить, чтобы капиталовложения в ВЭУ окупились в нормативный срок, равный 8,3 года [165].

$$З_{У} = З / Q_{ВЭУ} = E \times K / Q_{ВЭУ} + И / Q_{ВЭУ};\ \text{руб./кВтч},\quad (5.6)$$

где $З_{У}$ – удельные расчетные затраты;

$З$ – расчетные затраты для ВЭУ, включающие в себя стоимость ВЭУ, укомплектованную регулятором напряжения, инвертором, аккумуляторной батареей, стоимостью монтажа, транспортные расходы;

$Q_{ВЭУ}$ – годовая выработка электроэнергии ВЭУ, определяемая по кривым повторяемости скорости ветра;

$К$ – капитальные вложения;

$И$ – ежегодные издержки, складывающиеся из амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт, затрат на приобретение обтирочных и смазочных материалов и расходов на эксплуатацию;

$Е$ – нормативный коэффициент эффективности для объектов энергетики, принятый равным 0,12.

При проведении технико-экономических расчетов для автономных энергосистем ограниченной мощности очень важно учитывать возможное несовпадение графиков выработки и потребления энергии, вызванное случайным и прерывистым характером работы ВЭУ. При этом вероятны два основных случая: 1) в момент максимальной потребности в энергии ВЭУ либо простаивает, либо вырабатывает энергию на малой мощности (при слабых скоростях ветра); 2) при сильных скоростях ветра ВЭУ вырабатывает избыточную энергию, которая не может быть потреблена в конкретный момент времени. Оба эти обстоятельства диктуют необходимость в дублирующем энергоисточнике и устройстве аккумулирования.

Общий экономический эффект внедрения малых ветроэлектростанций в децентрализованные зоны требует оценки масштабов их применения на территории Якутии.

Реальный потребитель внедряемой системы – население малых сельских пунктов. Малонаселенные пункты, то есть 1,05 тыс. семей, проживающих в сельской местности необходимо обеспечить электроэнергией от автономной ВЭУ. Минимальная суточная потребность семьи в сельской местности составляет в среднем 2,5 кВт·ч. Поэтому потребуется около 1512-3780 кВт·ч суммарной электроэнергии в сутки. Широко внедряя ВЭУ малой мощности, можно добиться энергетической независимости поселков и хозяйств, отдаленных от централизованного электроснабжения.

Оценка вовлечения в децентрализованное электроснабжение энергоисточников на основе ветроэнергетического потенциала позволит определить объем ежегодного вытеснения дизельного топлива, дорогостоящего для республики.

Приведенное технико-экономическое обоснование позволяет сделать вывод о конкурентоспособности ВЭУ в децентрализованных зонах с высокой топливной составляющей себестоимости электроэнергии, вырабатываемой существующими ДЭС. Надежность

электроснабжения от ВЭУ, при варьируемых показателях скорости ветра, является обуславливающим фактором для необходимости выбора различных вариантов автономных систем электроснабжения на базе ВЭУ с участием резервных или дополнительных энергоисточников. Для определения рекомендуемого диапазона мощности и характеристик ВЭУ из классифицированного ряда для электроснабжения групп малых потребителей необходимо сопоставить графики нагрузки и потенциальной выработки установки в исследуемых децентрализованных зонах.

6. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН ЯКУТИИ

6.1. Выбор мощности ветроэлектростанций

Эффективность использования ВЭУ велика у потребителей, расположенных в отдаленных районах с высокой (вследствие транспортных расходов) стоимостью органического топлива – присутствующий фактор результатов анализа децентрализованных зон республики. Но не менее важным фактором, оказывающим влияние на эффективность применения ВЭУ в автономной энергосистеме, является величина потребляемой мощности и степень ее неравномерности во времени. Если при некотором значении стоимости органического топлива использование энергии ветра окажется целесообразным, то [100] с увеличением количества ВЭУ интегральный эффект (экономия затрат) будет возрастать до тех пор, пока при мощности, вырабатываемой установкой, большей потребляемой мощности часть энергии не окажется «избыточной» или не начнет использоваться менее эффективно. Величина установленной мощности ВЭУ, при которой экономия затрат достигнет максимума, будет определяться зависимостью потребляемой мощности от времени ее использования.

Основным фактором, определяющим эффективность ВЭУ в автономной энергосистеме, является согласование режимов генерирования и потребления электрической энергии.

Показатели, определяющие объемы потребления энергии, весьма различны и их влияние трудно заранее предусмотреть и классифицировать. К тому же, первоочередной целью использования ВЭУ в децентрализованных районах республики является их внедрение в основном для электроснабжения малых населенных пунктов с преобладанием коммунально-бытовой нагрузки, что позволяет произвести классификацию в зависимости от числа жителей в этих пунктах. Различная направленность сферы деятельности и присутствие малых производственных предприятий (совхозов) отражается на объемах нагрузки при меньшем показателе в летнее время года.

Расчет потенциальной выработки ВЭУ в разных ветропотенциальных зонах для построения графиков основан на справочных материалах [147, 148] и анализа (гл. 5, табл. 5.2) суточного хода скорости ветра на территории республики.

Обработка часовых записей скоростей ветра и продолжительностей рабочих часов для пиковых периодов суток при каждой среднесуточной скорости ветра для наиболее характерных пунктов разных ветровых зон отражена в графических результатах (рис.6.1)

при построении совмещенных графиков выработки и нагрузки перспективных ВЭУ (для проведения практических расчетов обеспеченности графиков потребления за счет энергии ветра).

Энергетическая эффективность применения ВЭУ наиболее сильно зависит от ветровых условий, неравномерности и плотности графика нагрузки.

Электрическая нагрузка во всех пунктах имеет ярко выраженный сезонный характер и сравнительно непостоянный суточный график. Отличительной особенностью сельских ДЭС, рассматриваемых пунктов, является колебание нагрузок в течение суток, когда нагрузка снижается в ночные часы и повышается в утренние и вечерние (большая разница в суточной нагрузке объясняется особенностями сельскохозяйственного производства и отсутствием промышленности).

В небольших поселках электрическая нагрузка определяется в основном коммунально-бытовым потреблением, вследствие чего график характеризуется высокой вероятностью малых нагрузок и большой неравномерностью. С увеличением размеров населенного пункта возрастает доля производственной нагрузки, степень комфортности жилья, в том числе бытовых агрегатов, работающих в ночное время. Это приводит к выравниванию графика нагрузки. Наиболее типичные для рассматриваемых населенных пунктов графики нагрузки представлены на рис. 6.1. а-е.

Графики показывают большие колебания нагрузки в течение года: увеличение нагрузки в зимнее время и уменьшение в летнее (табл. 6.1). На величину нагрузки оказывают влияние и постоянно вводимые ограничения по недостатку топлива и отключение потребителей неплательщиков. Такие колебания нагрузки отрицательно сказываются на работе ДЭС и их экономических показателях.

Таблица 6.1

Расчетное электропотребление для пунктов различной численности

Численность	сезон	Электропотребление, кВт ·ч			
		сутки	месяц	сезон	год
3-10 человек	Осень-зима	1,28	38,4	115,2	378
	Весна-лето	0,82	24,6	73,8	
3-10 человек	Осень-зима	5,5	165	495	1692
	Весна-лето	3,9	117	351	
3-10 человек	Осень-зима	25,95	778,5	2335,5	9054
	Весна-лето	24,35	730,5	2191,5	
11-25 человек	Зима	70,85	2125,5	6376,5	19210,5
	Осень	66,6	1998	5994	
	Весна	52,5	1575	4725	
	Лето	23,5	705	2115	
26-50 человек	Зима	148	4440	13320	37872
	Осень	113,45	3405	10215	

	Весна	90,2	2706	8118	
	Лето	69,1	2073	6219	
51-100 человек	Зима	430,5	12915	38745	86715
	Осень	286	8580	25740	
	Весна	171	5130	15390	
	Лето	76	2280	6840	

Для проведенной по численности потребителей классификации представлены типовые графики сезонной нагрузки в совокупности с расчетными пиковыми точками возможной выработки различных типов ВЭУ (рис.6.1), где P_{min} –минимальный (базовый) уровень нагрузки в сутки, кВт; P_{max} –максимальная (пиковая) мощность в сутки, кВт:

1) Численность $3< N<10$

потребитель – оленеводы, рыболовы, охотники (рис.6.1.а)

вид нагрузки – освещение, телерадиовещание

	P_{min}	P_{max}
зима-осень	0,06	0,2
весна-лето	0,06	0,16

потребитель – оленеводы, рыболовы, охотники, индивидуальные потребители (рис.6.1.б)

вид нагрузки – освещение, телерадиовещание, приготовление пищи

	P_{min}	P_{max}
зима-осень	0,1	1
весна-лето	0,1	0,76

потребитель – оленеводческие бригады, индивидуальные хозяйства, полевые станы (рис.6.1.в)

вид нагрузки – освещение, телерадиовещание, приготовление кормов и пищи

	P_{min}	P_{max}
зима-осень	0,3	3
весна-лето	0,1	3

Для потребителей **первого типа** характер распределения выработки перспективных малых ВЭУ (до 5 кВт) удовлетворяет минимальным объемам электропотребления при расположении данных пунктов в прибрежных районах республики и I зоне – 3 группе. В других случаях (I зона - 2 группа, II зона) в осенне-зимний сезон относительно низкий ветровой потенциал в вечернее время суток приводит к малой выработке ВЭУ и требует в их составе обязательного наличия аккумуляторной батареи (АБ).

2) Численность $11< N<25$

потребитель – мелкие животноводческие фермы, хозяйства (рис.6.1.г)

вид нагрузки – освещение, телерадиовещание, приготовление кормов и пищи, технологические нужды

	P_{min}	P_{max}
зима	1	5
весна	0,5	4
лето	0,5	2,75
осень	0,5	5

Для потребителей **второго типа** графики показывают, что в I зоне – 2 и 3 группе могут быть использованы ВЭУ (8-10 кВт) как полноценные и единственные источники электроэнергии. Во II зоне необходимо предусмотреть дополнительный источник энергии (бензиновый или дизельный агрегат), в связи с недостаточной выработкой ВЭУ в осенне-зимний сезон.

3) Численность $26< N<50$

потребитель – мелкие и средние животноводческие фермы, хозяйства (рис.6.1.д)

вид нагрузки – освещение, телерадиовещание, приготовление кормов и пищи, технологические нужды

	P_{min}	P_{max}
зима	3	10
весна	1,5	8
лето	1,5	5,5
осень	2	10

Для потребителей **третьего типа** в I зоне – 2 и 3 группе ВЭУ полностью обеспечивают электроэнергией потребителей только в летний сезон, в остальные сезоны за исключение второй половины суток, что потребует включения дополнительных агрегатов для источника энергии, либо для зарядки АБ. Во II зоне целесообразно внедрение автономных комплексных систем.

4) Численность $51< N<100$

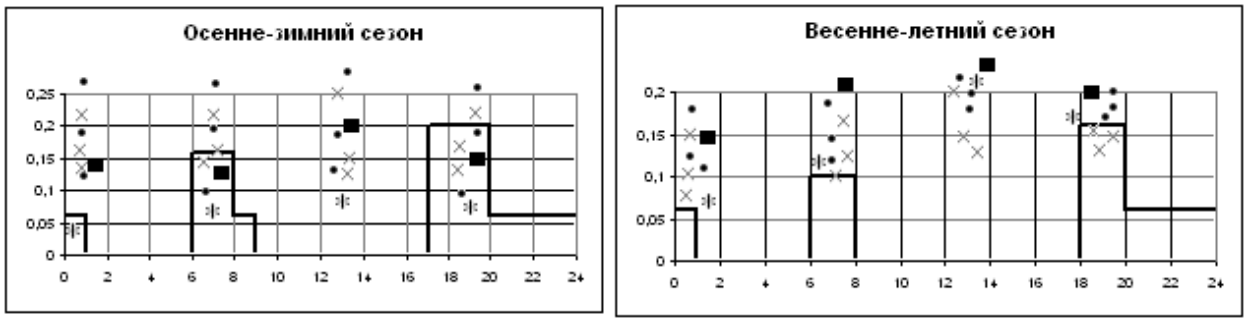
потребитель – крупные животноводческие фермы, хозяйства, зверосовхозы, усадьбы совхозов, лесопромышленные агрегаты (рис.6.1.е)

вид нагрузки – освещение, телерадиовещание, приготовление кормов и пищи, технологические нужды, электродвигатели

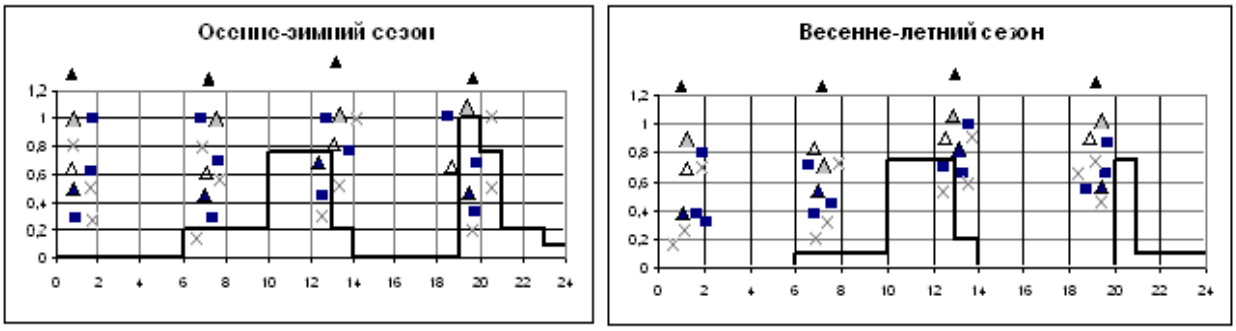
	P_{min}	P_{max}
зима	10	27
весна	8	13
лето	2	8

осень 10 18

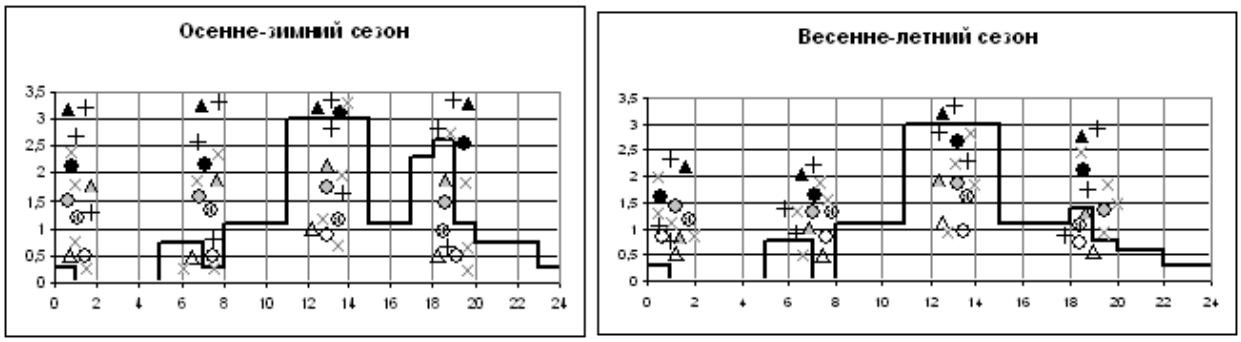
Для потребителей **последнего типа** полностью покрывает нагрузку в I зоне – 3 группе выработка ВЭУ (30 кВт) во все сезоны, кроме вечернего периода суток в зимний сезон. Использование данной установки и установки, мощностью 10 кВт, возможно при условии внедрения автономных комплексных систем.



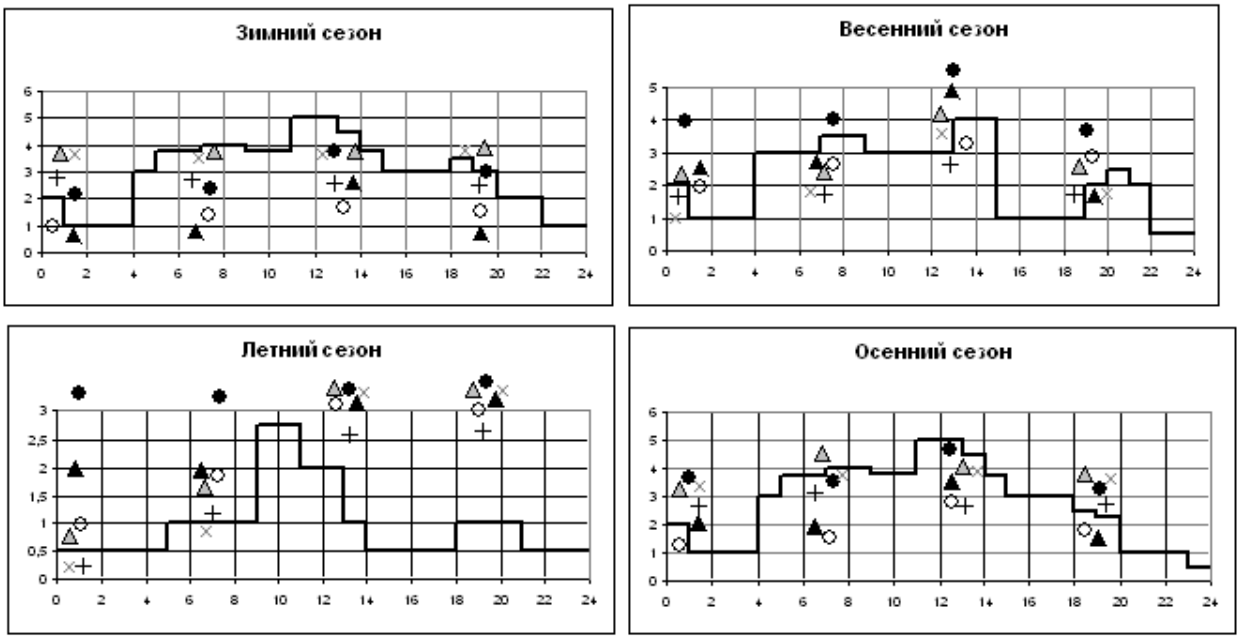
а) ЛМВ-250 ×; УВЭ-300 •; ЛМВ-500 ■; УВЭ-1 *.



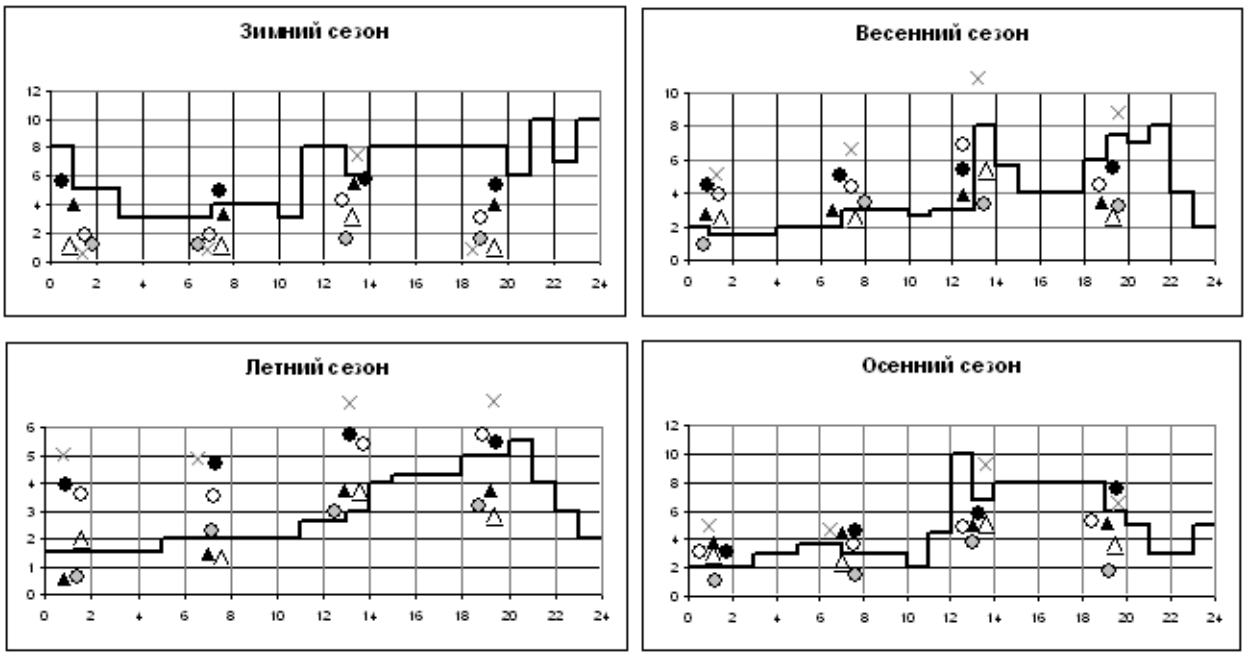
б) ЛМВ-1 ▲; Радуга-1 ■; Элмотрон-1 ×.



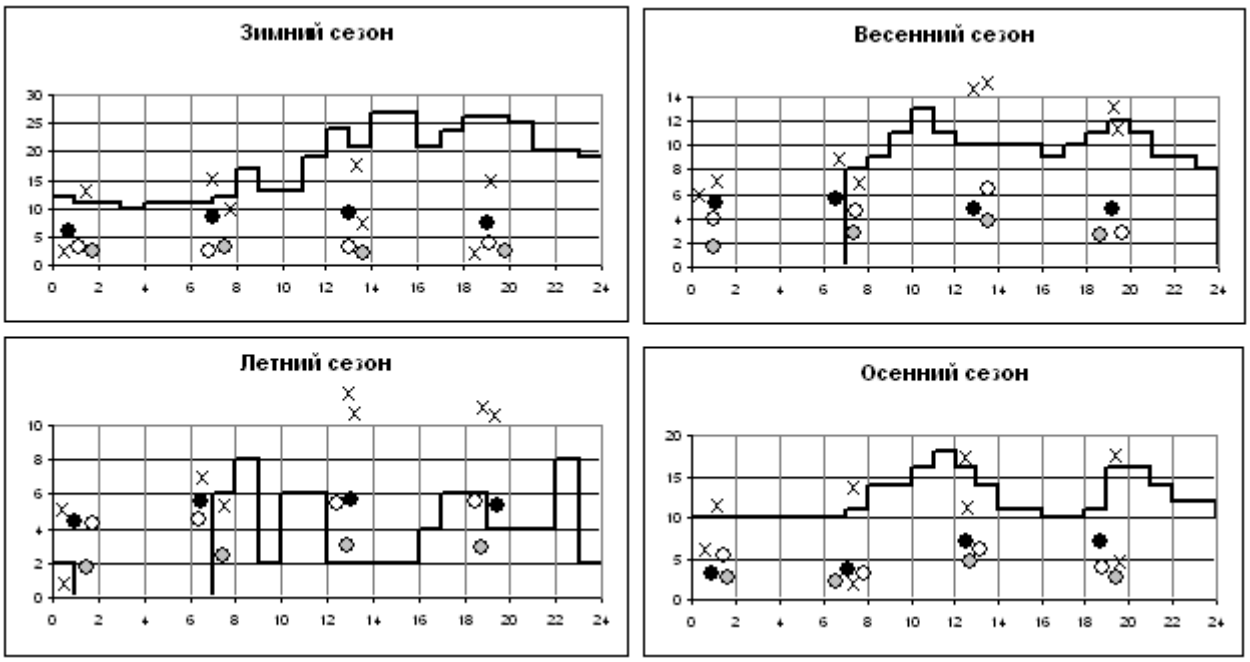
в) ЛМВ-2,5 ○; ЛМВ-3,6 ×; АВЭУ-4 Δ;Элмотрон-5 +.



г) Элмотрон-5 +; ВТН-8 Δ; Радуга-8 ×; ЛМВ-10 ○.



д) ВТН-8 Δ; ЛМВ-10 ○; Жаворонок-30 ×.



е) ЛМВ-10 ○; Жаворонок-30 ×.

Рис. 6.1. Типичные суточные графики производства и потребления электроэнергии.

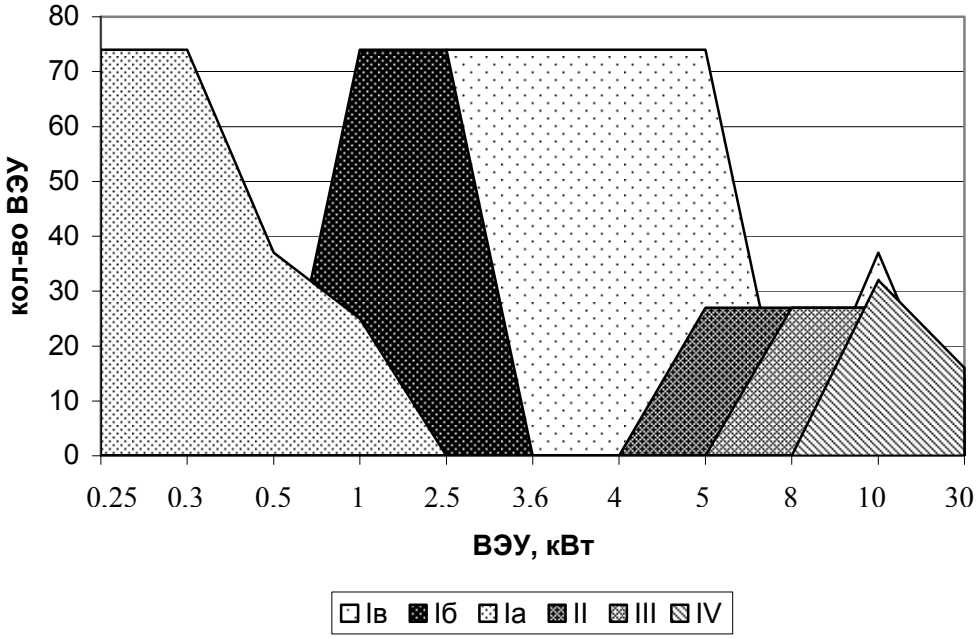
Расчеты и анализ типовых графиков производства и потребления энергии показали возможные варианты электрической нагрузки для малых потребителей (табл. 6.2, рис.6.2).

Таблица 6.2

Диапазон рекомендуемой мощности ВЭУ для объектов с максимумом электрической нагрузки Р кВт

Зона-группа	P=0,2	P=1	P=3	P=5	P=10	P=27
V_{min} =2-5 м/с, $V_{ном}$= 7-12 м/с						
I*	0,2-0,3	1	2,5-5	-**	-	-
V_{min} =2-5 м/с, $V_{ном}$= 7-10 м/с						
I -3	0,3-0,5	1	2,5-5	5-10	8-10	10-30
V_{min} =2-4,5 м/с, $V_{ном}$= 6-10 м/с						
I-2	0,5-1	1-2,5	3,6-5	8-10	8-10	10-30
V_{min} =2-3 м/с, $V_{ном}$= 5-7 м/с						
I,II-1	1	1-2,5	3,6-10	10	10	30

Примечание. I* - прибрежные районы зоны;
-** - отсутствие населенных пунктов с заданной нагрузкой



Iа, б, в – населенные пункты 3< N<10 при 1, 2, 3 варианте нагрузки;
II – населенные пункты 11< N<25; III – населенные пункты 26< N<50;
IV – населенные пункты 51< N<100;

Рис. 6.2. Диаграмма целесообразного распределения различных типов ВЭУ в децентрализованных зонах

Для поставленных задач децентрализованной ветроэнергетики Якутии определены наиболее перспективные типы ветроэлектростанций со следующими характеристиками, варьируемыми в зависимости от классификации потребителя определенной ветровой зоны: 0,2< N <30 кВт; h >10 м; V_{min} ≤4,5 м/с; $V_{ном}$=5-12 м/с; V_{max}>25м/с.

Относительно низкая энергетическая плотность ветра на многих территориях республики и крайняя его изменчивость ведет к необходимости рассмотрения для каждого типа нагрузки потребителя расположенного в различных ветропотенциальных зонах:

- вариантов автономного электроснабжения, предусматривающих резервирование вырабатываемой ВЭУ энергии или присутствия дополнительного источника;
- выбора наиболее приемлемого и эффективного для внедрения варианта.

6.2. Варианты систем электроснабжения

Возможный дефицит мощности ВЭС в приведенных вариантах суточной нагрузки в осенне-зимний период предполагает рассмотрение различных вариантов автономных систем электроснабжения:

- при энергозатишьях и слабых ветрах ($v_{ср.сут} \prec v_{\min}$) источником питания являются ДЭС;

- при умеренных скоростях ветра – ВЭУ+ДЭС, ВЭУ+АБ+ДЭС, ВЭУ+АБ+БЭС;

- в периоды минимальной суточной нагрузки, на участках с повышенными скоростями ветра – ВЭУ, ВЭУ+АБ.

Для автономных энергосистем малой и средней мощности применение промежуточного (буферного) накопителя в ряде случаев является достаточным и наиболее эффективным решением проблемы увязки меняющихся мощностей энергопроизводства (ВЭУ) и энергопотребления, колеблющегося в зависимости от нужд потребителя, чем подключение специально создаваемого резерва генерирующего оборудования.

Практическое отсутствие гарантированной мощности у ВЭС в системах без резервирования может быть скомпенсировано введением аккумуляторов того или иного типа. Использование (аккумулятора) промежуточного накопителя в буферном режиме, позволяет осуществлять автономное управление (балансирование) производимой и потребляемой мощностями при переменных нагрузках. Для максимального использования энергии ветра предусмотрение аккумулятора дает возможность накапливать часть «избыточной» энергии, не востребованной нагрузкой и впоследствии использовать ее, передавая на электрическую нагрузку.

В зависимости от параметров нагрузки, силы ветра и заряда аккумулятора возможны следующие режимы работы:

1. Внешняя нагрузка отсутствует. ВЭУ работает только на заряд аккумуляторной батареи, что можно отобразить выражением 6.1д.

В данном случае такой режим работы характерен для наиболее неравномерных неплотных вариантов нагрузки, представляющих потребителей первого типа (рис. 6.1.а,б,в).

2. Сила ветра достаточна, чтобы питать нагрузку, но количество энергии, потребляемое нагрузкой меньше выработанной генератором. В этом случае неиспользованная часть энергии накапливается в аккумуляторе. ВЭУ заряжает батарею и одновременно питает внешнюю нагрузку (6.1б).

В большей степени такой режим характерен в ночное время, когда потребление электроэнергии минимально (рис. 6.1), а так же в утренние и вечерние периоды суток весенне-летнего сезона для некоторых видов нагрузки.

3. Сила ветра недостаточно велика, чтобы питать нагрузку. В этом случае недостающую часть энергии можно получить из аккумулятора: батарея будет разряжаться и параллельно с ВЭУ питать внешнюю нагрузку. Система управления проверит заряд аккумулятора, и, если он не разряжен, подключит его к схеме питания (6.1в).

Такой режим характерен при пиках потребления тока в нагрузке или в безветренные дни, когда даже относительно небольшая по величине нагрузка может полностью разрядить аккумулятор. Данный вариант присутствует во всех рассмотренных случаях типовых графиков нагрузки, особенно для потребителей расположенных в I -2,1 группе и II ветровой зоне в большей степени в зимний или осенне-зимний сезон для дневного или вечернего периода суток.

4. Ветер практически отсутствует. Аккумуляторная батарея питает внешнюю нагрузку одна (6.1г). Такой режим характерен в периоды безветрия – энергозатишья. В данном случае целесообразно учесть, что [168] попытка покрытия всех длительных, но редко повторяющихся периодов затиший может привести к неоправданно большим капиталовложениям на аккумулятор и недостаточно полному в течение года использованию его полезной емкости.

5. Сила ветра достаточно большая, чтобы энергии, выработанной в генераторе, хватило на нужды потребителей, но не вся энергия потребляется нагрузкой и аккумулятор заряжен (6.1а).

В этом случае необходимо решить вопрос с использованием избытка энергии.

6. Сила ветра достаточна, чтобы питать нагрузку. В этом случае, с учетом потерь в кабеле, аккумуляторе и инверторе, производимая энергия будет только покрывать потребляемую энергию и АБ необходима как резервный источник при малом периоде энергозатишья (6.1е).

Таким образом, АБ работает в смешанном режиме, в соответствии с вариантами выражения (6.1), переходящем с режима заряд-разряд в периоды отсутствия нагрузки или ветра, на режим постоянного подзаряда (буферный режим) при наличии ветра и нагрузки:

$$\begin{cases} а) \text{ если } E_{пр} \succ\succ E_{нт}, \quad \text{то } e = const \\ б) \text{ если } E_{пр} \succ E_{нт}, \text{ то } e = \text{var} - \textit{заряд} \\ в) \text{ если } E_{пр} \prec E_{нт}, \text{ то } e = \text{var} - \textit{разряд} \\ г) \text{ если } E_{пр} \approx 0, E_{нт} \neq 0, \text{ то } e = \text{var} - \textit{разряд} \\ д) \text{ если } E_{пр} \neq 0, E_{нт} = 0, \text{ то } e = \text{var} - \textit{заряд} \\ е) \text{ если } E_{пр} \geq E_{нт}, \quad \text{то } e = const - \textit{резерв} \end{cases}, \qquad (6.1)$$

где $E_{пр}$ – количество энергии, производимой ВЭУ, кВт·ч; $E_{нт}$ – количество потребляемой энергии, кВт·ч; e – величина емкости АБ, А·ч.

Расчет $E_{пр}$, производимой за сутки, опирался на показатели скоростей ветра в различные часы суток и среднемесячных скоростей при их попадании в доверительный интервал.

В буферном режиме АБ кроме основной функции (хранить энергию), выполняют так же и функцию стабилизации напряжения на нагрузке.

При решении вопросов, связанных с выбором типов аккумуляторов принимаются во внимание многие характеристики [169]: их относительный вес, удельные затраты, длительность хранения энергии и возможность ее потери при хранении, сложность энергетических преобразований для зарядки аккумулятора, безопасность эксплуатации и т.д.

В общем виде любую систему аккумулирования можно охарактеризовать следующими основными величинами:

- максимальной емкостью системы;

- максимальной скоростью зарядки и допустимыми уровнем и скоростью разрядки;

- эффективностью системы, ее КПД.

Основные требования, которые предъявляются к аккумулирующему устройству ветроустановки [169]:

- высокий КПД и малая стоимость на единицу запасаемой энергии;

- надежная и эффективная работа в условиях выработки ветроустановкой непостоянной по своим параметрам энергии (мощности);

- гарантированное покрытие заданного графика потребления с определенной (требуемой) обеспеченностью;

- простота устройства и технического обслуживания, высокая надежность в эксплуатации, безопасность.

При выборе АБ по прайс-листам фирм-производителей [126] рассматривались все характеристики. Преимущество батарей выбранного типа (тип – свинцовая; номинальное напряжение -12 В; рабочий диапазон -10,5-12,9 В, назначение-стартерная, срок службы-2–3 года, стоимость – 130 $; производитель- «Varta») – низкая стоимость, недостаток – небольшой срок службы.

Требуемая емкость аккумулятора зависит от типа и характеристик ВЭУ; режимов ветра, условий и схемы использования ВЭУ; мощности нагрузки и требований потребителя. Оптимальная емкость АБ определяется исходя из технико-экономических показателей, так как аккумулирующее устройство не должно приводить к большому увеличению затрат на электроснабжение объекта и с другой стороны удовлетворять требованиям потребителей, т.е. графика нагрузки и нормативов качества.

Расчет оптимальной емкости АБ, используя формулу (6.2), для рассмотренных типов нагрузки и варианта электроснабжения ВЭУ+АБ основывался на соблюдении главного условия: ампер-часы разряда АБ должны быть меньше или равны ампер-часам заряда АБ. Необходимая энергоемкость АБ при разной степени обеспеченности энергоснабжения определяется [8,37,114] путем составления баланса графиков суточного (в данном случае) поступления и потребления энергии в их наиболее неблагоприятном вероятностном сочетании (нагрузка потребителей, производство энергии ветра) с учетом допустимых величин глубины разряда и избыточного заряда аккумулятора.

$$\begin{cases} при \;\; E_{пр} \succ E_{пт} \Rightarrow \dfrac{(E_{пр} - E_{пт})\cdot 10^3}{U_{ном}} = \dfrac{(Q_1/\alpha)\beta}{e_{ном}} = n \in \mathrm{Z}_0 \text{, (если } Q_1 \succ e_{ном}) \\ при \;\; E_{пр} \prec E_{пт} \Rightarrow \dfrac{(E_{пт} - E_{пр})\cdot 10^3}{U_{ном}} = Q_2 \dfrac{\beta}{\alpha} \end{cases}, \qquad (6.2)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение АБ, В; Q_1 – избыточная выработка энергии, которую можно запасти в АБ, А·ч; Q_2 – недостаток выработки энергии, который должен обеспечиться АБ, А·ч; $e_{ном}$ – типовая номинальная емкость выбранной АБ, А·ч; α – коэффициент допустимой глубины разряда (от 20 до 40 %) АБ; β – коэффициент, учитывающий снижение емкости АБ при понижении температуры окружающей среды (от 1до 2,5 [138]); n – число АБ; Z_0 – множество целых неотрицательных чисел.

Немаловажным фактором является и то, что выбор определенной емкости АБ может снизить диапазон мощности выбираемой ВЭУ и соответственно отразиться на меньших капиталовложениях.

Различные пики графиков возможной суточной выработки ВЭУ в каждой рассмотренной зоне, обусловлены неравномерным распределением скоростей ветра в различные сезоны. Поэтому выбираемая емкость АБ, для исследуемых типов нагрузки, может иметь несколько вариантов в зависимости от сезона года. В данном случае целесообразнее использовать комплекс АБ, позволяющий варьировать общей емкостью. Выбор номинальной емкости АБ учитывает так же ряд таких факторов, как допустимая глубина разряда, температура окружающей среды.

Совмещенные графики потребления и выработки электроэнергии показали большой ее избыток во многих классифицированных типах нагрузки потребителей. Выбранная емкость АБ соответствует максимальным показателям сохранения энергии в каждом та-

ком случае для дальнейшего ее использования при продолжительном штиле, учитывая параметры тока заряда и разряда (рис.6.3).

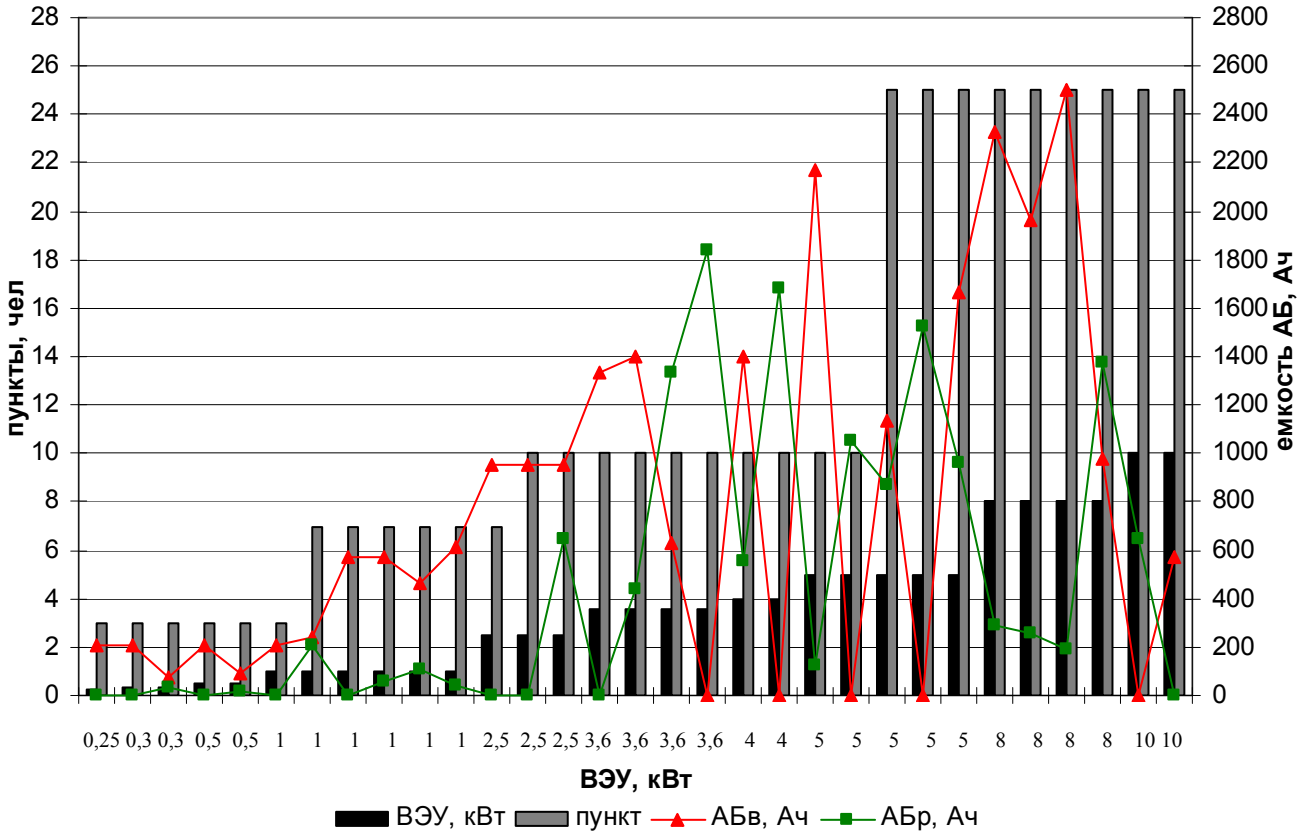


Рис. 6.3. Диаграмма выбора емкости АБ возможной по объему ветрового потенциала ($АБ_В$) и рекомендуемой по типу нагрузки потребителя ($АБ_Р$) для рассматриваемых типов нагрузки

Для выбора ВЭУ были проведены расчеты суточной выработки 30 установок в каждой ветропотенциальной зоне. Для каждого варианта потребителя на основании выполнения условий (6.2) при покрытии графика нагрузки выбирался показатель рекомендуемой емкости АБ. Избыток энергии, выработанной ВЭУ, дает возможность предусмотреть АБ большей емкости (рис.6.3).

Если требуется стопроцентная обеспеченность потребителя энергией или требуется АБ сравнительно большой емкости при отсутствии возможности ее заряда, целесообразно рассматривать вопрос о замене аккумулятора резервным двигателем или установкой, дублирующей мощность ВЭУ в период длительных простоев. По существу осуществляется косвенное аккумулирование энергии в виде сэкономленного во время работы ВЭУ топлива, которое по мере необходимости используется в период энергозатишья [168,169]. Или использовать вариант совместной работы ВЭУ+ДЭС.

При проектировании новой системы ВЭУ+ДЭС появляется возможность снижения мощности ДЭС (по сравнению с вариантом, когда ВЭУ отсутствует) при условии обеспечения неизменного и заданного уровня надежности, если ДЭС удовлетворяет требованию

надежного электроснабжения потребителей. При оценке величины экономического эффекта, обусловленного вытеснением ветроэнергетическими установками части мощности ДЭС можно ввести [103] новую переменную – модифицированная нагрузка (6.3).

$$E = P - N_D - N_W \ , \qquad (6.3)$$

где N_D, N_W – мощности ДЭС и ВЭУ (потенциально вырабатываемая мощность ВЭУ, зависящая от скорости ветра; мощность ДЭС определяется готовностью агрегатов); P - потребляемая нагрузкой мощность. Предполагается, что все указанные мощности являются случайными величинами.

Если $E<0$, то потребители обеспечиваются требуемым количеством электроэнергии, при $E>0$ мощность нагрузки превышает мощность генерирующих агрегатов (ВЭУ и ДЭС) и имеет место перерыва в электроснабжении.

Данный вариант предполагает бесперебойное, гарантированное и надежное электроснабжение потребителей децентрализованных зон в периоды безветрия или недостаточного ветроэнергетического потенциала. Но при любом техническом состоянии ДЭС, их работа обусловлена немалым расходом топлива наряду с экономическими аспектами (затраты на эксплуатацию, стоимость привозного топлива).

Использование работы ДЭС только в период длительного безветрия обеспечивает наиболее экономичный режим их работы, но, несомненно, связано с периодическим отключением и включением станций, что приводит к дополнительным техническим проблемам: необходимости периода разгона до номинальных оборотов, соответствующих номинальной мощности; приспособленным зданиям при низких морозных температурах.

Как показывают данные расчетов, сведенные в табл. 6.3, для пунктов (I,II ветровые зоны – 1,2 группы) численностью от 25 до 50 человек для разных типов нагрузки требуется наличие дополнительного зарядного источника энергии для АБ (БЭС) практически во всех сезонах или включения ДЭС в совместную работу с ВЭУ в осенне-зимний сезон. Результаты отражены в работах [61, 62]. Аналогично для пунктов численностью более 50 человек во всех ветровых зонах.

Таблица 6.3

Варианты систем электроснабжения

Ветровая зона	ВЭУ, кВт	$АБ_В$, А·ч	ЭС, кВт
Потребитель		**3< N<10** (вариант 1)	
Прибрежный район	ЛМВ-0,25 УВЭ-0,3	+ +	-
I – 3 группа	ЛМВ-0,25 УВЭ-0,3	+ +	-

	ЛМВ-0,5 УВЭ-0,5	+ +	
I – 2 группа	УВЭ-0,3 ЛМВ-0,5 УВЭ-0,5 ЛМВ-1 УВЭ-1	зима, осень – 75 + зима, осень – 92 + (570) +	-
I,II – 1 группа	ЛМВ-0,5 ЛМВ-1 УВЭ-1	зима, осень – 92 + (570) зима, осень – 90	-
Потребитель	**3< N<10** (вариант 2)		
Прибрежный район	ЛМВ-1 Радуга-1 Элмотрон-1	+ (570) + +	-
I – 3 группа	ЛМВ-1 Радуга-1 Элмотрон-1	+ (570) зима, осень – 610 зима, осень – 460	-
I – 2 группа	ЛМВ-1 Радуга-1 ЛМВ-2,5	зима, осень – (570) зима, осень – 240 + (950)	-
I,II – 1 группа	ЛМВ-1 УВЭ-1 ЛМВ-2,5	зима, осень – (570) зима, осень – 630 + (950)	- зима, осень БЭС 2 -
Потребитель	**3< N<10** (вариант 3)		
Прибрежный район	ЛМВ-2,5 ЛМВ-3,6 АВЭУ-4 Элмотрон-5	+ (950) + (1330) + +	-
I – 3 группа	ЛМВ-2,5 ЛМВ-3,6 АВЭУ-4 Элмотрон-5	зима – (950) зима – (1396) зима – 1400 зима – 2170	-
I – 2 группа	ЛМВ-3,6 АВЭУ-4 Элмотрон-5 ЛМВ-10	зима, – (1050) осень – (1333) зима, осень – 1680 зима, осень – 1050 + (570)	БЭС 1,3 БЭС 1,6 БЭС 2 БЭС 1,3 -
I,II – 1 группа	ЛМВ-3,6 ЛМВ-10	зима, осень – 1840 + (570)	БЭС 2,2
Потребитель	**11< N<25**		
I – 3 группа	ЛМВ-10 ВТН-8 Радуга-8 Элмотрон-5	+ (570) зима – 2500 зима – 2330; весна –1967 зима – 1525; осень – 1667; весна –1167	- - - БЭС 1,8 -
I – 2 группа	ЛМВ-10 ВТН-8	зима – 646 зима – 2762 осень – 1470	БЭС 1 БЭС 3,3 БЭС 1,8
I,II – 1 группа	ЛМВ-10	зима – 2829 осень – 1279	БЭС 3,5 БЭС 1,5
Потребитель	**26< N<50**		
I – 3 группа	ЛМВ-10	зима – 2880	зима БЭС 3,5

	ВТН-8	зима, осень – 3058	зима, осень БЭС 3,7
I – 2 группа	ЛМВ-10 ВТН-8 Жаворонок-30	осень – 2833 - весна – 2475 - -	БЭС 3,4 зима ДЭС 10 весна БЭС 3 зима, осень ДЭС 10 зима - комплекс
I,II – 1 группа	ЛМВ-10	- весна, лето – 1021	зима, осень ДЭС 10 весна, лето БЭС 1,2
Потребитель		**51< N<100**	
I – 3 группа	ЛМВ-10 Жаворонок-30	- лето – 1500 -	зима, осень, весна - ДЭС 30 - зима - комплекс
I – 2 группа	ЛМВ-10 Жаворонок-30	- лето – 1200 -	зима, осень, весна - ДЭС 30 - зима, осень - комплекс
I,II – 1 группа	ЛМВ-10	-	ДЭС 30

Примечание. $АБ_В$ – возможная емкость АБ, частично необходимая в малый период недостаточной выработки ВЭУ в указанный сезон (в случае отсутствия БЭС в соответствующем столбце);
«+» – АБ необходима только как резервный источник энергии в случае энергозатишья;
(*) – рекомендуемая емкость АБ в комплектации ВЭУ;
БЭС – бензоэлектрическая станция необходимая для заряда указанной АБ;
ДЭС – использование для перекрытия длительных штилей.

При использовании схем совместной работы ВЭС и ДЭС также появляются некоторые сложности со стороны экономической эффективности данного варианта.

Использование установленной мощности N_D, выбранной ДЭС практически во всех рассмотренных случаях варьируется в следующих пределах:

$$\min\left[N_{Di}\right] \prec N_D \prec \max\left[N_{Di}\right],\ i = \overline{0,23}, \qquad (6.4)$$

где $N_{Di} = (P_i - N_{Wi})$ – величина мощности ДЭС, кВт, необходимая (используемая) в определенное i-ое время суток.

Совмещение мощностей установок при условии, что ВЭУ отдает полную выработанную энергию в нагрузку, а недостаток компенсирует выработка ДЭС, не дает возможности снизить показатель мощности ДЭС, так как выбор ее установленной мощности зависит от условия покрытия максимальной нагрузки в период безветрия, при поддержке частоты в сети оборотами двигателя. И большую часть времени, ДЭС работают в режиме недоиспользования (рис.6.4) и относительно высокого расхода топлива:

- если $N_{Di} \prec\prec N_D$, то полная мощность ДЭС используется только на $\frac{N_{Di}}{0{,}01N_D}$ %, часть агрегатов находятся в резерве, что приводит к повышению (экономически неоправданному) надежности электроснабжения потребителей;

- если $N_{Di} \prec 0$, то ДЭС работает в режиме холостого хода, расходуя немалый объем топлива;

- если $N_{Di} = P_i$, то потенциально вырабатываемая мощность ВЭУ $N_W = 0$, то есть в случае, когда $v_{ср.сут} \prec v_{\min}$, $v_{\max} \prec v_{ср.сут}$, и ДЭС используется на полную мощность.

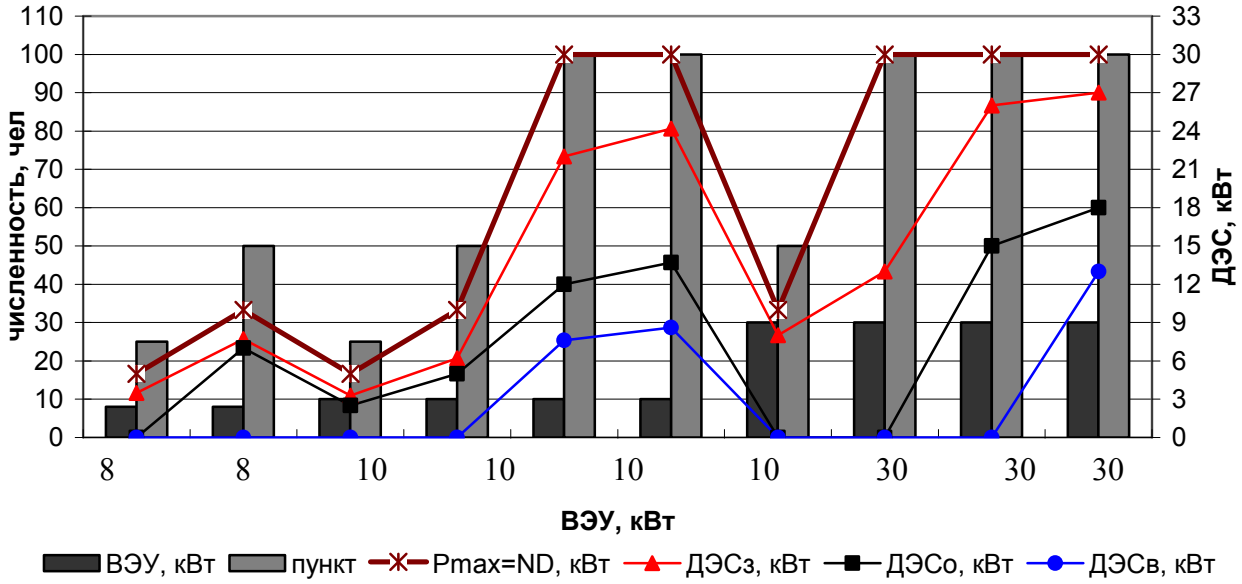


Рис. 6.4. Диаграмма использования мощности ДЭС
для рассматриваемых типов нагрузки (при совместной работе с ВЭУ):
ДЭСз – максимально необходимая мощность в зимний сезон; ДЭСо – осенний сезон;
ДЭСв – весенний сезон.

Расчеты показали, что в обеспечении стопроцентного объема нагрузки ДЭС используются:

- *в пунктах численность 25-50 человек*

в I зоне – 2 группе и I,II зоне – 1 группе в осенне-зимний сезон от 39 до 75% для различных типов ВЭУ (возможная суточная выработка ДЭС используется на 21-46%, установленная мощность от 8 до 70 % в различное время суток);

В I зоне – 2 группе в большем случае ДЭС работают в рабочем режиме в зимний сезон до 24 часов, в I,II зоне – 1 группе в большем случае ДЭС работают в режиме холостого хода в осенне-зимний сезон до 20 часов.

- *в пунктах численность 50-100 человек*

в I зоне – 3 группе во все сезоны кроме летнего от 22 до 71% меньший показатель относится к параллельной работе с ВЭУ мощностью 30 кВт или весеннему сезону, в который объемы нагрузки практически покрываются без значительного участия ДЭС (возможная суточная выработка ДЭС используется на 7-42 %, установленная мощность от 10 до 70 % в различное время суток);

в I зоне – 2 группе во все сезоны кроме летнего от 30 до 82% (возможная суточная выработка ДЭС используется на 6,5-49 %, установленная мощность от 13 до 87 % в различное время суток).

В данных пунктах ДЭС работают в большем случае в рабочем режиме (до 24 часов), работа в режиме холостого хода (до 11 часов) в зимний сезон 1 зоне-3 группе обусловлена высоким ветровым потенциалом, и весенний сезон меньшим объемом нагрузки.

Если в схемах параллельной работы ДЭС будут работать на переменных оборотах, зависящих от необходимой мощности (изменяющихся в режиме нагрузки), то можно добиться экономичного режима потребления топлива, при котором КПД будет являться максимальным для любого значения развиваемой мощности [94].

Дизель или бензогенератор целесообразно эксплуатировать для экономии топлива не в непрерывном, а в периодическом режиме работы и не ночью, а днем. Этого можно добиться, подключив к системе электропитания АБ, которые будут заряжаться циклически от генератора. При этом данный генератор будет работать в режиме, близким к номинальной нагрузке, что повышает его КПД и снижает расход топлива на единицу выработанной электроэнергии [94,139].

Данный вариант можно рассматривать в различных схемах работы ВЭС и ДЭС:

- ВЭС+(АБ+ДЭС) – в данном случае ДЭС или бензиновые электростанции (БЭС) используются как зарядное устройство для АБ;
- (ВЭС+АБ)+ДЭС – схема предполагает совместную работу ВЭС и ДЭС на общую нагрузку с зарядкой АБ от ВЭУ [94];
- (ВЭС+АБ)+(ДЭС+АБ) – вариант предусматривает зарядку АБ от ВЭС и ДЭС [37, 94].

Практическое отсутствие необходимого потенциала ветра при внедрении одного агрегата ВЭУ в определенный сезон, приводит к обязательному участию ДЭС в системе электроснабжения наряду с маломощной БЭС, необходимой как зарядное устройство для АБ или дополнительного источника энергии в другой сезон года (табл. 6.3).

Особенности данных автономных источников позволяют произвести анализ их целесообразного применения в рассматриваемых случаях. БЭС имеют небольшой срок службы и малый моторесурс, обладают достаточно высокой себестоимостью вырабатываемой электроэнергии, что делает их менее предпочтимыми в сравнении с ДЭС.

Таким образом, энергетическую эффективность ветроэнергетики в децентрализованных зонах можно выразить уравнением энергетического баланса мощностей, представленным схемой рис.6.5.

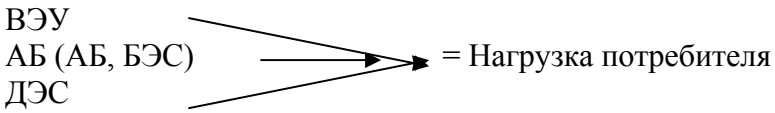


Рис.6.5. Схема энергетического баланса электроэнергии.

Долю участия составляющих схемы в выработке электроэнергии для различных типов нагрузки показывает рис.6.6:

- прибрежная зона: ВЭУ – 100%; АБ –0%; БЭС – 0%; ДЭС – 0%;
- I зона-3 группа: ВЭУ – 60-100%; АБ – 5-25%; БЭС – 15-75%; ДЭС – 7-42%;
- I зона-2 группа: ВЭУ – 30-94%; АБ – 15-70%; БЭС – 30%; ДЭС – 6,5-46%;
- I,II зона-1 группа: ВЭУ – 0-80%; АБ – 20-46%; БЭС – 40%; ДЭС – 21-100%.

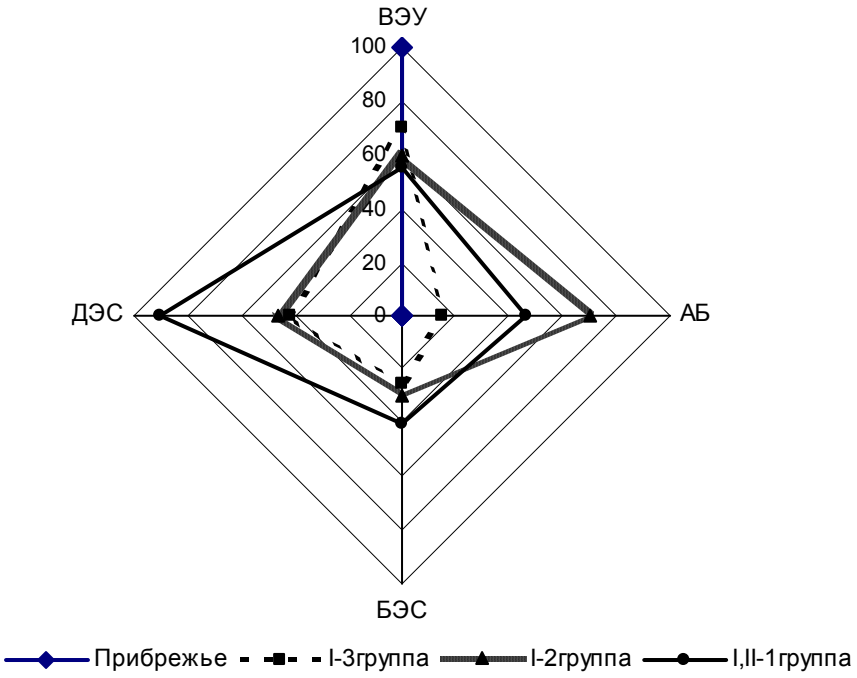
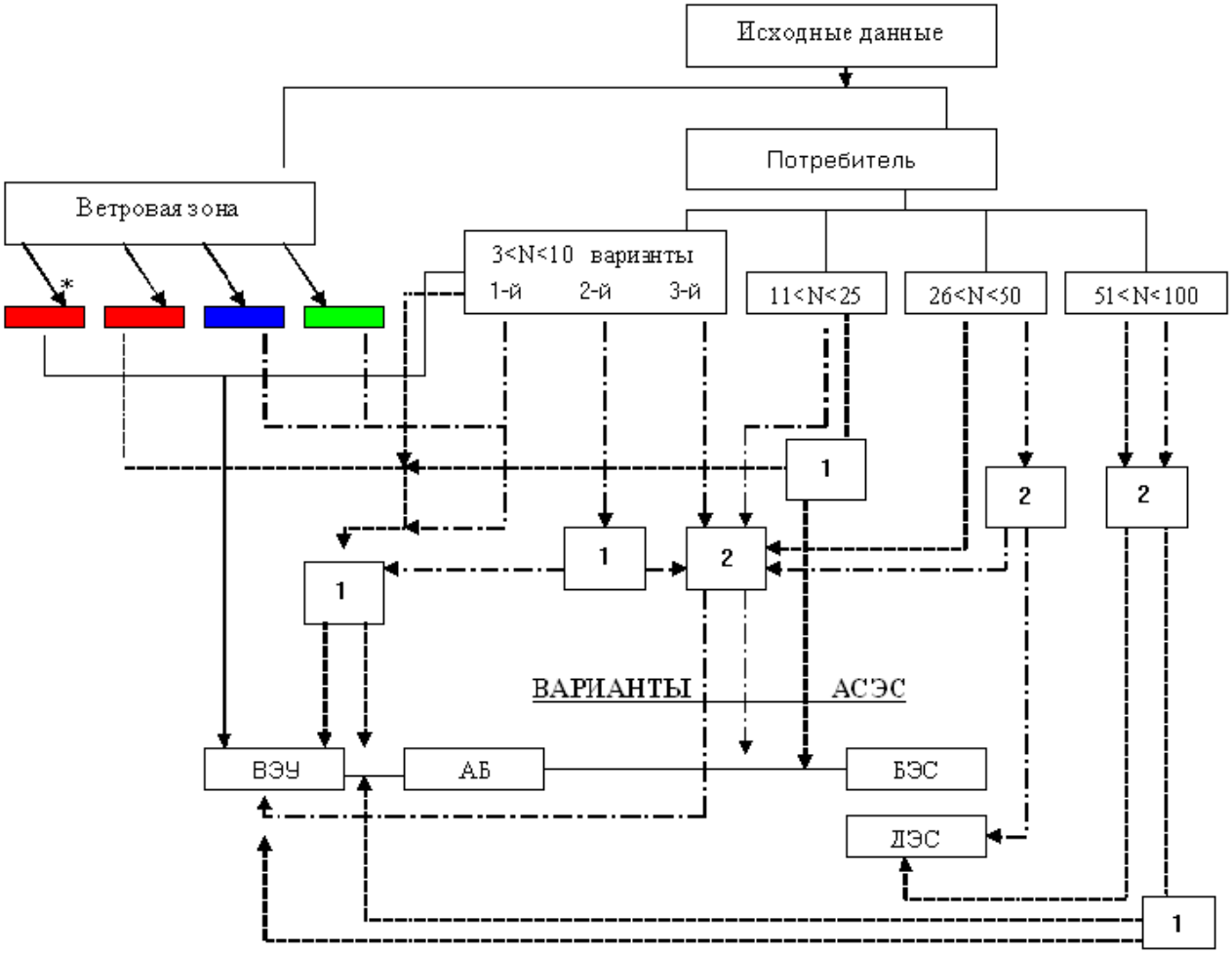


Рис. 6.6. Процентное распределение составляющих автономных систем электроснабжения изолированных потребителей.

Идеальный вариант электроснабжения потребителей от ВЭУ – прибрежные зоны, наиболее трудный вариант приходится в I,II зоне- 1 группе и в зимний период года прак-

тически во всех остальных зонах, так как в этот сезон года скорость ветра уменьшается на 36%.

С учетом многообразия групп потребителей, экономических и технологических условий, вида топлива, энергоносителей и т.д. выбор оптимального варианта энергоснабжения даже для одного объекта сопряжен с большим массивом сочетаний факторов. В соответствии с этим, проведенные исследования сведены к схеме рис.6.7, позволяющей совместить исходные данные (характеристики зон и потребителей) с возможными вариантами АСЭС. Результирующие направления в схеме соответствуют данным, приведенным в табл. 6.3 и представлены в работе [57].



, – принадлежность пункта к определенной ветровой зоне;

Блок 1 – поиск оптимального варианта АСЭС: предусматривает альтернативное использование вариантов АСЭС на основании критериев оптимизации;

Блок 2 – построение перспективного варианта АСЭС: предусматривает использование предложенных вариантов АСЭС в зависимости сезона года.

Рис. 6.7. Схема выбора вариантов АСЭС

Схема рис. 6.7 представляет выбор альтернативных вариантов АСЭС для определенного потребителя в исследуемой ветровой зоне. То есть для одной группы потребителей, в качестве примера рассмотрим пункт численностью 11-25 человек, расположенной в зоне с характерными ветровыми условиями, может быть создан и введен в эксплуатацию автономный электротехнический комплекс, такой как, например ВЭУ установленной мощностью 10 кВт, либо ВЭУ (8 кВт) +АБ (емкостью 2500 А·ч в зимний сезон), либо ВЭУ (5 кВт) + АБ (1667 А·ч в осеннее-зимний сезон) + БЭС (мощностью 2 кВт для заряда АБ в зимний сезон). Возможность диапазона варьирования технических характеристик ВЭУ, АБ, БЭС и ДЭС в различных вариантах рассмотрена в структурных схемах составляющих элементов АСЭС, представленных на рис. 6.8 - 6.13 и в приложении 2, где ВК – ветроколесо; Г – генератор, входящий в состав элементов ВЭУ; В – выпрямитель напряжения; И – инвертор; Н – внешняя нагрузка; АБ – аккумуляторная батарея; БЭС – бензоэлектростанция; ДЭС – дизельная электростанция; К - коммутирующее устройство.

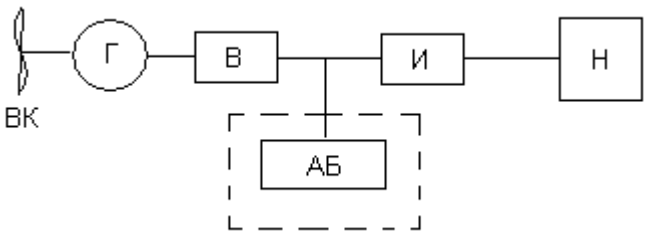


рис.6.8. АСЭС – ВЭУ (АБ – резервный источник энергии):

прибрежная зона – потребитель (3-10 чел.),
ВЭУ (0,25<*N*<5кВт; 2<V_{min}<4 м/с; 25< V_{max}<60м/с;);
I зона – 3 группа – потребитель (3-25 чел.),
ВЭУ (0,25<*N*<10 кВт; 2,5<V_{min}<3 м/с; 25< V_{max}<35м/с;);
I зона – 2 группа – потребитель (3-10 чел.),
ВЭУ (0,5<*N*<2,5 кВт; 2<V_{min}<3 м/с; 25< V_{max}<35м/с);
I, II зона – потребитель (3-10 чел.),
ВЭУ (1<*N*<2,5 кВт; 2<V_{min}<3 м/с; 25< V_{max}<35м/с).

Для данного варианта АСЭС (рис.6.8) ВЭУ имеет достаточно высокую потенциальную годовую выработку, что позволяет предусматривать АБ с возможностью ее заряда на случай безветрия.

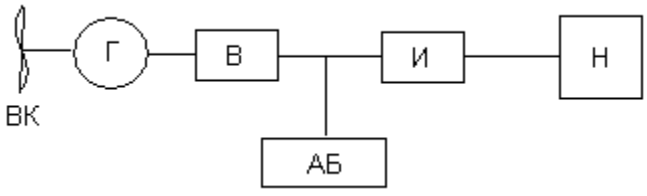


рис.6.9. АСЭС – ВЭУ+АБ:

I зона – 3 группа – потребитель (3-25 чел.),
ВЭУ (1<*N*<8 кВт; 2<V_{min}<4,5 м/с; 25< V_{max}<60м/с),
АБ (460-2330А·ч);
I зона – 2 группа – потребитель (3-10 чел.),
ВЭУ (0,3<*N*<1кВт; 2,5<V_{min}<3,6 м/с; 25< V_{max}<60м/с),
АБ (75-570 А·ч);
I, II зона – потребитель (3-10 чел.),
ВЭУ (0,5<*N*<1кВт; 2,5<V_{min}<3 м/с; 25< V_{max}<35м/с),
АБ (90-630 А·ч).

В данной схеме (рис.6.9) АБ используется только для покрытия пиков нагрузки потребителя в некоторые сезоны года с недостаточным ветровым потенциалом. Напряжение переменной частоты с ВЭУ преобразовывается в постоянное выпрямителем, заряжает аккумулятор либо питает нагрузку через инвертор.

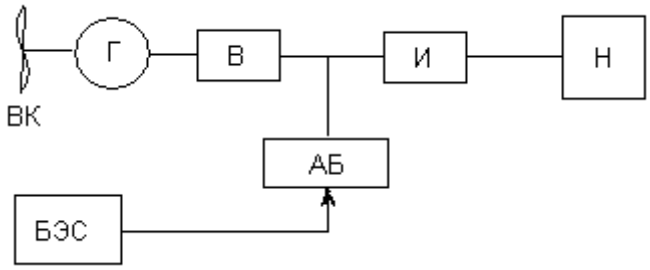


рис.6.10. АСЭС – ВЭУ+(АБ+БЭС):

I зона – 3 группа – потребитель (11-50 чел.),
ВЭУ (5<*N*<10кВт; 3,1<V_{min}<4 м/с; 25< V_{max}<35м/с),
АБ (1525-3058 А·ч),
БЭС (1,8-3,7 кВт,8-9 часов/сутки);
I зона – 2 группа – потребитель (3-25чел.),
ВЭУ (3,6<*N*<10кВт; 3,1<V_{min}<4 м/с; 25< V_{max}<35м/с),
АБ (646-2762 А·ч),
БЭС (1-3,3 кВт, 7-10 часов/сутки);
I, II зона – потребитель (3-25чел.),
ВЭУ (1<*N*<10кВт, 3<V_{min}<4 м/с; 25< V_{max}<35м/с),
АБ (630-2829 А·ч А·ч),
БЭС (1,5-3,5 кВт, 3-9 часов/сутки).

В данном случае (рис.6.10) дополнительные источники используются только в осеннее-зимний период года. Бензоэлектростанция заряжает АБ, когда генерирование электрической энергии ветроустановкой достаточно только для покрытия графика нагрузки.

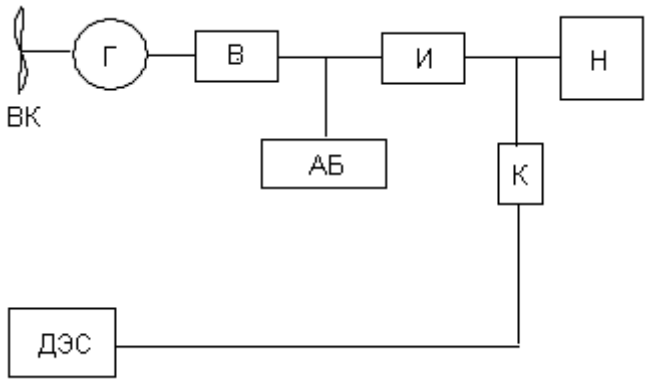


рис.6.11. АСЭС – (ВЭУ+АБ)+ДЭС:

I зона – 3, 2 группа – потребитель (51-100 чел.),
ВЭУ (N=10кВт, V_{min}=3,1 м/с; V_{max}=35м/с),
АБ (1200-1500 А·ч),
ДЭС (30 кВт, $0{,}13<K_и<0{,}8$).

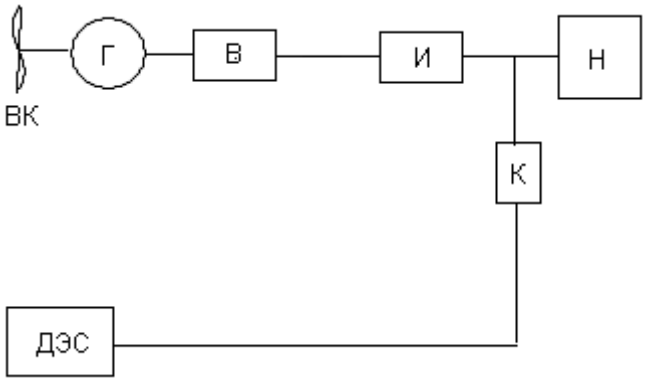


рис.6.12. АСЭС – ВЭУ+ДЭС:

I зона – 3, 2 группа, II зона – потребитель (26-100 чел.),
ВЭУ ($10<N<30$кВт, $3{,}1<V_{min}<4{,}9$ м/с; $25< V_{max}<35$м/с),
ДЭС (30 кВт, $0{,}10<K_и<0{,}87$).

Рассматриваемые схемы (рис.6.11-6.12) предусматривают ДЭС для питания нагрузки в маловетреные периоды и часы энергозатиший, примером может служить осенне-зимний сезон года.

Вариант схемы (рис.6.13) объединяет два варианта АСЭС обеспечивающих электроэнергией потребителя в соответствующие сезоны года.

Возможность выбора автономного электротехнического комплекса может обеспечить эффективное функционирование системы в широком диапазоне внешних воздействий (объем нагрузки потребителя, показатель скорости ветра). Как показывают схемы (рис. 6.8-6.13) для одного объекта может быть выбрана ВЭУ из широкого мощностного диапазона с различными показателями скорости трогания установки, как единственный источник электроэнергии, либо в комплексе с дополнительными источниками.

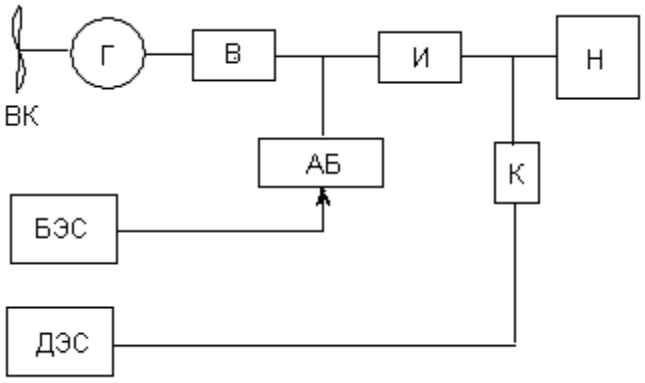


рис.6.13. АСЭС – (ВЭУ+АБ+БЭС)+ДЭС:

I зона – 2 группа – потребитель (26-50 чел.),
ВЭУ (8<*N*<10кВт, 3,1<V_{min}<3,5 м/с; 35< V_{max}<50м/с),
АБ (2475- 2833 А·ч),
БЭС (3-3,4 кВт, 8-10 часов/сутки),
ДЭС (10 кВт, 0,10<$K_и$<0,77);
I, II зона – потребитель (26-50 чел.),
ВЭУ (*N*=10кВт, V_{min}=3,1 м/с; V_{max}=35м/с),
АБ (1021 А·ч),
БЭС (1,2 кВт, 10 часов/сутки),
ДЭС (10 кВт, 0,10<$K_и$<0,71).

Различные варианты систем электроснабжения ведут к увеличению капитальных вложений в строительство установок. Для выбора перспективного, при соответствующих условиях, необходимо оценить экономический эффект от применения данных вариантов по сравнению с затратами на эксплуатацию ДЭС при существующих соотношениях цен на электроэнергию, топливо и оборудование.

6.3.Экономическая эффективность внедрения ветроэлектростанций

Эффективность ввода автономных энергоисточников на базе ВИЭ в системы электроснабжения децентрализованных зон республики главным образом реализуется в окупаемости внедрения и дальнейшем сокращении северных дотаций за счет уменьшения объема завозимого дизельного топлива, величину которого можно представить в виде (6.5).

$$\left[\sum_{i=1}^{n}(Q_W - Q_D)\right]\kappa = \delta_э, \quad \delta_э \succ 0, \tag{6.5}$$

где $Q_W \geq Pt_{н\,\max}$ – выработка ВЭУ (совместно или без АБ) за расчетный период (месяц, сезон, год), кВт·ч; $Q_D \geq 0$ – выработка ДЭС за расчетный период (месяц, сезон, год),

кВт·ч; κ – коэффициент перевода между энергетическими единицами; $\delta_э$ – объем сэкономленного топлива альтернативных источников энергии, т.у.т.; n – число пунктов перспективных для внедрения ВЭУ, $t_{н\,\max}$ – число часов использования максимума мощности нагрузки P.

При проведении анализа экономической эффективности внедрения ВЭУ в децентрализованные зоны учитывались характеристики следующих показателей:

- показатель необходимой емкости АБ в зависимости от величины дефицита мощности ВЭУ при различных нагрузках потребителя;

- показатель мощности БЭС в зависимости от потенциала ветровой зоны и величины емкости АБ;

- показатель мощности ДЭС в зависимости от максимальной нагрузки потребителя и потенциала ветровой зоны;

- показатель объема расхода топлива для традиционных источников энергии.

Объем капиталовложений в различные варианты автономных систем электроснабжения (АСЭС) существенно изменяется с увеличением нагрузки потребителей в зависимости от следующих показателей: стоимостный диапазон мощности ВЭУ; снижение мощностного ряда ВЭУ при наличии АБ, либо топливной составляющей при варианте АБ+БЭС, либо ДЭС в различных ветропотенциальных зонах соответственно; транспортировка оборудования в удаленные зоны.

Зависимость, позволяющая описывать изменение капиталовложений ($К$, тыс. руб.) в исследуемый объект, представлена в виде (6.6):

- для потребителей 3< N<10 (вариант 1)

в прибрежной зоне – 17,6<К<57,5

в I зоне – 3 группе – 17,6<К<117,5

в I зоне – 2 группе – 19,9<К<232,7

в I,II зоне – 1 группе – 37,1<К<232,5

- для потребителей 3< N<10 (вариант 2)

в прибрежной зоне – 49,9<К<233,5

в I зоне – 3 группе –56,8<К<233,1

в I зоне – 2 группе –112,8<К<335,3

в I,II зоне – 1 группе – 69,1<К<332,1

- для потребителей 3< N<10 (вариант 3)

в прибрежной зоне – 238,6<К<423,1

в I зоне – 3 группе –272,8<К<421,4

в I зоне – 2 группе –269,6<К<818,9

в I,II зоне – 1 группе – 454,3<К<817,8

- для потребителей 11< N<25

в I зоне – 3 группе – 287,8<К<951,4

в I зоне – 2 группе – 673,3<К<812,5

в I,II зоне – 1 группе – 864,1<К<902,0

- для потребителей 26< N<50

в I зоне – 3 группе – 680,6<К<905,7

в I зоне – 2 группе – 799,5<К<3295,5

в I,II зоне – 1 группе – 1002,6<К<1019,4

- для потребителей 50< N<100

в I зоне – 3 группе – 1069,5<К< 3434,7

в I зоне – 2 группе – 829,9<К<3434,7

в I,II зоне – 1 группе – К ≥818,7

$$К = 1{,}18К_W + К_д + К_\delta + t(m,s) + П \text{ , тыс. руб.,} \qquad (6.6)$$

где $К_W$ – стоимость ВЭУ; $К_д$ – стоимость дополнительных источников энергии (АБ, БЭС, ДЭС при наличии в варианте АСЭС); $К_\delta$ – расходы на объем ГСМ для дополнительных источников энергии (стоимость, транспортировка); $t(m,s)$ – расходы по транспортировке составляющих АСЭС, зависящие от массы оборудования, m, и дальности поставки, s ; $П$ – прочие расходы (проектно-изыскательские, строительно-монтажные, пуско-наладочные работы – предусматриваемые существующими нормативами, действующими на рассматриваемой территории).

Расчетные затраты для ВЭУ включают в себя стоимость установки, укомплектованной регулятором напряжения, инвертором, аккумуляторной батареей (для «ЛМВ»).

Резкий скачок объемов капиталовложений для последних вариантов нагрузки обусловлен внедрением в низкопотенциальные зоны дорогостоящих комплексных установок и установок «ЛМВ» (гл. 5), но перспективных по использованию коэффициента возрастания средней скорости ветра с высотой. Варьирование показателя капиталовложений для одного класса ВЭУ обусловлено эксплуатацией в различных ветропотенциальных зонах и различных вариантах нагрузки, предполагающих необходимость присутствия топливной составляющей. Соответственно удовлетворительный для малых потребителей вариант

АСЭС – ВЭУ характеризуется наименьшим объемом капиталовложений даже при высоком показателе дальности поставки.

Годовые затраты $З(N_W)\cdot 10^3$, руб/год при эксплуатации одного агрегата ВЭУ, согласно методикам расчета принятым в энергетике [17,40,176], можно определить по выражению (6.7).

$$З(N_W) = \alpha K + F(N_W) + П \ , \qquad (6.7)$$

где α – коэффициент амортизационных отчислений (на реновацию и капитальный ремонт, расходы на эксплуатацию) от капиталовложений, принятый 3,3 % в год по Единым нормам для ветродвигателей (от 22.10.90г. №1072); $F(N_W) = \gamma \sum_{i=1}^{m} O_{iy.e.}$ – среднегодовой фонд заработной платы, в зависимости от мощности ВЭУ и соответственно численности обслуживающего персонала в течение срока службы ВЭУ [86]; γ – стоимость обслуживания, приходящаяся на одну условную единицу, руб/год; O – сумма условных единиц на обслуживание элементов АСЭС; $П$ – прочие непосредственные расходы (приобретение материалов технического обслуживания).

Результаты расчетов при эксплуатации ВЭУ в различных вариантах АСЭС представлены в табл. 6.4 и на рис. 6.14. Изменение годовых эксплуатационных затрат имеет возрастающий характер в линейной зависимости от объемов капиталовложений.

Таблица 6.4

Годовые эксплуатационные затраты на ВЭУ для различных ветропотенциальных зон

Показатель		$З(N_W)$, тыс. руб./год			
Мощность, кВт	Вариант нагрузки, кВт· ч/год	Прибрежье $З_1(N_W)$	I-3 группа $З_2(N_W)$	I-2 группа $З_3(N_W)$	I,II-1 группа $З_4(N_W)$
0,25	378	13,39	13,4	-	-
0,3	378	12,1	12,1	12,2	-
0,5	378	-	15,1	15,4	-
0,5	378	-	12,5	12,5	15,1
1	378	-	-	19,2	18,5
1	378	-	-	12,7	12,7
1	1692	19,2	19,2	19,2	-
1	1692	15,1	15,2	15,5	-
1	1692	13,3	13,4	-	19,2
2,5	1692	-	-	22,5	22,6
2,5	9054	22,6	22,6	-	-

3,6	9054	25,4	25,4	48,5	53,3
4	9054	20,3	21,2	54,3	-
5	9054	19,4	20,5	42,4	0
10	9054	-	-	38,4	38,5
5	19210,5	-	36,5	-	-
8	19210,5	-	32,1	-	-
8	19210,5	-	42,9	73,5	
10	19210,5	-	36,6	45,1	81,5
8	37872	-	95,9	130,8	-
10	37872	-	71,5	102,5	130,9
30	37872	-	-	142	-
10	86715	-	236,3	201,3	327,3
30	86715	-	161,5	303,9	-

Полученные результаты в форме зависимостей усредненных затрат на приобретение, сооружение и эксплуатацию АСЭС для различных ветропотенциальных зон республики от мощности аппроксимированы в виде полиномов:

$$
\begin{aligned}
&З_1(N_W) = 9{,}984 + 7{,}848N_W - 1{,}191N_W^2, \quad \sigma_1 = 0{,}12;\\
&З_2(N_W) = 20{,}242 - 8{,}906N_W + 2{,}409N_W^2 - 0{,}065N_W^3, \quad \sigma_2 = 0{,}55;\\
&З_3(N_W) = 2{,}391 + 15{,}937N_W - 0{,}971N_W^2 + 0{,}022N_W^3, \quad \sigma_3 = 0{,}30;\\
&З_4(N_W) = 4{,}874 + 12{,}751N_W - 0{,}479N_W^2, \quad \sigma_4 = 0{,}44;
\end{aligned}
\qquad (6.8)
$$

где $З_i$ – годовые эксплуатационные затраты на варианты АСЭС в различных ветропотенциальных зонах.

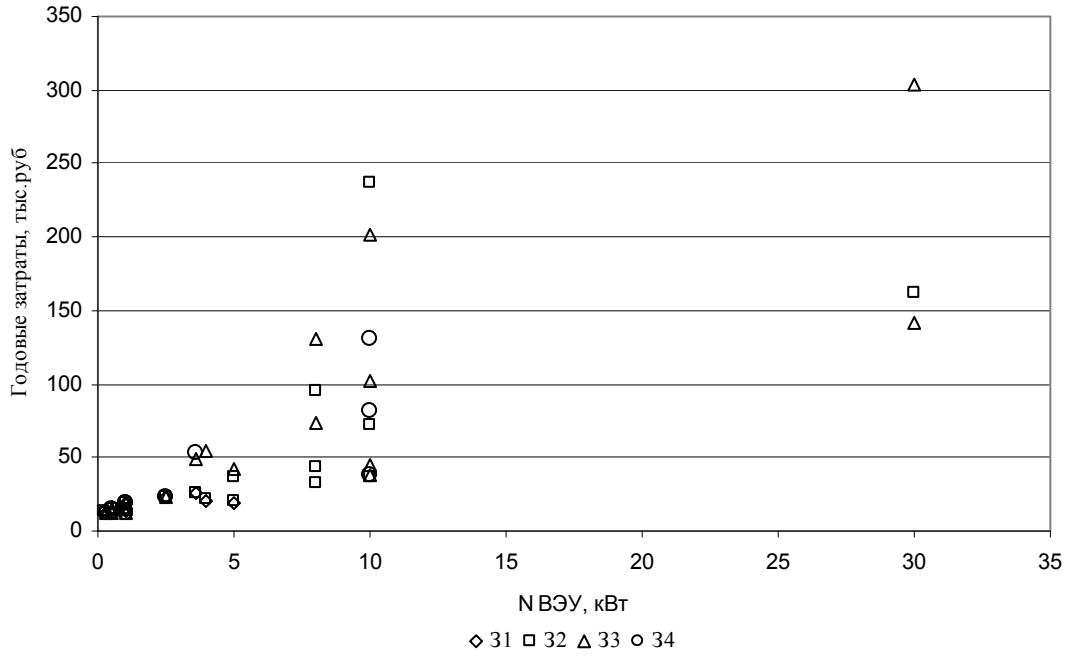


Рис.6.14. Годовые эксплуатационные затраты З*i* на варианты АСЭС в различных ветропотенциальных зонах

Полученные уравнения (6.8) позволяют планировать и определять ограничения в выборе мощностного ряда ВЭУ при разнообразии совокупности производства и полезного потребления электроэнергии для определенной ветропотенциальной зоны. Если в каждый момент времени мощностной показатель ВЭУ не удовлетворяет условию равенства максимуму нагрузки потребителя, то затраты увеличиваются с ростом капиталовложений во введение и эксплуатацию ДЭС.

Присутствие топливной составляющей при выборе варианта ВЭУ+ДЭС (ВЭУ+АБ+БЭС), являющегося вероятным для надежного электроснабжения в низкопотенциальных зонах, ведет к увеличению годовых затрат. При оценке топливной составляющей по доле участия ДЭС в варианте АСЭС и объемам экономии топлива целевое условие определяется в виде:

$$\max \sum_{i=1}^{4} \delta_{Эi}(N_W, v_{ср.г}) \qquad (6.9)$$

Для каждого типа ВЭУ в различных зонах экономическую эффективность внедрения вариантов АСЭС определяет условие

$$\min З(N_W) \qquad (6.10)$$

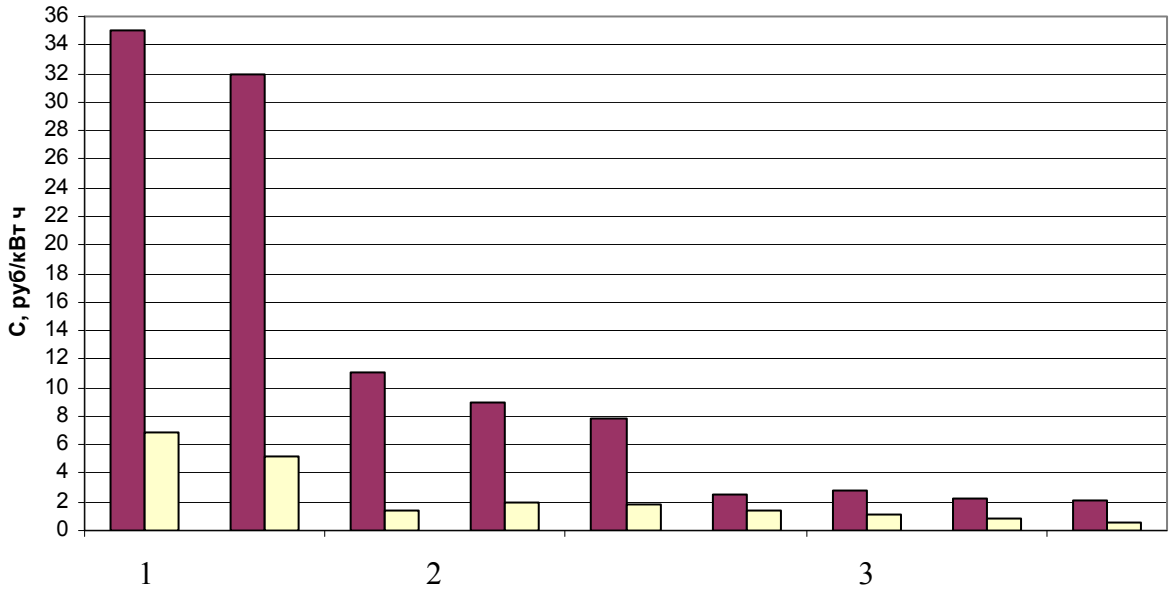
Основным оценивающим показателем производства электроэнергии является себестоимость (С, руб/кВт·ч). Себестоимость электроэнергии рассчитывалась по отношению (6.11), где Q_W – годовая выработка ВЭУ в варианте АСЭС.

$$C = \frac{З(N_W)}{Q_W} \qquad (6.11)$$

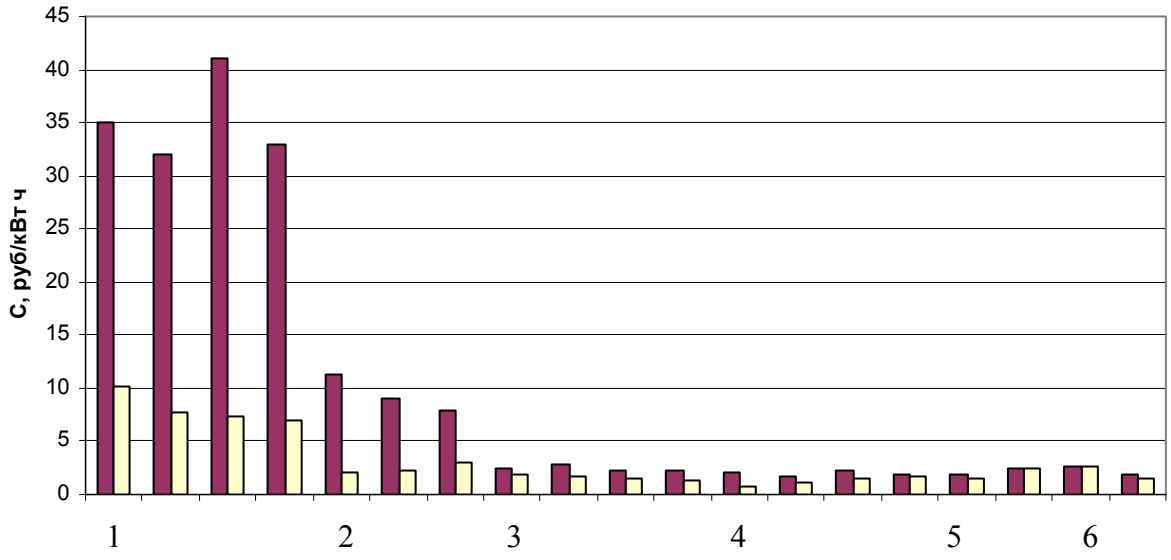
Расчеты (рис.6.15), где полезная выработка – объем вырабатываемой ВЭУ электроэнергии, потребляемый нагрузкой; потенциальная выработка – максимальный объем вырабатываемой ВЭУ электроэнергии, возможный для потребления нагрузкой, показали максимальную величину себестоимости в пунктах с минимальным объемом потребляемой энергии и максимальными капиталовложениями в вариант АСЭС (ВЭУ+ДЭС+АБ), не исключая непосредственное влияние удаленности пунктов.

Диапазон себестоимости электроэнергии для определенного варианта нагрузки варьируется в различных пределах, в зависимости от мощностного ряда рассматриваемых типов ВЭУ. Полное использование потенциальной выработки электроэнергии является положительной перспективой на улучшение коммунально-бытовых условий с повышением объемов электропотребления и снижением себестоимости электроэнергии. Данный

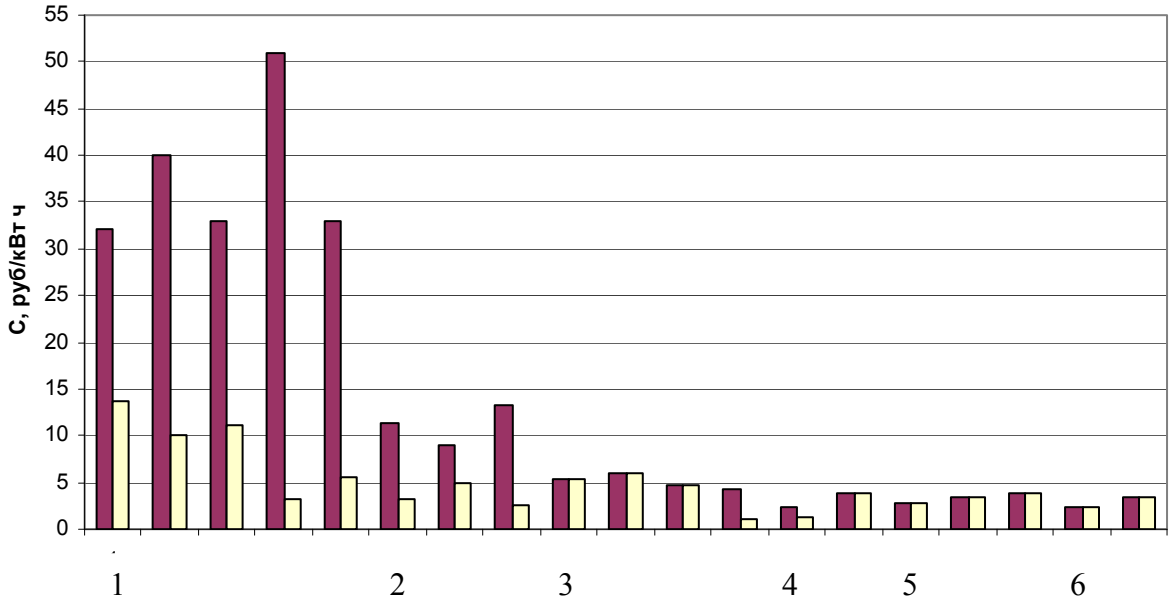
фактор дает возможность внедрения ВЭУ в рассматриваемых зонах для больших по плотности населенных пунктов. Зависимость себестоимости электроэнергии от увеличения полезно вырабатываемой энергии имеет практически монотонно убывающий характер. Наглядно диапазон варьирования себестоимости электроэнергии для различных типов нагрузки прослеживается на рис.6.16.



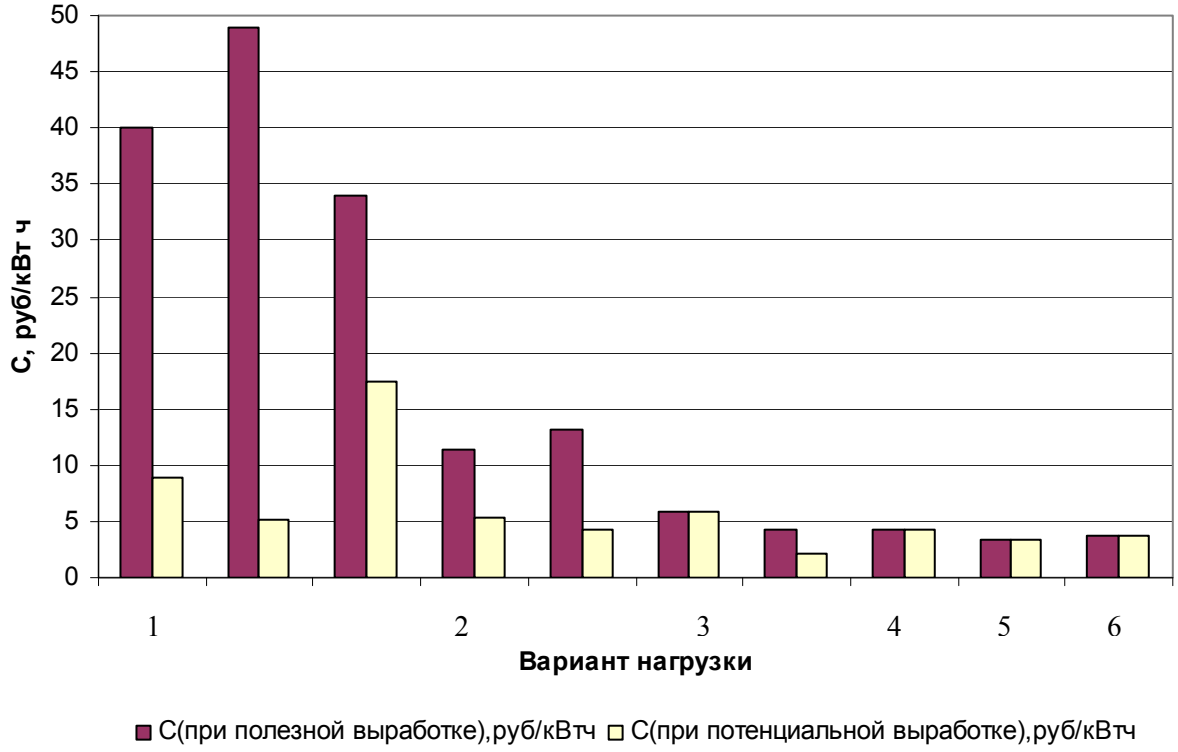
а) Прибрежная зона



б) I зона – 3 группа

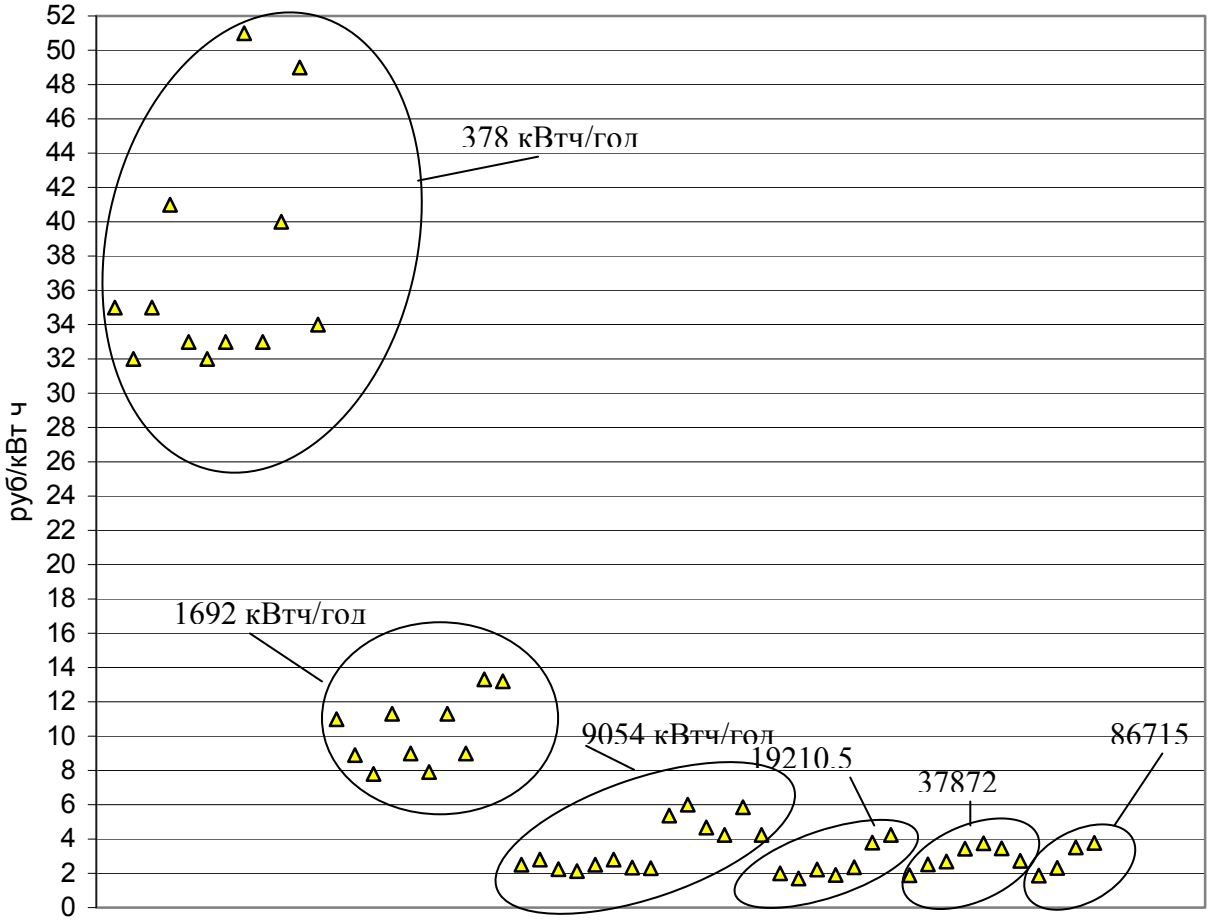


в) I зона – 2 группа



г) I,II зона – 1 группа

Рис.6.15. Себестоимость электроэнергии для различных типов ВЭУ при вариантах нагрузки: 1- 378; 2- 1692; 3- 9054; 4- 19210,5; 5- 37872; 6-86715 кВт·ч/год



Пункты с различными вариантами электрической нагрузки

Рис. 6.16. Распределение себестоимости электроэнергии

Для каждой ветропотенциальной зоны определены перспективные типы внедряемых ВЭУ в вариантах АСЭС (табл. 6.5), наиболее экономически выгодных (по средней себестоимости электроэнергии). Срок окупаемости капиталовложений (6.12) выбранных вариантов в каждом случае не превышает срока службы ВЭУ и делает внедрение АСЭС экономически выгодным.

$$T_{ок} = \frac{K}{ОЭЭ} \qquad (6.12)$$

Сравнение данных по сроку службы $T_{сл}$ (гл. 5) и окупаемости $T_{ок}$ удовлетворяет варианту $T_{сл} > T_{ок}$. Выполнимость данного условия соответствует положительному эффекту определения [137] экономического потенциала ветровой энергии зон, рассматриваемых территорий, причем экономический эффект растет с увеличением срока службы установки. И в данном случае целесообразно использовать максимально возможную мощ-

ность ВЭУ. Внедрение варианта АСЭС, имеющего минимальный срок окупаемости, одновременно имеет норму внутреннего возврата и обеспечивает максимальный экономический эффект на единицу вложенного капитала [100].

Показатель общего (годового) экономического эффекта (табл. 6.5) определен при совокупности влияющих факторов (6.13).

$$ОЭЭ = 0{,}95 Q_W \tau_p + Q_W \tau_д + C_{ГСМ} \delta_Э \qquad (6.13)$$

где $0{,}95 Q_W \tau_p$ – годовой доход от реализации вырабатываемой электроэнергии, тыс. руб.; $Q_W \tau_д$ – объем сокращения бюджетных дотаций, тыс. руб.; $C_{ГСМ} \delta_Э$ – объем стоимости экономии ГСМ, тыс. руб.; τ_p – тариф реализации электроэнергии; $\tau_д$ – дотации из бюджета на 1 кВт·ч для северных территорий республики; $C_{ГСМ}$ – стоимость ГСМ (дизельного топлива и масла) для конкретных децентрализованных зон, тыс. руб./тонну.

Таблица 6.5

Технико-экономические характеристики наиболее перспективных ВЭУ

Вариант потребителя	Ветропотенциальные зоны-группы			
	Прибрежная	I зона-3	I зона-2	I,II зона-1
3< N<10 (1)	УВЭ-0,3	УВЭ-0,3	УВЭ-0,3	УВЭ-1
Вариант АСЭС	ВЭУ	ВЭУ	(ВЭУ+АБ)	(ВЭУ+АБ)
$T_{ок}$, лет	3	3	3,4	7
ОЭЭ, тыс. руб.	5,9	5,9	5,9	5,9
t_1 часов/год	1260/7700	1260/5238	1260/2946	378/732
АСЭС*	-//-	УВЭ-0,5 ВЭУ	ЛМВ-1 ВЭУ	ЛМВ-1 ВЭУ
3< N<10 (2)	Элмотрон-1	Элмотрон-1	Радуга-1	ЛМВ-1
Вариант АСЭС	ВЭУ	(ВЭУ+АБ)	(ВЭУ+АБ)	(ВЭУ+АБ)
$T_{ок}$, лет	1,9	2,1	4,2	8,4
ОЭЭ, тыс. руб.	26,9	26,9	26,9	26,9
t_1 часов/год	1692/7488	1692/4448	1692/3153	1692/3564
АСЭС*	ЛМВ-1 ВЭУ	ЛМВ-1 ВЭУ	ЛМВ-2,5 ВЭУ	ЛМВ-2,5 ВЭУ
3< N<10 (3)	Элмотрон-5	Элмотрон-5	ЛМВ-10	ЛМВ-10
Вариант АСЭС	ВЭУ	(ВЭУ+АБ)	ВЭУ	ВЭУ
$T_{ок}$, лет	1,7	1,9	5,6	5,7
ОЭЭ, тыс. руб.	143,9	143,9	143,9	143,9
t_1 часов/год	1811/7740	1811/3276	906/3600	906/1738
11< N<25	-	ВТН-8	ЛМВ-10	ЛМВ-10
Вариант АСЭС	-	(ВЭУ+АБ)	ВЭУ+(АБ+БЭС)	ВЭУ+(АБ+БЭС)
$T_{ок}$, лет		2	2,8	3,4
ОЭЭ, тыс. руб.	-	304,7	292,9	262,5

t_1 часов/год		2401/3713	1821	1499
АСЭС*	-	ЛМВ-10 ВЭУ	-//-	-//-
26< N<50	-	ЛМВ-10	ЛМВ-10	ЛМВ-10
Вариант АСЭС	-	ВЭУ+(АБ+БЭС)	(ВЭУ+АБ+ДЭС)	(ВЭУ+АБ+ДЭС)
$T_{ок}$, лет	-	1,5	2	2,5
ОЭЭ, тыс. руб.	-	589,7	516,2	403,4
t_1 часов/год		3596	2994	1862
50< N<100	-	Жаворонок-30	ЛМВ-10	ЛМВ-10
Вариант АСЭС	-	(ВЭУ+ДЭС)	(ВЭУ+АБ+ДЭС)	(ВЭУ+ДЭС)
$T_{ок}$, лет	-	2,7	1	1,2
ОЭЭ, тыс. руб.	-	1293,1	823,8	673,7
t_1 часов/год		7810	3351	1862

Примечание. $T_{ок}$, лет – срок окупаемости варианта; ОЭЭ, тыс.руб. – общий экономический эффект внедрения варианта АСЭС; t_1 – число часов работы с максимальной мощностью полезное/потенциальное; АСЭС* – альтернативный вариант типа ВЭУ и АСЭС указан при потенциальной выработке.

Расчеты, проведенные для различных сочетаний факторов, влияющих на срок окупаемости вариантов АСЭС, показали следующее:

В прибрежной зоне приемлемый срок окупаемости (1,7–3 года) имеет место при удельных капиталовложениях 1700 долл./кВт и менее и числе часов использования установленной мощности 1300 и более в год.

В I зоне-3 группе приемлемый срок окупаемости (1,5–3 года) имеет место при удельных капиталовложениях 2400 долл./кВт и менее и числе часов использования установленной мощности 1300 и более в год.

В I зоне-2 группе приемлемый срок окупаемости (1,0–5,6 лет) имеет место при удельных капиталовложениях 3000 долл./кВт и менее и числе часов использования установленной мощности 1000 и более в год.

В I,II зоне-1 группе приемлемый срок окупаемости (1,2–8,4 лет) имеет место при удельных капиталовложениях 6000 долл./кВт и менее и числе часов использования установленной мощности 1000 и более в год.

Для многих районов срок окупаемости сравнительно невелик (от двух до трех лет), для некоторых достигает большей величины. Если учесть немаловажный факт для бюджета республики - факт экономии дорогостоящего дизельного топлива и затраты на периодическую реновацию устаревшего дизельного оборудования, то ВЭУ являются практически единственным реализуемым способом обеспечения надежного электроснабжения. И в данном случае экономический эффект заключается в окупаемости новой системы за счет сокращения затрат на дизельное топливо, дотационные расходы по северным тарифам на электроэнергию и ремонт ДЭС.

Исследование функций на экстремум усложняет процесс преобразований, что весьма неоправданно в условиях быстро меняющихся цен на ГСМ, оборудование и стоимости строительно-монтажных работ. Анализ существенно упрощается при использовании статистических фактических данных, полученных из многолетнего опыта проектирования, строительства и эксплуатации ДЭС и непосредственном внедрении ВЭС в условиях конкретного населенного пункта.

Используя количественное распределение сельских населенных пунктов (гл. 4) по числу жителей, соответственно по варианту нагрузки, интегральный экономический эффект (ИЭЭ) факторов ОЭЭ при функционировании *n* ВЭУ в выбранных вариантах АСЭС (табл. 6.5) в различных зонах для схематического распределения (табл. 6.6) определяет полученное выражение (6.14), характеризуемое графическим представлением рис.6.17, где m_i – количество пунктов в каждой ветроптенциальной зоне потребителей определенной типа. При конкретной привязке внедрения определенных вариантов АСЭС величину ИЭЭ всей рассматриваемой территории по всем зонам можно рассчитать более точно.

$$ИЭЭ = \sum_{i=1}^{j} m_i n ОЭЭ \qquad (6.14)$$

Таблица 6.6

Ориентировочное число пунктов от общего их количества по численности населения, %

Вариант потребителей	Ветропотенциальные зоны			
	Прибрежная	I зона-3	I зона-2	I,II зона-1
3< N<10	50	25	15	10
11< N<25	-	50	25	25
26< N<50	-	30	50	20
50< N<100	-	20	40	40

При внедрении суммарной мощности предлагаемых ВЭУ в рассматриваемые по количеству пункты (данные табл. 6.6) ежегодная экономия топлива варьируется в зависимости от вариантов нагрузи потребителей, типа ВЭУ и места размещения установки (табл. 6.7).

Таблица 6.7

Объем экономии топлива, тонн/год

Вариант потребителей	Ветропотенциальные зоны			
	Прибрежная	I зона-3	I зона-2	I,II зона-1
3< N<10	10-217	5-106	3-65	2-45
11< N<25	-	175	118	99
26< N<50	-	241	195	124

50< N<100	-	172	223	129

Анализ показателей экономической эффективности ВЭУ в различных зонах в реальных случаях может выполняться в зависимости от значений КИУМ установок и региональной стоимости электроэнергии из традиционного топлива $Ц_m$ при условии [17,100,120,137]:

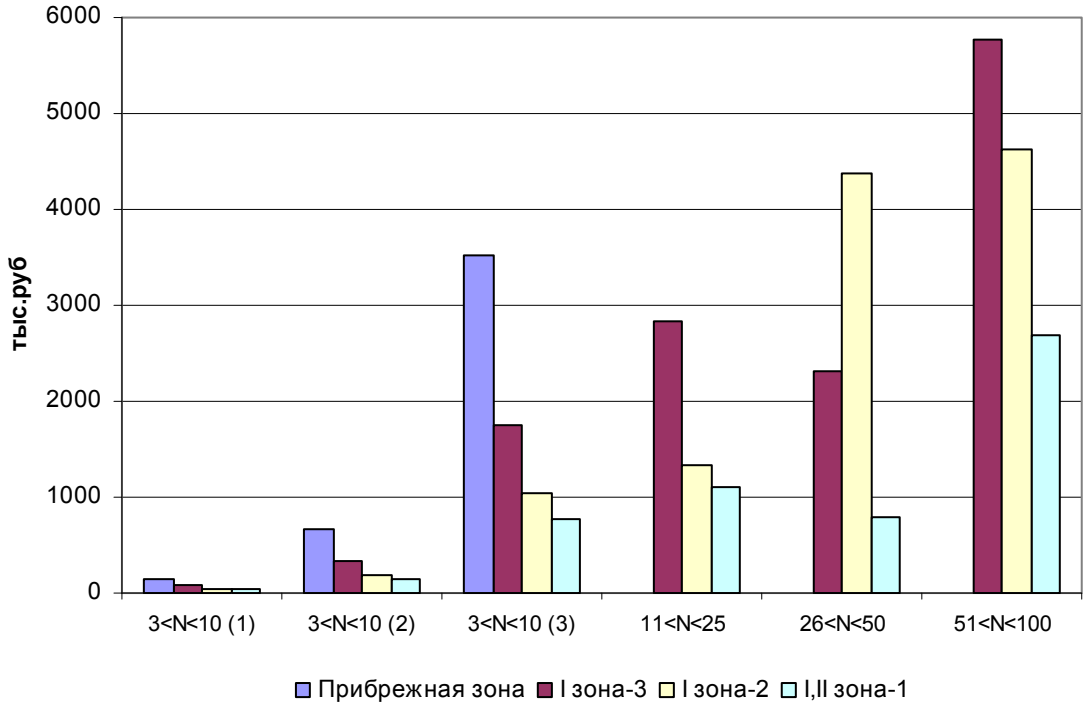
$$КИУМ \geq \frac{(1+\gamma T_{сл})C_W}{Ц_m T \cdot T_{сл}} = K_э \quad , \qquad (6.15)$$

где типичные величины: γ – значение нормы эксплуатационных издержек, 1/год; $Ц_m$ – стоимость электроэнергии из традиционных видов топлива, долл./кВт·ч.

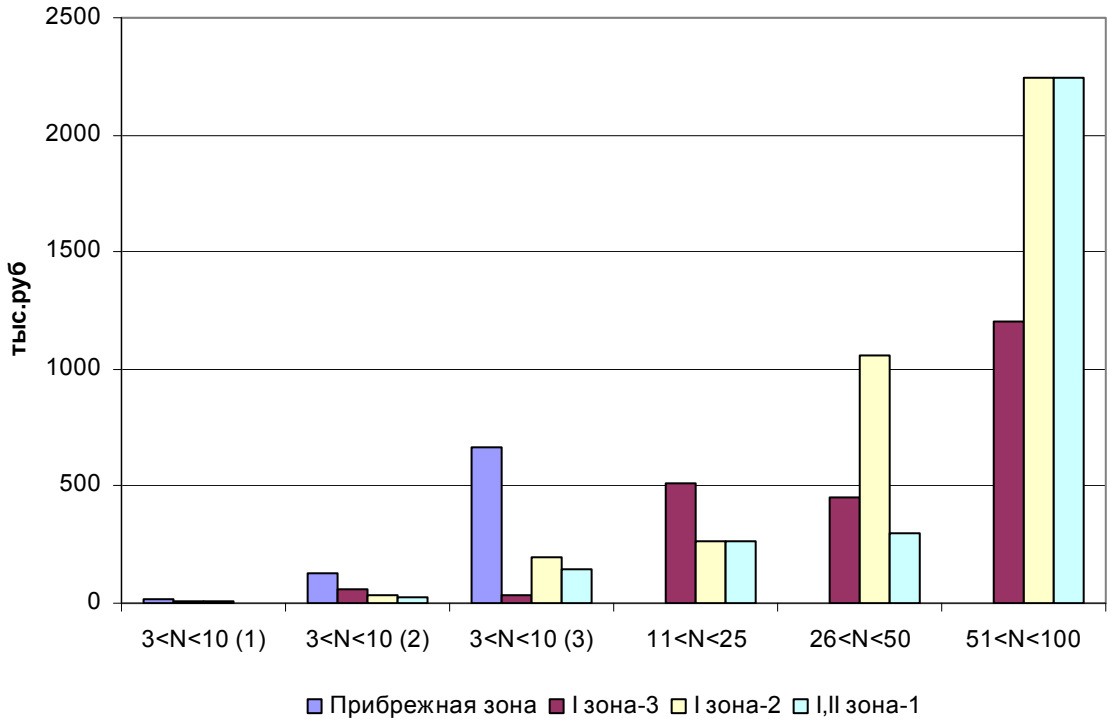
Произведенные расчеты коэффициента $K_э$ для выбранных вариантов АСЭС при γ=0,05, C_W=1700 долл./кВт, $Ц_m$=0,50 долл./кВт·ч, $10 \leq T_{сл} \leq 30$, $0{,}1 \leq КИУМ \leq 0{,}90$ удовлетворяют условию (6.15) при исключении случаев когда ВЭУ имеет сезонное использование в комплексе с ДЭС.

Характер распределения коэффициента экономичности $K_э$ (от 0,1 до 0,57), определяющего область экономической целесообразности использования установки показывает экономическую обоснованность потенциальных доноров электроэнергии – ветропотенциальных зон региона. Экономический эффект внедрения ВЭУ в децентрализованные зоны Якутии в первую очередь можно определить вытеснением органического топлива альтернативных источников энергии, при выполнении же требований надежности вытеснение мощности ДЭС в данных условиях играет меньшую роль.

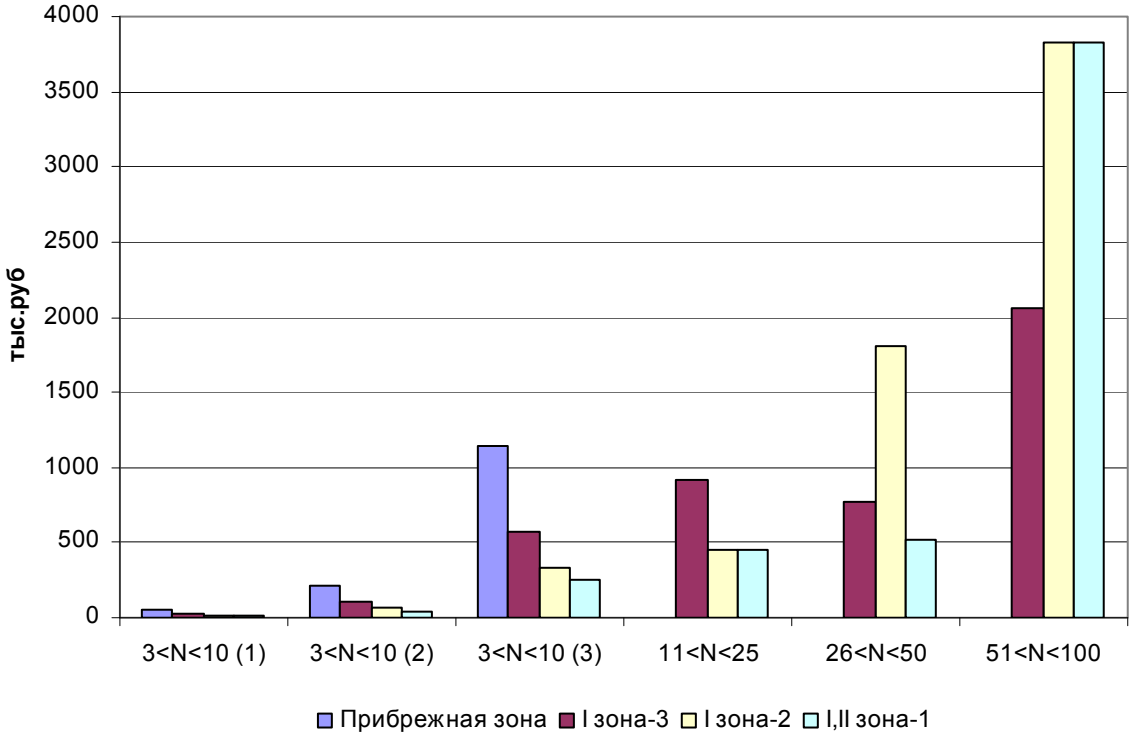
Устойчивая тенденция роста стоимости электроэнергии от централизованных источников и стоимости строительства линий электропередачи повышает актуальность внедрения вариантов АСЭС с участием ВЭС.



а) объем стоимости экономии ГСМ



б) объем годового дохода от реализации электроэнергии



в) объем сокращений бюджетных дотаций

Рис.6.17. Интегральный экономический эффект от внедрения рекомендуемых АСЭС.

7. ПЕРСПЕКТИВЫ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЯКУТИИ С УЧАСТИЕМ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

7.1. Регрессионный анализ показателей вариантов автономных систем электроснабжения

Для многофакторного анализа (на основе множественной линейной регрессии, позволяющей проводить оптимизацию параметров исследуемой системы) себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ в различных вариантах АСЭС были рассмотрены все перспективно исследуемые установки (гл. 6).

Для анализа выбраны наиболее значимые факторы, влияющие на поведение исследуемого показателя – себестоимости электроэнергии:

x1 – среднегодовая потребность в электроэнергии W, кВт·ч;

x2 – потенциальная годовая выработка ВЭУ Q, кВт·ч, в зависимости от ветровых условий;

x3 – установившаяся мощность ВЭУ N, кВт;

x4 – капиталовложения в вариант АСЭС K, тыс. руб.;

x5 – срок службы ВЭУ Тсл, год;

y – себестоимость электроэнергии C, руб/кВт·ч.

Размер совокупности значений факторов должен имеет достаточный объем для выявления степени корреляционной связи между величиной себестоимости электроэнергии и параметрами, характеризующими энергоэффективность и целесообразность вовлечения ВЭС в энергобаланс децентрализованной системы электроснабжения республики.

Распределение исследуемых факторов в рассматриваемом случае подчиняется логарифмическому нормальному закону распределения. Плотность вероятности распределения имеет вид:

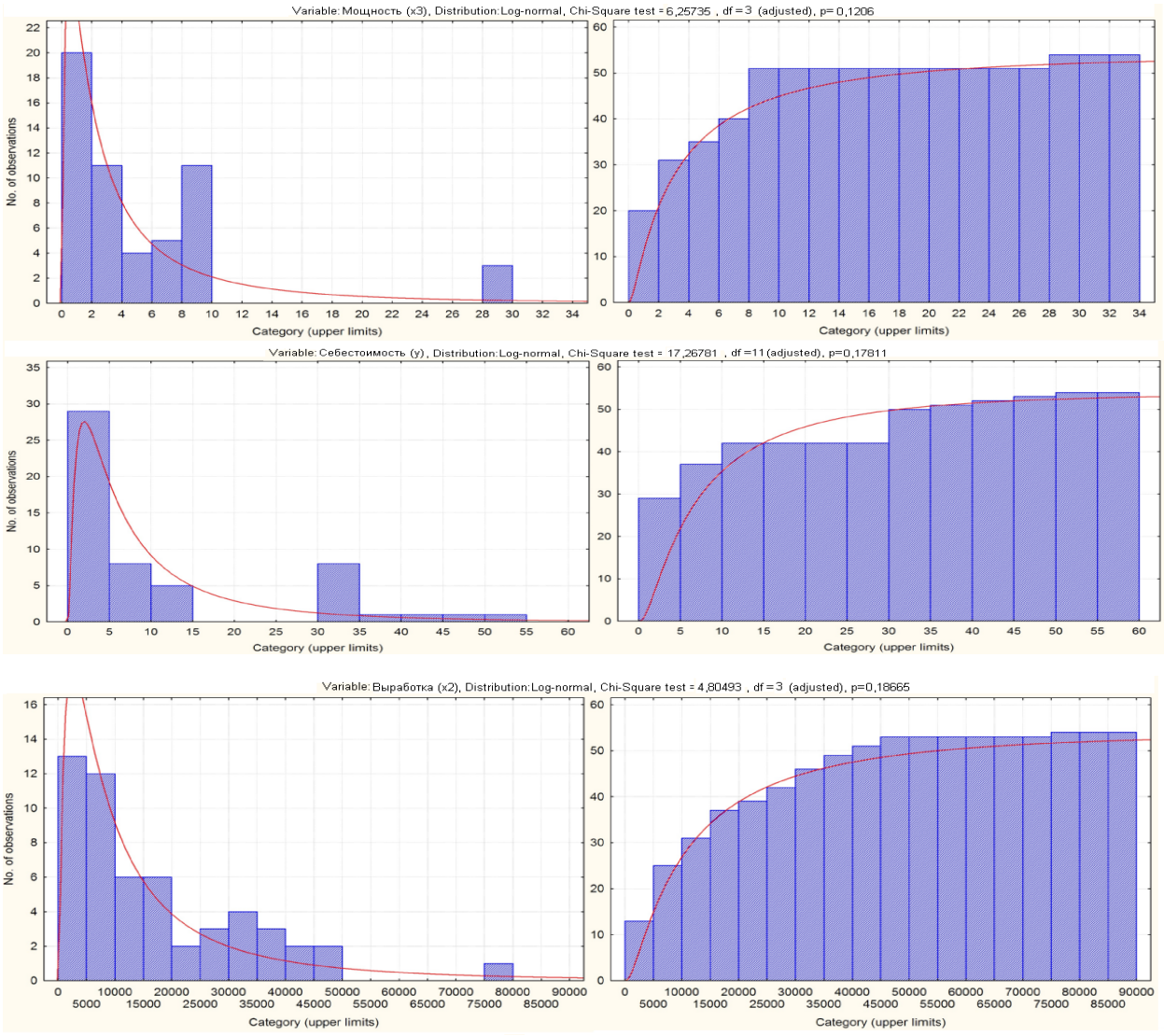
$$p(x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - \bar{x}}{\sigma_x}\right)^2}, \qquad (7.1)$$

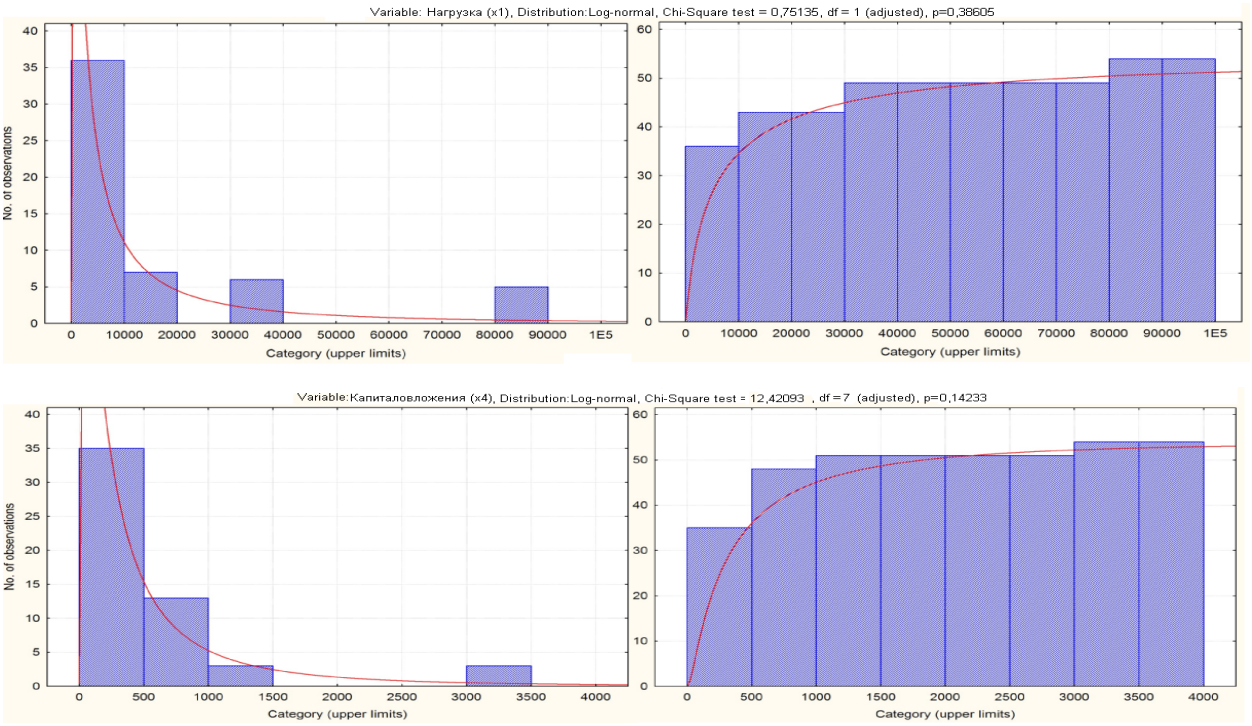
где x – исследуемый признак (x1, x2, x3, x5, y); $\bar{x}$ – усредненный за определенный период исследуемый признак; σ_x – среднеквадратичное отклонение исследуемого признака.

Для согласования теоретического и статистического распределения (рис. 7.1а) использован критерий согласия Хи-квадрат (χ^2). Форма χ^2 распределения определяется чис-

лом степеней свободы df. При помощи прикладных программ для каждого распределения рассчитаны значения df и χ^2. С помощью справочного материала математической статистики [171] по данным параметрам определена вероятность того, что исследуемая величина, имеющая распределение χ^2 с df степенью свободы, превзойдет данное значение χ^2. Диапазон вероятности $0{,}1206 < p < 0{,}38605$ указывает на то, что гипотеза описания статистических данных по логнормальному закону распределения не противоречит данным численного моделирования.

На практике, если p оказывается меньшим чем 0,1, рекомендуется проверить эксперимент или найти более подходящий для описания статистических данных закон распределения [27]. В рассматриваемых случаях величину вероятности события можно считать достаточной для согласованности. Нижний предел определенного диапазона вероятности обоснован ограничением критерия при малости ожидаемых частот, что препятствует оценке вероятности с достаточной точностью. Анализ переменных по кумулятивным частотам распределения (рис.7.1б) дает более четкое подтверждение гипотезы.

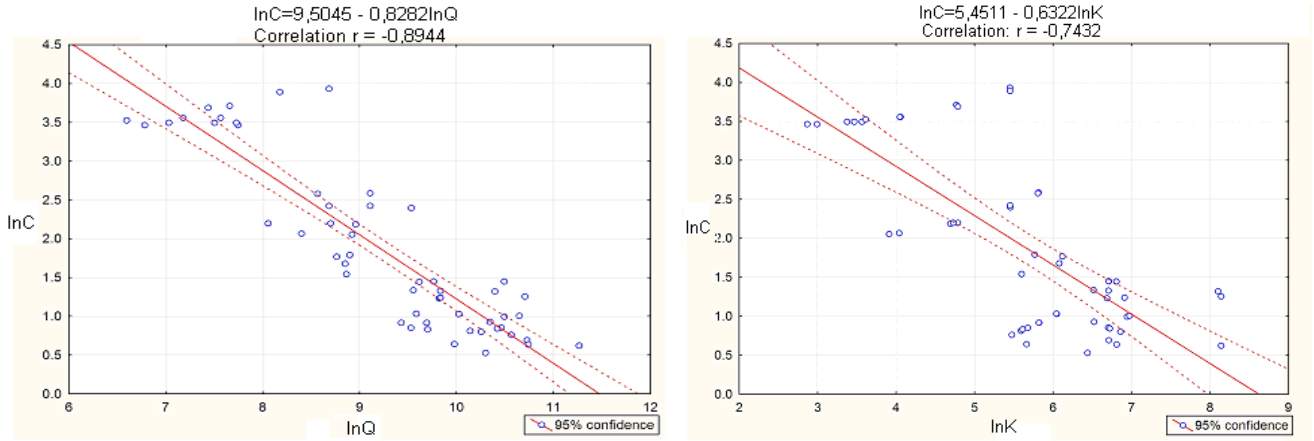




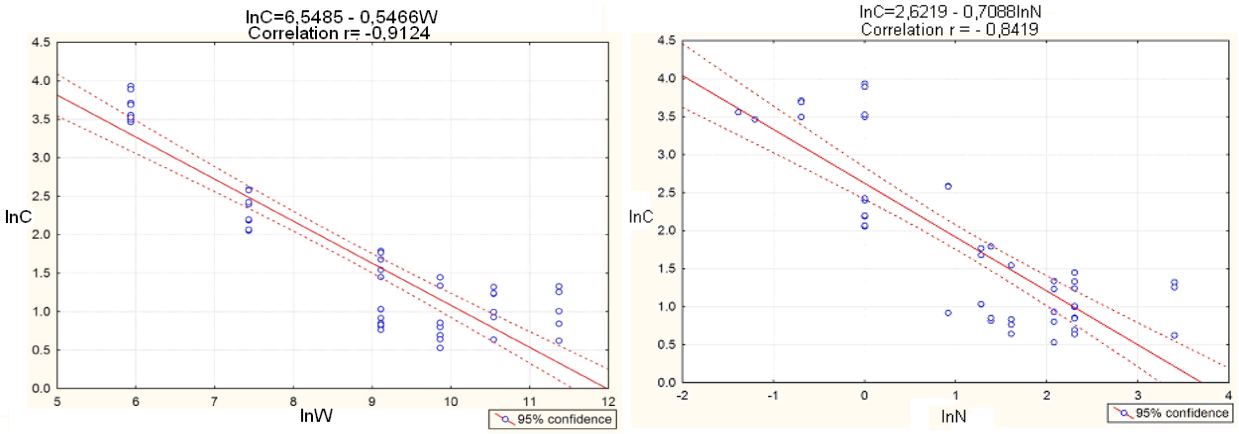
а) б)

Рис. 7.1. Кривые логнормального распределения исследуемых признаков

Зависимость между двумя переменными (фактор и выходная функция) визуализируют полученные диаграммы рассеяния (рис.7.2 а, б, в, г). Тенденцию зависимости исследуемых величин характеризует отрицательная и достаточно высокая корреляция, подтверждающая устойчивую статистическую связь. Результат анализа показал отсутствие устойчивой корреляционной связи между величиной срока службы и себестоимостью электроэнергии, что характеризует целесообразное ее рассмотрение с величиной срока окупаемости варианта АСЭС (рис.7.3).



а) б)



в) г)

рис. 7.2. Корреляционная связь между показателями: себестоимость и
а) потенциальная выработка электроэнергии; б) капиталовложения;
в) потребность в электроэнергии; г) мощность ВЭУ.

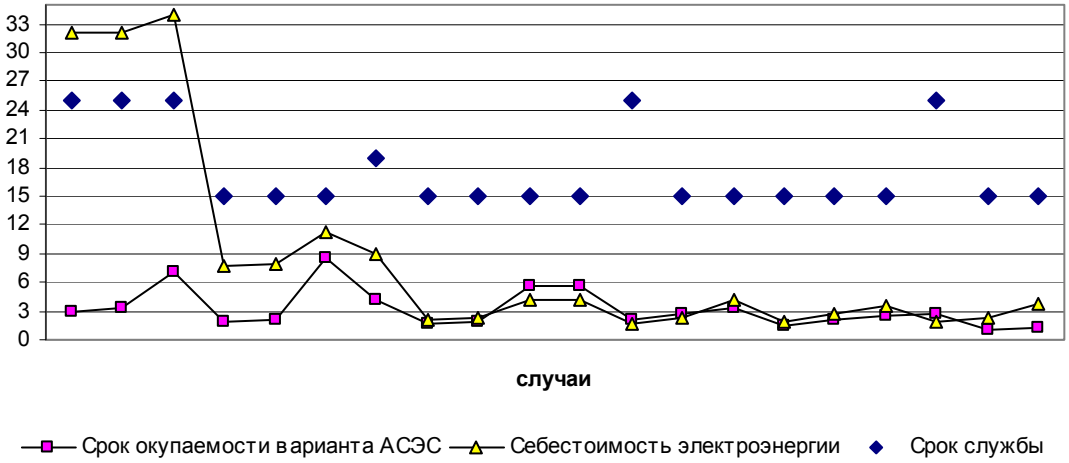


Рис.7.3.Соотношение показателей срока окупаемости и себестоимости электро-энергии, вырабатываемой вариантом АСЭС.

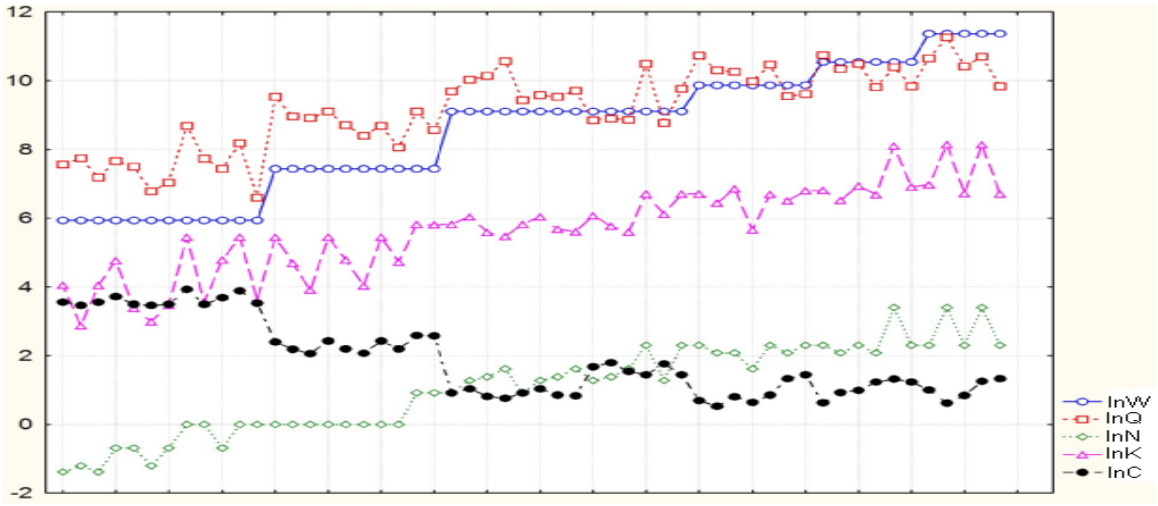


Рис. 7.4. График распределения факторов при влиянии на показатель себестоимости электроэнергии.

Для построения математической модели себестоимости электроэнергии предварительно произведен кластерный анализ факторов. Распределение факторов, (рис.7.4), позволяет рассматривать комплексное изменение показателя себестоимости электроэнергии в зависимости от варьирования их совокупности.

На основе этого в области факторов выделены три кластера (7.5): кластер 1 – факторы потенциальной выработки ВЭУ и потребности потребителя; кластер 2 – фактор капиталовложений; кластер 3 – фактор мощности ВЭУ. Использован метод кластерного анализа – одиночная связь, позволяющий представить результирующий кластер «цепочкой». Общую закономерность изменения параметров каждого кластеров характеризуют графики рис.7.6.

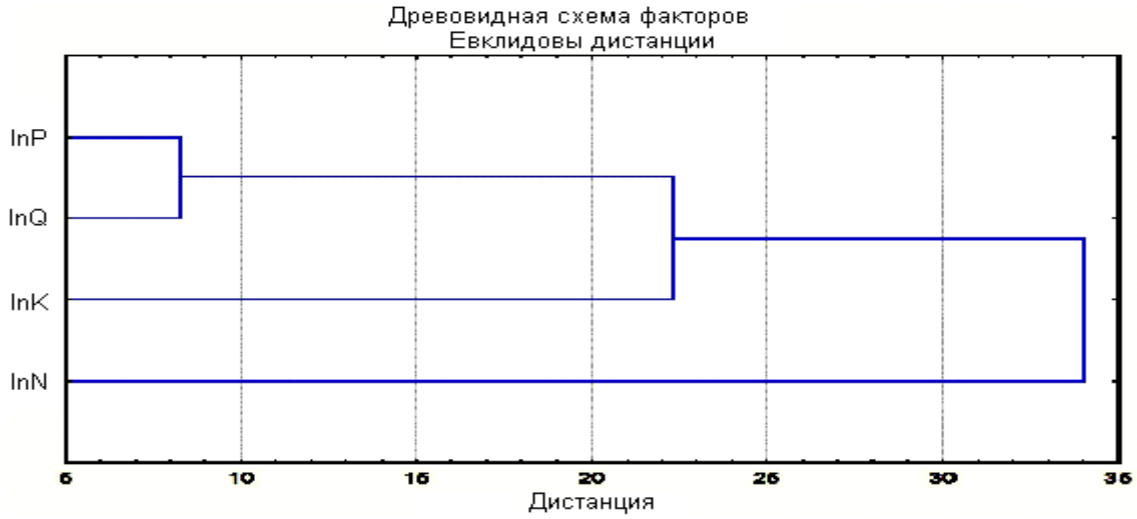


Рис. 7.5. Кластерный анализ факторов.

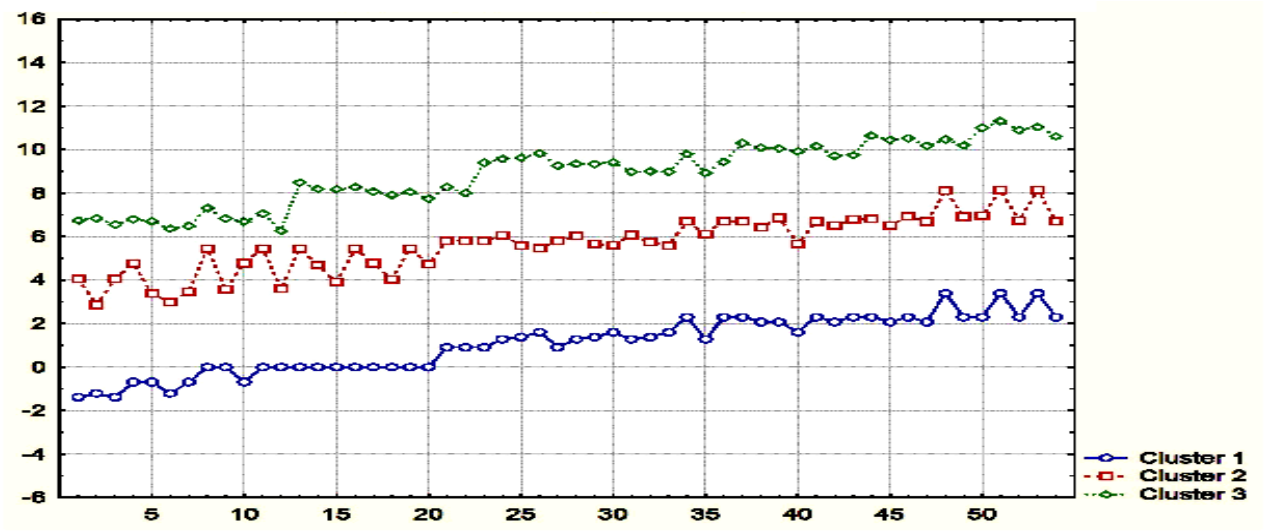


Рис.7.6. График средних каждого кластера.

Обработка статистических данных на основе результатов кластерного анализа позволила получить математические модели в качестве уравнений регрессии (7.2, 7.3) и их

компьютерную реализацию в виде диаграммы поверхности зависимой переменной как функции факторов $K = f(W,Q)$ (рис.7.7), $C = f(K,N)$ (рис.7.8), анализируя которые можно сделать вывод о стабильности характера изменения показателя себестоимости электроэнергии по рассматриваемым критериям.

$$K = -0{,}44982W + 0{,}45643W^2 + 0{,}807729Q - 0{,}01645Q^2 \qquad (7.2)$$

$$C = 0{,}763996K - 0{,}04877K^2 - 1{,}2421N + 0{,}179234N^2 \qquad (7.3)$$

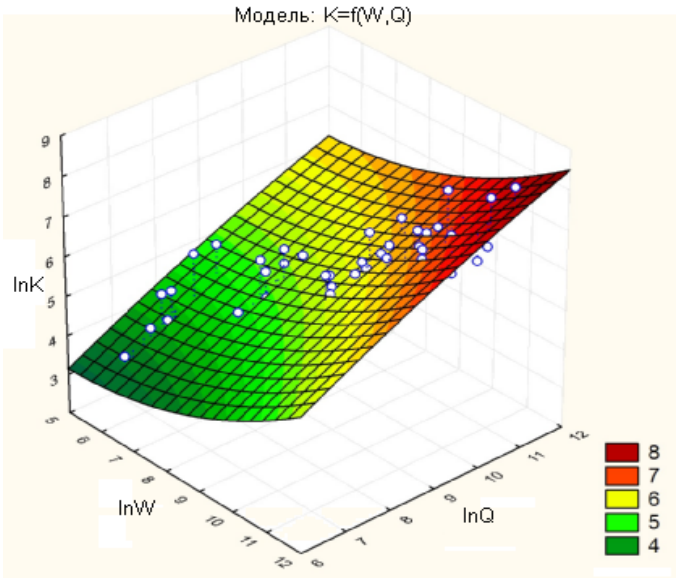


Рис.7.7. Модель (7.2) капиталовложений варианта АСЭС.

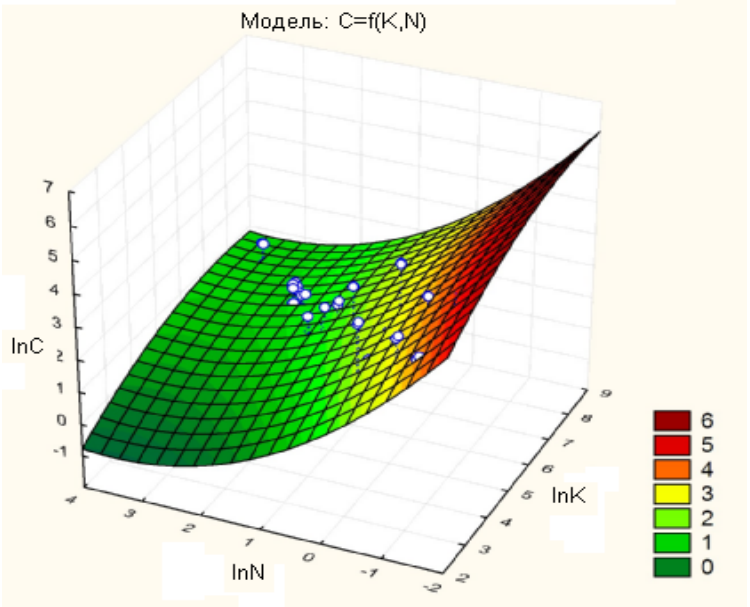


Рис.7.8. Модель (7.3) себестоимости электроэнергии, вырабатываемой вариантом АСЭС.

Регрессионные уравнения полученного типа заданы в соответствии с фактическими данными факторов и структурой корреляционных взаимосвязей.

Модель себестоимости отражает минимизацию данного параметра при внедрении варианта АСЭС с оптимальными показателями факторов в области:

- всех максимальных данных;

- всех минимальных данных с возрастающим показателем установленной мощности ВЭУ.

Область второго типа не имеет реализации в наиболее ветропотенциальной прибрежной зоне в соответствие с преобладанием минимальных объемов нагрузки потребителя.

Анализ совокупности факторов на основании их распределения (рис.7.4) рассмотрен для варианта зависимости $K = f(W, N)$ (рис.7.9), $C = f(K, Q)$ (рис.7.10), которые прослеживают динамику изменения в пространственном распределении численного моделирования (6.6, 6.11) выходных величин:

$$K = 1{,}05006W - 0{,}05489W^2 + 0{,}551475N + 0{,}104219N^2 \qquad (7.4)$$

$$C = 1{,}9122Q - 0{,}1565Q^2 - 0{,}9783K + 0{,}097658K^2 \qquad (7.5)$$

Данная модель себестоимости показывает минимальную величину во всем диапазоне варьирования капиталовложений с максимальной выработкой энергии ВЭУ, реализуемой в зонах большого ветрового потенциала в пунктах с высокой нагрузкой потребителей.

Комплексная оценка всех полученных моделей показывает, что оптимальная по выбранному типу ВЭУ в заданных условиях (в каждой ветропотенциальной зоне для потребителей заданного варианта нагрузки) должна обеспечивать минимальную величину расчетных затрат ($C \to \min$) при одинаковом удовлетворении потребителя энергией.

Полиномы позволяют проводить планирование установленных мощностей ВЭУ в АСЭС и исследования эффективности энергосберегающих мероприятий, направленных на оптимизацию показателя себестоимости электроэнергии путем воздействия на указанные факторы.

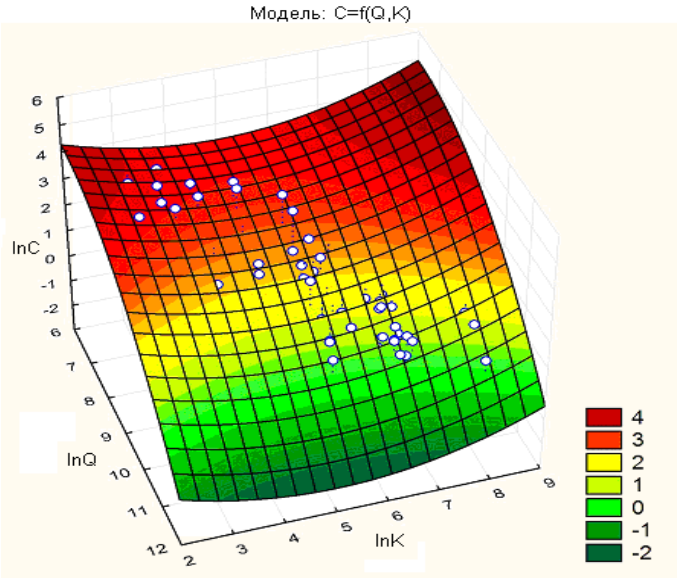


Рис.7.9. Модель (7.4) капиталовложений варианта АСЭС.

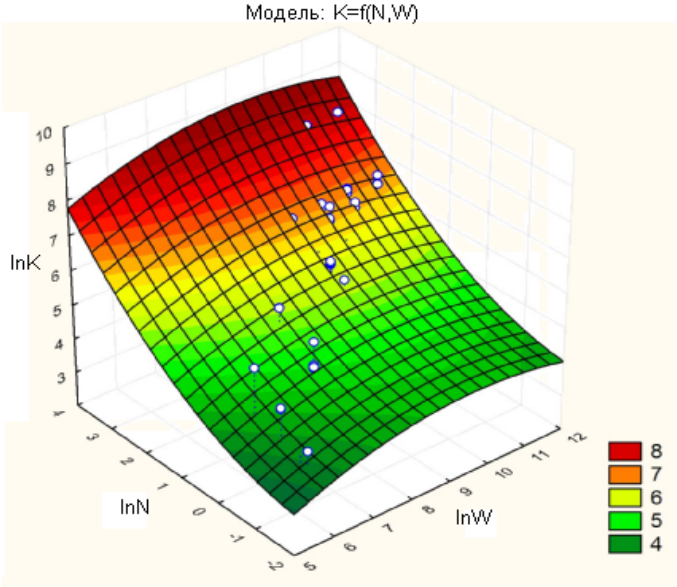


Рис.7.10. Модель (7.5) себестоимости электроэнергии, вырабатываемой вариантом АСЭС.

При реализации моделей, полученных в данном разделе и предыдущей гл. 6, для комплекса децентрализованной энергетики Якутии или его части необходимо выявить условия целесообразности внедрения ВЭУ с учетом региональных особенностей республики.

7.2. Рекомендации по внедрению ветроэнергетических установок в малую энергетику Якутии

Полученные модели п.7.1 конкретизированы для типового населенного пункта (табл. 7.1), используя результаты исследований децентрализованных зон (гл. 4), ветропотенциальных зон (гл. 5), обобщенные оценки эффективности использования ВЭУ (гл. 6).

Таблица 7.1

Оценка внедрения ВЭУ в населенный пункт Усть-Оленек

Показатели	
Наименование улуса	Булунский
Население, чел	78
Децентрализованная зона	I
ДЭС - установленная мощность, кВт - количество агрегатов, шт.	 105 2 (75, 30 кВт)
Максимальная потребляемая нагрузка, кВт	30
Электропотребление, кВт ч/год	85 320
Удельный расход топлива, г/кВтч	339
Себестоимость электроэнергии, руб./кВтч	5,5 (на 2002 год)
Тариф реализации электроэнергии, р./кВтч	1,99 (на 2002 год)
Топливная составляющая,%	60
Ветропотенциальная зона	I – 3 группа
Среднегодовая скорость ветра, м/с	6,3
Удельная мощность ветра, Вт/м^2	449
Вариант АСЭС	ВЭУ+АБ+ДЭС ЛМВ(10кВт) – (1500Ач)– (30кВт)
Годовая выработка ВЭУ, кВт ч	42 092
Коэффициент участия ВЭУ в выработке энергии, %	49,3
Экономия топлива, т.у.т./год	22,25
Капиталовложения, тыс.руб.	1063,481
Себестоимость электроэнергии, руб./кВтч	2,74
Общий экономический эффект, тыс.руб./год	821,789
Социальный эффект	Вовлечение общественности; независимое электроснабжение; снижение использования органического топлива; получение дополнительного дохода.
Экологический эффект	Сокращение вредных выбросов
Срок окупаемости, лет	1,3
Срок службы, лет	15

Данные табл. 7.1 показывают эффективность внедрения ВЭУ в данном пункте по себестоимости, вырабатываемой электроэнергии.

Внедрение ВЭУ для электроснабжения изолированных потребителей, исследуемых вариантов нагрузки (табл. 7.2), может поэтапно через период срока окупаемости полно-

стью покрыть потребности в электроэнергии и заменить существующие или планируемые для ввода ДЭС.

Таблица 7.2

Мероприятия по строительству ВЭУ в первоочередных пунктах

Тип ВЭУ, кВт	УВЭ-0,3	ВТН-8	ЛМВ-10	Всего
Вариант АСЭС	ВЭУ	ВЭУ+АБ	ВЭУ+АБ+ДЭС	-
Ветропотенциальная зона	прибрежная	I -3 группа	I -2 группа	-
Вариант нагрузки, кВт·ч/год	378	19210,5	37872	-
Количество, шт./год	10	7	7	24
Суммарная мощность, кВт	3	56	70	129
Сумма капиталовложений, тыс. руб.	176,2	4 377,01	7 229,66	11 782,9
Расходы на топливную составляющую традиционного варианта, тыс. руб./год	39,31	1 398,52	2 757,08	4 194,91
Объем экономии топлива, т.у.т/год	2,7	88,69	136,36	227,75
Стоимость экономии топлива, тыс. руб./год	39,31	1 398,52	2 184,49	3 622,32
Объем экономии бюджетных дотаций (3,4 руб на 1 кВт ·ч), тыс. руб./год	128,52	457,21	901,36	1 487,09
Доход от реализации электроэнергии, тыс. руб./год	49,14	254,43	527,56	831,13
Себестоимость электроэнергии, р./кВтч	33	1,69	2,73	-
Срок окупаемости, лет	4	3	3	-

Примечание. Распределение пунктов в зоне основано на данных рис.4.3 и таблицы 6.6.

На основании полученных данных условия целесообразности внедрения ВЭУ в децентрализованные районы республики сводятся к следующему:

- среднегодовая скорость ветра более 3,5 м/с;

- по экономическому эффекту: численность населения в пунктах более 10 чел; максимум нагрузки 10-15 кВт; электропотребление 9-90 тыс. кВтч/год;

- по социальному эффекту (обеспечение электроснабжения): численность населения в пунктах до 10 человек с перспективным улучшением жилищно-коммунальных условий с соответствующим увеличением объемов электропотребления.

Алгоритм программы исследований по внедрению ВЭУ в малую энергетику Якутии можно представить в виде схемы рис.7.11, где блок «Выбор варианта АСЭС» в развернутом виде иллюстрируется схемой рис.6.7, гл.6.

Логика выбора вариантов АСЭС осуществляется взаимодействием оператор–ПВЭМ, определяемым следующим алгоритмом: ввод системы условных ограничений –

автоматизированная составляющая комплекса по систематизации и сортировке баз данных – тестирование и обработка информации оператором – автоматизированная составляющая комплекса по экономической эффективности.

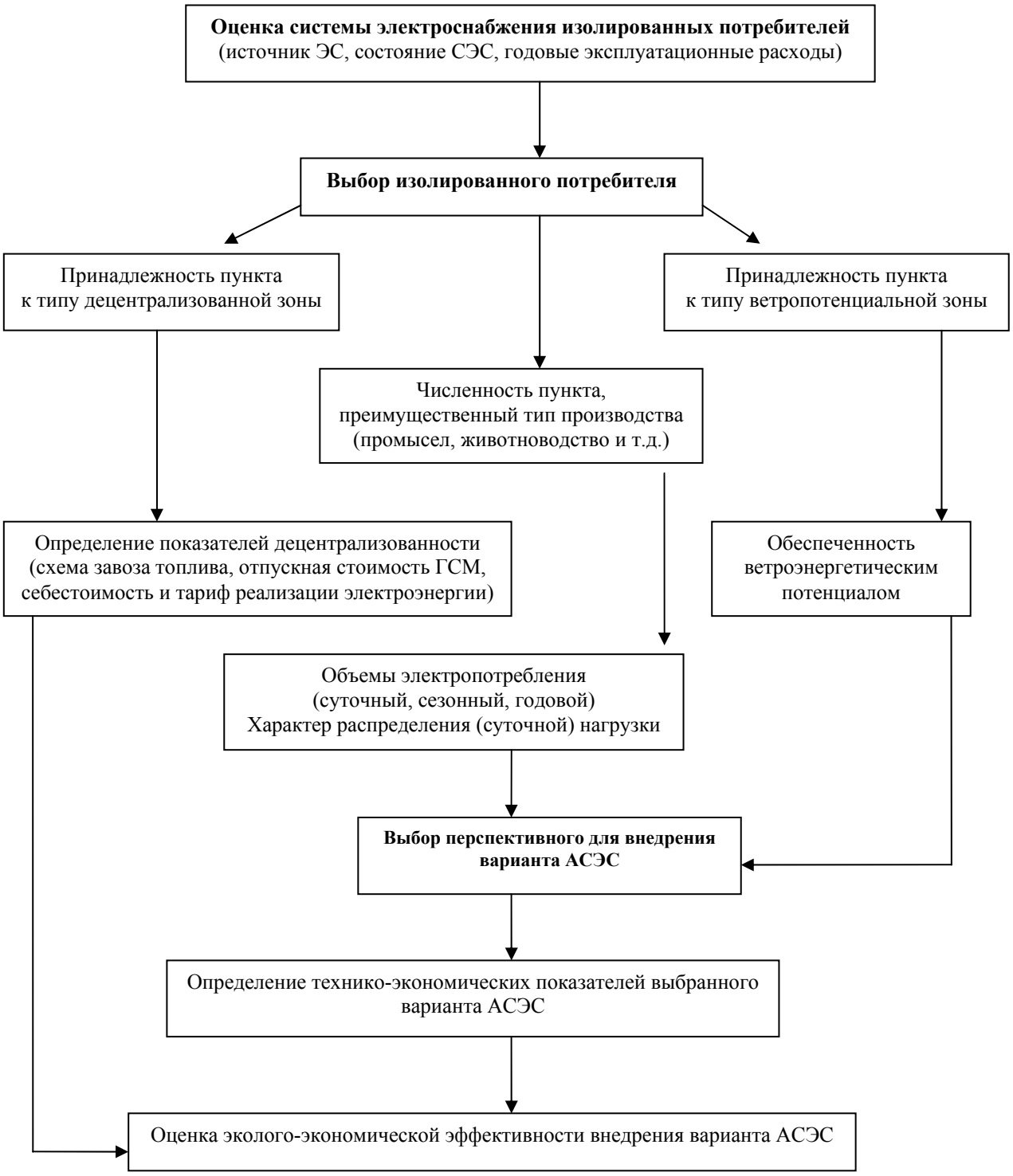


Рис. 7.11. Схема комплекса внедрения варианта АСЭС

Наибольшая целесообразность внедрения ВЭУ в децентрализованный энергобаланс республики это:

социальный эффект – вовлечение общественности, снижение объемов завозимого топлива при одновременном увеличении надежности и экономичности электроснабжения;

экологический эффект – частичное сохранение окружающей среды и обеспечение экологической безопасности.



Развитие ВИЭ является одной из важнейших составляющих долгосрочного, устойчивого развития республики и страны в целом и обеспечения ее энергобезопасности. Не менее важное значение в данном направлении имеют вопросы загрязнения окружающей среды и изменения климата [90].

Перспективными вопросами внедрения ВЭУ в энергобаланс Якутии должны стать вопросы разработки собственных малых ВЭС, наиболее точно учитывающие региональные особенности республики; вопросы подготовки обслуживающего персонала при квалифицированном проектировании размещения установок; вопросы создания «энергосервисной компании», определяющей подготовку технических предложений с предварительного этапа внедрения ВЭУ до постоянного контроля за их эксплуатацией.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ……3

1. ПРИРОДНЫЕ И КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕСПУБЛИКИ ……...7

2. ПРИРОДНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ И ЗАПАСЫ…….....17
- 2.1. Ветроэнергетические ресурсы…….....……...17
- 2.2. Гидроэнергетические ресурсы…….22
- 2.3. Гелиоэнергетические ресурсы…….26
- 2.4. Энергетический потенциал геотермальных вод……....27
- 2.5. Биоэнергетические ресурсы…….28
- 2.6. Топливно-энергетические ресурсы…….31

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО РЕСПУБЛИКИ ЯКУТИЯ……...……...34
- 3.1. Система энергообеспечения республики……34
- 3.2. Производство и потребление энергоресурсов……45
- 3.3. Транспорт энергоресурсов……....50

4. ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЯКУТИИ……..56
- 4.1. Децентрализованные зоны, проблемы и перспективы……..56
- 4.2. Перспективность использования возобновляемых источников энергии в децентрализованных зонах……65

5. ВОЗМОЖНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕСУРСА В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ РЕСПУБЛИКИ……..72
- 5.1. Кадастр ветровых энергоресурсов республики……....72
- 5.2. Выбор типов ветроэлектростанций, перспективных для применения в Якутии……83
- 5.3. Технико-экономическое обоснование децентрализованного электроснабжения от ветроэлектростанций……103

6. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН ЯКУТИИ…….....109
- 6.1. Выбор мощности ветроэлектростанций ……109
- 6.2. Варианты систем электроснабжения……..…….....116
- 6.3. Экономическая эффективность внедрения ветроэлектростанций……132

7. ПЕРСПЕКТИВЫ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЯКУТИИ С УЧАСТИЕМ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ……..……147
- 7.1. Регрессионный анализ показателей вариантов автономных систем электроснабжения……...147
- 7.2. Рекомендации по внедрению ветроэнергетических установок в малую энергетику Якутии ….……156

ЗАКЛЮЧЕНИЕ……..160

ЛИТЕРАТУРА……162

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа является одной из первых попыток комплексного решения задачи выбора рациональной мощности и типа ветроэлектростанций с учетом характеристик ветрового потенциала конкретного района территории Якутии и графиков энергопотребления типовых сельскохозяйственных и бытовых потребителей электроэнергии.

Всесторонний анализ составляющих структуры электроэнергетики Якутии, представляющих централизованный энергорайон и децентрализованные зоны показал, что особенности функционирования децентрализованного энергетического хозяйства республики характеризуются негативными факторами, влияющими на надежность электроснабжения потребителей; низкими техническими показателями и экономическими характеристиками энергоисточников; энергоэффективностью исследуемой системы для малых рассредоточенных потребителей при существовании централизованной.

Исследования кадастра ветрового энергоресурса республики, реализованные в картах-схемах по распределению сезонного и годового потенциала с выделением наиболее ветронасыщенных территориальных групп, явились основой для проведения зонирования территории по совокупности факторов проблем децентрализованного электроснабжения (себестоимости электроэнергии, стоимости топлива и т.д.) и ветрового потенциала. Результаты исследований показывают возможность повышения энергоэффективности комплекса децентрализованной энергетики Якутии при внедрении малых ветроэлектростанций.

Выбор оптимальных параметров малых ВЭУ (диапазона рабочих скоростей ветра, высоты мачты, мощности) для различных ветровых условий и характеристик нагрузки определяет типы вариантов автономных систем электроснабжения с различной структурой и соотношением энергоносителей (ВЭУ; ВЭУ+АБ; ВЭУ+АБ+БЭС; ВЭУ+ДЭС). В ра-

боте предложена схема выбора и этапов внедрения вариантов АСЭС с приведением технических характеристик составляющих и учетом специфики региона – Якутии.

Показатели экономической эффективности создания электротехнического комплекса децентрализованного электроснабжения Якутии на базе ВЭУ основаны на оценке:

- величины интегрально-экономического эффекта на перспективной основе замещения дорогостоящего топлива и сокращения бюджетных дотационных расходов на энергообеспечение северных потребителей;

- стоимости электроэнергии, полученной от ВЭУ и различных комбинированных вариантов с дополнительными источниками энергии;

- периода окупаемости, внедряемой системы.

На основе полученных исследований показана экономическая эффективность первоочередного внедрения 24 ветроэнергетических установок в децентрализованные зоны Якутии. Согласно проведенным экономическим оценкам, планируемое получение интегрального экономического эффекта по критериям: объем экономии топлива – 227,75 т.у.т. (стоимостью 3622,32 тыс.руб.); объем экономии бюджетных дотаций – 1487,09 т.руб./год; срок окупаемости – 3-4 года; себестоимость вырабатываемой энергии – 1,69-2,73 руб./кВтч.

ЛИТЕРАТУРА

1.Аббдрахманов Р.С., Назмеев Ю.Г. Использование энергии ветра для выработки электроэнергии в Татарстане// Изв. Акад.наук. Серия Энергетика.– 1998.– №4.– С.103–109.

2.Аббдрахманов Р.С., Назмеев Ю.Г., Якимов А.В. Об эффективности использования ветроэнергетики в регионах РФ с умеренными скоростями ветра // Изв. Акад.наук/Серия Энергетика.–2001.– №5.– С.93–101.

3.Аббдрахманов Р.С., Якимов А.В.. Об эффективности использования ветроэнергетических ресурсов для выработки электроэнергии в Магаданской области и на Дальнем Востоке// Изв. Вузов/Серия Проблемы Энергетики.- 1999.– №9.–С.93–101

4.Аванесян В.П., Бондаренко В.С., Голубицкий А.И., Ильковский К.К., Лихтин А.М., Собачевская Т.В. Использование новых топливосберегающих технологий в малой энергетике Якутии // Горный журнал.–2004.–№7.Спец.вып.– С.68–69.

5.Административная территория Республики Саха (Якутия).– Якутск.: Изд-во Якутск., 2001.–125 с.

6.Амбросьев А. Энергетика малая – проблемы большие Якутия. // Якутия.– 2002.– 29 октября.

7.Аналитический обзор. Оборудование для ветроэнергетики.– М.: ВНИИ Информэлектро. Изд-во «Аналитика» ,1991.

8.Андрианов В.Н. Сельские ВЭС и технико-энергетические основы их применения: Автореф. дис. … канд.техн.наук.–М., 1953.

9.Атлас ветрового и солнечного климата России.–СПб.: Издательство им.А.И.Воейкова, 1997.–173с.

10. Байков И.Р. и др. Принципы реконструкции системы энергоснабжения населенных пунктов. // Известия Вузов. Серия Проблемы энергетики.– 2001.–№7–8.– С.94-98.

11. Баланс топливо - энергетических ресурсов РС (Я) на период до 2000 г. Якутское республиканское Статистическое управление. – Якутск, 1993. – 22 с.

12. Безруких П.П. Что может дать энергия ветра?//Энергия: экономика, техника, экология.–2000.–№2.– С.17–20

13. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.) Что может дать энергия ветра?// Энергия: экономика, техника, экология. – 2000.– №1.–С.12–14.

14. Безруких П.П.. Зачем России ВИЭ? // Энергия: экономика, техника, экология. – 2002.– № 10. – С.2–8

15. Безруких П.П.. Зачем России ВИЭ? // Энергия: экономика, техника, экология. – 2002.–№ 11. – С.2–8

16. Белоусенко И.В., Голубев С.В., Дильман М.Д., Попырин Л.С. Исследования надежности изолировано работающих электростанций// Известия Ак.Наук./ Серия Энергетика.–2002.–№5. – С.62–75.

17. Беляев Ю.М. Критерии эколого-экономической эффективности энергетических технологий.// Промышленная энергетика .–2003.– №8.

18. Бизнес-планы Хотуэлектропроект.– Якутск, 1998-2001.

19. Бобровский С. Delphi 5: Учебный курс. – СПб.: Издательство «Питер», 2000. – 640 с.

20. Борисов Р.И., Марончук И.Е., Бурименко В.П. Определение структуры и установленной мощности нетрадиционных источников энергии.// Электричество.– 2002 – №6 – С. 2-5.

21. Бредихин В.И., Корякин А.К., Петров Н.А., Методы модернизации электроэнергетики – как отрасли специализации региона // Наука и образование.– 1997 – №3 – С.55-58.

22. Брюховецкий О.С., Лимитовский А.М., Меркулов М.В., Калугин Е.В. Малая энергетика на базе возобновляемых источников энергии на объектах геологоразведочных работ.// Горный журнал.– 2004.– №7.– С.70-72

23. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. – М.: Агропромиздат, 1985. – 320с.

24. Буслаев И.Г., Тепло, влагообеспеченность и нормы гидромелиораций в Центральной Якутии. Якутск, 1981

25. Бушуев В.В., Вольтфберг Д.В., Макаров А.А., М Степанов А.М., Шамраев Н.Г. Прогноз развития энергетики России // Экономика топливно-энергетического комплекса России.– 1994.– №1 – С.3-30.

26. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. – Л.: ЛГУ, 1991.– 343с.

27. Вентцель Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов.-6-е изд. Стер.– М.: Высш. шк., 1999.– 576с.

28. Ветроэнергетика. Руководство по применению ветроустановок малой и средней мощности. / Каргиев В.М., Мартиросов С.Н., Муругов В.П. и др. – М.: Интерсоларцентр, 2001.– 62с.

29. Возможности ветродвигателей с эффектом Магнуса. Н.М.Бычков, В.П.Горелов, С.В.Горелов, А.Н.Качанов.// Ученые записки ПГУ.– 1999.– № 2.

30. Волошоник В.В., Зубарев В.В., Франкфурт М.О. Использование энергии ветра, океанских волн, течений. – Итоги науки и техники. ВИНИТИ АН СССР. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии, 1983. – 100 с.

31. Гагарин В.Г. Энергию надо тратить.// Энергия: экономика, техника, экология.– 2002. – № 11 – С23

32. Гидроэнергетические ресурсы СССР. – М.: Наука, 1967. – С. 84-90

33. Гирченко Л.В., Хандурин И.С. Выбор типа ВЭС малой мощности.– М.: Всесоюзное кооперативное объединенное издательство, 1944.– 24с.

34. Голубчиков С.А. Энергетика Севера: Проблемы и пути их решения. // Энергия: экономика, техника, экология. – 2002. – № 11 – С.35

35. Государственный доклад. О состоянии окружающей природной среды РС (Я). Якутск, 1995.– 189с.

36. Губкин М.П. Природные условия и ресурсы среднего Приленья. – Новосиб.: Наука, 1984 – 112с.

37. Данилевич Я.Б., Коваленко А.Н., Шилин В.Л. Автономные системы электро- и теплоснабжения с буферным накоплением. // Изв. Акад. наук. Серия Энергетика.–2001.– №2.– С.104 –112.

38. Данилевская Т. Большие проблемы малой энергетики. // Якутия – 2001– 26 июня.

39. Демографический ежегодник РС (Якутия): Статистический сборник / Госкомстат РС (Я) – Якутск, 2003 – 60с.

40. Денисов В.И., Технико-экономические расчеты в энергетике. Методы экономического сравнения вариантов. – М.: Энергоиздат, 1985.– 216с.

41. Дмитриев Г.С., Малинин Н.К., Машиев Р.Я., Малые ГЭС для районов Крайнего Севера. - В кн.: Энергоснабжение в районах Крайнего Севера. – Апатиты: Изд-во Кольского филиала АН СССР. – 1987. – С. 129-143.

42. Доценко Б.Н., Дубровина И.В. Методы определения выработки электроэнергии ветроэнергетическими установками в месте их размещения. // Электрические станции. – 1990.– №7.– С. 86-87.

43. Дробышев А.Д. Климатические параметры ветра для задач ветроэнергетики. Автореф. дис. … д-ра геогр.наук.– СПб., 1996.

44. Дьяков А.Ф. Ветроэнергетика России: Состояние и перспективы развития – М.: МЭИ, 1996.

45. Дьяков А.Ф. Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики в России. // Изв. А.н. серия «Энергетика» Отделение физ-тех проблем энергетики. Изд. Наука, Москва.– 2002.– №4 – С.14-29.

46. Ежеквартальный информационный бюллетень «Возобновляемая Энергия» – 1998 – №2.

47. Ежеквартальный информационный бюллетень «Возобновляемая Энергия» – 1997 – №1.

48. Ефремов Э.И. Экономика топливно-энергетического комплекса Якутии. – Новосибирск: Наука, 2001.– 287с.

49. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера: Состояние, условия эффективности, перспективы.- Л.: Наука, 1989. – 208 с.

50. Ивашинцов Д.А., Кузнецов М.В., Рексита Т.А. Выбор режимов работы ветроагрегатов и сравнительная оценка выработки ВЭС.// Электрические станции.–1993.– №4.– С.25.

51. Ильин М.М. Системы солнечного теплоснабжения и возможности их применения в условиях Центральной Якутии // Проблемы теплоснабжения в условиях Крайнего Севера. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1984. – С. 98-104.

52. Ильин М.М., Тимофеев И.И. Оценка возможностей использования солнечной энергии для теплоснабжения в сельской местности Якутской АССР // В кн.: Энергосбережение и нетрадиционные источники энергии в сельской местности. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989. – С. 115-126.

53. Ильковкий К.К., Ливинский А.П., Гробман Ф.Х., Лихтин А.М., Дьяконов П.М.Программа развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) и промежуточные итоги ее реализации. // Горный журнал. Специальный выпуск. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2004.– Спец.вып – С. 52-54.

54. Ильковкий К.К., Ливинский А.П., Парников Н.М., Дьяконов П.М. Проблемы малой энергетики в энергоизолированных районах Сибири и Дальнего Востока. // Горный журнал. Специальный выпуск. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2004. – Спец.вып – С. 15-21.

55. Ильковский К.К. Создание рыночной энергетики в условиях Якутии // Человек и карьера.– 2002. – №8 (143) – С.8-9

56. Кадастр возможностей /Под ред. Б.В. Лукутина.–Томск: Изд-во НТЛ, 2002.– 280с.

57. Киушкина В.Р., Лукутин Б.В. Исследование комплекса автономных систем электроснабжения с участием ВЭУ в децентрализованных зонах. Материалы международной научно-технической конференции «Электромеханические преобразователи энергии». 20-22 октября 2005 г., Томск: ТПУ 2005. – С.339-342.

58. Киушкина В.Р., Лукутин Б.В. Энергосберегающий потенциал ветроэнергетики Якутии. Материалы международной конференции «Электромеханические и электромагнитные преобразователи энергии и управляемые электромеханические системы». Екатеринбург, 2003.–С.301-304.

59. Киушкина В.Р. Анализ основных параметров ветроустановки для ветрового потенциала Якутии. // Труды 4-й Международной конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 10-12 сентября 2003 г. «Актуальные проблемы современной науки». Естественные науки. Части 12-16 «Электротехника, приборостроение, радиотехника и связь, энергетика, электроника». Самара, 2003.– С. 50-53

60. Киушкина В.Р. Анализ эффективности использования ВЭС в районах Якутии. Материалы международной научно-технической конференции «Электроэнергетика, электротехнические системы и комплексы», посвященной 100-летию электротехнического образования Сибири. 3-5 сентября 2003 г., Томск: ТПУ 2003.– С. 233-236.

61. Киушкина В.Р. Буферное накопление энергии в системах автономного электроснабжения от ВЭУ. Сборник трудов по материалам VI региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Нерюнгри, 2005

62. Киушкина В.Р. Вариант автономного электроснабжения децентрализованных потребителей Якутии. Труды 6-й Международной конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Актуальные проблемы современной науки». Самара, 2005.

63. Киушкина В.Р. Возможность децентрализованной ветроэнергетики Якутии на фоне проблем электроснабжения.// Журнал «Электрика».– 2004 .– №2 – С.6-12.

64. Киушкина В.Р. Зонирование территории республики с учетом ветроэнергетических ресурсов и проблем электроснабжения. Сборник трудов по материалам IV региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Нерюнгри, 2003.– С23-25.

65. Киушкина В.Р. Использование энергии ветра для выработки электроэнергии в Якутии. // Материалы III городской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 10-летию Технического Института (филиала) Якутского государственного университета им. М.К.Аммосова, г. Нерюнгри-2002.– С.26-30.

66. Киушкина В.Р. Малая возобновляемая энергетика Якутии – еще один путь децентрализованного электроснабжения. Труды 2-й интеграции междисциплинарной конференции молодых ученых Сибирского Отделения РАН и высшей школы «Научные взгляды Сибири: взгляд в будущее», Иркутск, ИНЦ СО РАН, 6-10 октября 2003 г., Изд-во инст. геогр. СО РАН.

67. Киушкина В.Р. Перспективность децентрализованной ветроэнергетики в Якутии. Материалы международной научно-технической конференции ЭЭЭ-2003 «Пути и технологии экономии и повышения эффективности использования энергетических ресурсов региона», посвященной 65-летию Хабаровского края. 23-27 сентября 2003.Часть 1 г. Комсомольск-на-Амуре 2003.– С. 42-44

68. Киушкина В.Р. Проблемы и перспективы децентрализованного электроснабжения районов республики Саха (Якутия). Труды 4-й Международной конференции молодых ученых, аспирантов и студентов 10-12 сентября 2003 г. «Актуальные проблемы современной науки». Естественные науки. Части 12-16 «Электротехника, приборостроение, радиотехника и связь, энергетика, электроника». Самара, 2003.– С.47-50

69. Киушкина В.Р. Сергеев М.С. Комплекс программного обеспечения систематизации показателей ветрового потенциала и технических характеристик ВЭУ. Труды 5-й Международной конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Актуальные проблемы современной науки». Естественные науки. Части 14-17.«Электротехника, приборостроение, радиотехника и связь, энергетика, электроника». Самара, 2004.– С.76-78.

70. Киушкина В.Р. Сергеев М.С. Система автоматизированного расчета базовых параметров программы внедрения ВЭС в децентрализованные зоны республики. Сборник

трудов по материалам V региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Нерюнгри, 2004.– С26-29

71. Киушкина В.Р., Зенков Д.Ф. Вопросы разработки ветровых движителей.// Материалы международной научно-технической конференции «Физико-технические проблемы Севера», посвященной 30-летию Института физико-технических проблем Севера и 10-летию Института неметаллических материалов. Якутск, 2000 г. – С 71–82

72. Киушкина В.Р., Зенков Д.Ф. Проблемы и вопросы по созданию автономных энергоустановок малой мощности.// Сборник научных трудов «Проблемы освоения и перспективы развития Южно-Якутского района». г. Нерюнгри-2001 г. –С 101–104

73. Киушкина В.Р., Лукутин Б.В. Выбор вариантов систем электроснабжения для малых потребителей Якутии. Республиканская научно-практическая конференция «Пути решения актуальных проблем добычи и переработки полезных ископаемых Южной Якутии» // Инновационные аспекты освоения Южной Якутии. Нерюнгри, 2004.: Изд-во ЯГУ, 2004.– С80-82

74. Киушкина В.Р., Лукутин Б.В. Оценка возможности использования ветродизельной системы в удаленных районах Якутии. Материалы международной научно-технической конференции «Электроэнергия и будущее цивилизации», Томск: ТПУ 2004.– С. 98-100.

75. Киушкина В.Р., Степанов А.С. Возобновляемый природный потенциал. Сборник трудов по материалам IV региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Нерюнгри, 2004.– С49-51.

76. Константинов А.Ф. Оценка загрязнения окружающей среды объектами ТЭК на Азиатском Севере // Направления развития и совершенствования ТЭК районов Азиатского Севера: Сборник научных трудов. - Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990 – С. 57-65.

77. Константинов А.Ф., Ноговицын Д.Д. Нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы Республики Саха (Якутия).// Проблемы энергетики Республики Саха (Якутия): Сборник научных трудов.– Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1995. – С.90

78. Константинов А.Ф., Ноговицын Д.Д. Фельдман Б.Н., Перспективы строительства малых ГЭС в арктической зоне Якутии // Гидроэнергетическое строительство. – 1996. - №2. – С. 51-54

79. Концепция развития и использование возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России – М. 1994.

80. Копылов Р.Н., Маршинцев В.К., Тяптиргянов М.М. Общая экологическая ситуация территории Якутии // Сб. докладов I респ. н.-пр. конф. «Проблемы радиационной безопасности». – Якутск, 14-15 января 1993 г. – С. 3-10.

81. Кошелев А.А., Шведов А.П. Методическое пособие. Потенциальные возможности вовлечения ВПР в топливно-энергетический баланс Иркутской области.-Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1998.

82. Кривошапкин А.И., Ноговицын Д.Д. Альтернативные варианты энергообеспечения арктических районов Якутской АССР // Стратегия социально-экономического развития Крайнего Севера: Тез. докл. Всесоюзн. совещ. – Нарьян-Мар, 1989.– С. 169

83. Круглов Г.Г., Куньцевич Л.М., Синицын Н.В., Сурма Н.В.О целесообразности совместного использования гидро- и ветроэнергоресурса.// Известия Вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – Минск.: БГПА, 1995 –№5-9, С.98.

84. Кэнту М. Delphi 4 для профессионалов – СПб: Издательство «Питер», 1999. – 1120 с.

85. Легасов В.А.Технологическое завтра // Плановое хозяйство. –1987.–№6.– С. 34-41

86. Лещинская Т.Б., Князев П.В. Применение автономного источника электрической энергии для электроснабжения сельскохозяйственного района.// Электрика .– 2004.– №9. – С. 21.

87. Лившиц В.Н. Проектный анализ: Методология принятая во всемирном банке // Экономика и математические методы. – 1994.– Т30– №3– С.37-50

88. Линник Ю.В. Метод наименьших квадратов и основы математико-статистической теории обработки наблюдений. – Л., Физматгиз, 1962 – 352с

89. Лихау И. Слабое звено энергетики – малая энергетика. // Якутск, 28 ноября 2001.– С.14.

90. Лукутин Б.В. Киушкина В.Р. Экологически чистый источник энергии для районов Якутии. Труды второй международной научно-технической конференции «Энергетика, экология, энергосбережение, транспорт» Часть 1.Тобольск, 2004 (8-11 сентября).– С.261-253

91. Лукутин Б.В. Эффективность преобразования и транспортировки электроэнергии. – Томск: Изд. Курсив, 2000. – 130с.

92. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001. – 120с.

93. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей (монография). «Илим», Фрунзе. – 1987..

94. Лукутин Б.В., Суздалев О.А. Оценка эффективности схем параллельной работы ВЭС И ДЭС. Материалы международной научно-технической конференции «Электроэнергия и будущее цивилизации».– Томск: ТПУ 2004.– С. 190-194.

95. Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул: Учеб. пособие для втузов. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Высш.шк., 1988. – 239с.: ил.

96. Лятхер В.М. Предложения по развитию ветроэнергетики в России. Отчет во исполнение приказов РАО ЕЭС России № 679 от 04.12.2002 «О развитии нетрадиционной энергетики», № 546 от 26.09.2002 «О распространении опыта строительства ветроэлектростанций». Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». НИИЭС, март 2003. – 64с.

97. Макаровский С.Н. Выбор структуры генерирующих мощностей в автономной энергосистеме.// Электричество.–2001. – №10.– С.104-112.

98. Малышев Н.А., Ляхтер В.М. Ветроэнергетические станции большой мощности. – Гидротехническое строительство. 1983.– №12 – С.36-45

99. Марченко О.В. Стоимость энергии и оптимальные параметры ВЭУ// Изв.РАН. Сер. Энергетика. – 2000. – №2 – С.97.

100. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ области экономической эффективности ветродизельных электростанций – Промышленная энергетика – 1999 – №2 – С.50-51.

101. Марченко О.В., Соломин С.В. Влияние фактора надежности электроснабжения на экономическую эффективность ветродизельных систем // Изв.РАН. Сер. Энергетика. – 2000. – №6 – С.118.

102. Марченко О.В., Соломин С.В. Оптимизация автономных ветродизельных систем энергоснабжения. // Электрические станции.1996 – №10 – С.44-45.

103. Марченко О.В., Соломин С.В. Экономическая эффективность ВЭУ в системах электро- и теплоснабжения: Препринт СЭИ СО РАН, 1996г. – С. 3, 17 .

104. Махжуб Мохамед Фадель. Перспективы использования возобновляемых источников энергии и выбор конструкции генератора для работы в условиях Западной Сахары. Дисс.…канд. техн. наук.– Санкт-Петербург, 2000.

105. Машины и оборудование: тенденции развития рынка ветроэнергетических установок // БИКИ. – 1980. – № 150. – 50с.

106. Международный круглый стол «Политические меры по развитию возобновляемой энергетики».// Электрика.–2004.– №10.– С. 40.

107. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: НПКЦВ «Теринвест», 1994 – 80с.

108. Минин В.А. Энергоснабжение малых изолированных потребителей в районах с повышенным потенциалом энергии ветра (европейский север СССР). Автореф. дис….канд.техн.наук. : 05.14.01. – 1986.

109. Минин В.А., Дмитриев Г.С., Минин И.В. Перспективы освоения ресурсов ветровой энергии Кольского полуострова. // Известия Академии Наук. Энергетика. – 2001 – №1. – С.45

110. Молодцов С.Д. Некоторые тенденции в сфере экономики электроэнергетики в зарубежных промышленно-развитых странах // Электрические станции. – 1994. – №8. – С.56-59.

111. Мостахов С.Е., Некрасов И.А., Дмитриева В.М., Колмыкова А.И. Якутская АССР.– Якутск: Кн. Изд-во, 1980-184 с.

112. Назмеев Ю.Г., Абдрахманов Р.С. Использование энергии ветра для выработки электроэнергии в Татарстане. // Известия Академии Наук. Энергетика.1998.– №4 – С.45

113. Оборудование малой и нетрадиционной энергетики / Справочник - каталог Москва 2000.–167с.

114. Обухов С.Г., Федорова В.Б. Методика выбора ветроэнергетической установки для автономного электроснабжения. Материалы международной научно-технической конференции «Электроэнергия и будущее цивилизации», Томск: ТПУ, 2004.– С.208-211.

115. Овис Л.Г. Выбор оптимального места расположения ВЭУ // Энергетическое строительство. –1992 – №3.

116. Основные показатели социально-экономического положения Дальневосточного федерального округа. Статистический бюллетень , 2000 –108 с.

117. Отчет «Сахаэнерго» 2002 год.

118. Отчет ОАО ХК «Якутскэнерго» 2002 г.

119. Отчет отдела гидроэнергетики Института физико-технических проблем Севера ЯНЦ СОРАН, 2002.

120. Оценка ресурсов нетрадиционных источников энергии и объемов экономичного их использования по регионам России. Договор № 98-14-19. Этап I. Разработка научных, технических и экономических основ методик оценки ресурсов нетрадиционных источников энергии и объемов экономичного их использования / Минтопэнерго РФ.АО ВИЭН. М., 1998 (Рукопись).

121. Перминов Э.М. Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики.// Вестник электроэнергетики. Нетрадиционная энергетика.–2002.–№4.– 67-70

122. Попов Н.И. Вопросы экономики РС (Я). Изд. Якутия, Якутск, 2000.–116с.

123. Программа развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) на 2001-2005 гг.

124. Расчет ресурсов ветровой энергетики. Учебное пособие./ В.И.Виссарионов, В.А. Кузнецова., Н.К.Малинин и др.-М.: Издательство МЭИ, 1997.– 32с.

125. Рекламные прайс-листы «Компания ЛМВ Ветроэнергетики» – Совместное предприятие Хабаровск-Голландия.

126. Рекламные прайс-листы аккумуляторных батарей.

127. Рекламные прайс-листы ВЭУ компании «Элсиб», «Ветроэн», «ВетроСвет»

128. Рекламные прайс-листы ДЭС: http://ovis.khv.ru/diesel.html

129. Рекламные прайс-листы ДЭС: http://www.energoholding.ru/dizel power stations

130. Рекламный каталог ветроэлектростанций: http:// wg.bronson/ main. shtm.

131. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов.-Л.:Гидрометиздат, 1989.– 80с.

132. Республика Саха (Якутия) за годы суверенитета 1990-2000 г.г. Статистический сборник. Якутск. 2000.– С.84.

133. Республика Саха (Якутия): Навстречу III тысячелетию. Якутск. 2000.-М.: «Пенц», 2000 – С28.

134. Республика Саха. Бизнес-Справочник, Якутск 1995.– 140с.

135. Республиканская целевая программа. «Энергосбережение в Республике Саха (Якутия) на 2004-2006 годы и на перспективу до 2010 года». Якутск, 2004

136. Республики Саха (Якутия): Статистический справочник / Госкомстат РС (Я), 1999 – С.37

137. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / Коллектив авторов. – СПб.: Наука, 2002. – 314с

138. Ресурсы компьютерной сети Интернет: Сайт Минэнерго России, раздел Нетрадиционная энергетика http://www.mte.gov.ru/ntp/energo/energo.htm; Сайт компании «Solar Home» http://www.solarhome.ru;

139. Сайт Интерсоларцентр: http//www.intersolar.ru/wind

140. Сайт ОАК ХК «Якутскэнерго»: http://www. yakute.elektra

141. Сделаем шаг навстречу. Министерство материальных ресурсов, торговли и транспорта РС(Я). Якутск «Информ Пресс 94»,1996 – С.33

142. Сивцева А.И., Мостахов С.Е., Дмитриева З.М. География ЯССР. Якуткнига изд-во 1990. – 74с.

143. Сиданов И.А., Дубровина И.В., Сукасян Б.Д. Перспективы развития автономной ветроэнергетики // Энергетики.– 1989. – №5. – С. 1-4.

144. Системные исследования проблем энергетики / Л.С.Беляев, Б.Г.Санеев, С.П.Фатеев и др.; Под редакцией Н.И.Воропая.-Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 2000.– 558с.

145. Состояние, проблемы и перспективы развития ТЭК РС(Я). Якутск 2000.– С.6-13.

146. Справочник по климату СССР. Вып 24, Ч2. – Ленинград.: Гидрометиздат, 1987

147. Справочник по климату СССР. Вып.24. Ч III . – Ленинград.: Гидрометиздат,1966

148. Справочник по проектированию электроэнергетических систем // Ершевич В.В., Зейлигер А.Н., Илларионов Г.А.; Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.

149. Степанов И.Р., Дмитриев Г.С. Перспективы использования малых ГЭС в районах Европейского Севера СССР // Проблемы Севера. Вып. 23. – Энергетика Севера. – М.:Наука. – С. 59-66.

150. Старостина Л.В., Киушкина В.Р.Анализ и перспективы развития ТЭК республики Сборник трудов по материалам IV региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Нерюнгри, 2004.

151. Степанов И.Р., Минин В.А. Условия эффективного применения ветроэнергетических установок в районах европейского Севера. – В кн.: Проблемы Севера. – Вып.23. Энергетика Севера. – М.: Наука, 1988. – С. 66-80.

152. Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: для развивающихся стран или для России // Энергия. – 2002. – № 9. – С. 11-14.

153. Тарнижевский Б.В. Перспективы использования возобновляемых источников энергии в России. // Горный журнал.– 2004.– №7.– С.22-25.

154. Твайдел Дж, Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М: Энергоатомиздат, 1990.

155. Технико-экономические характеристики ветроэнергетики (справочный материал).– М.: Издательство МЭИ., 1997.

156. Топливно-энергетический комплекс края. Сборник Якутск 1999.–332с.

157. Тюменцев А.Г. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. – Улан-Уде: Изд-во ВСГТУ, 2000 – С.4

158. Фатеев Е.М. К обоснованию типоразмеров ветродвигателей, энергетические параметры ветросиловых установок. Труды ВИМ, Т.22, Сельхозгиз, 1956.

159. Фатеев Е.М. Методика определения параметров ветроэнергетических установок. Изд. АНСССР, 1957

160. Фатеев. Е.М. Ветродвигатели. – М.: ГНТИ МЛ, 1962.– 247с.

161. Федорова Е.Н. Население Якутии. Прошлое и настоящее (геодемографическое исследование). – Новосибирск: Наука. Сиб. Предприятие РАН, 1998.– 207 с.

162. Филаретов В.Ф., Кацурин А.А. Разработка системы автоматической стабилизации параметров выходного напряжения автономной ветроэнергетической установки. // Электричество. – 2001.– №7.

163. Чайка Л.В. Использование малой гидро- и ветроэнергетики в система энергоснабжения Коми ССР. Серия препринтов сообщений «Научная редакция-народному хозяйству», Коми научцентр УОАНССР, 1991.– Выпуск 99.–19с.

164. Чебодаев А.В., Бастрон А.В. Районирование Красноярского края, республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам.// Промышленная энергетика.-2002.–№8.– С.48

165. Чернов Р.О. Автономная ветроэлектрическая установка. Дисс. на канд.а техн. наук.– М., 2000.

166. Чистяков Г.Е., Ноговицын Д.Д. Состояние и перспективы использования гидроэнергетических ресурсов Якутии // Вопросы энергетики Якутской АССР, ЯФ СО АН СССР. – Якутск, 1973. – С. 145-155

167. Чудинов Г.М., Попов Р.А., Чистяков Г.Е. Энергетические ресурсы Якутской АССР. – Якутск, 1962. – С. 256

168. Шефтер Я.И. Ветроэнергетика.– М.: Энергоатомиздат, 1985.– 272с.

169. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. 2-е изд., – М.: Энергоатомиздат, 1983.– 200с.

170. Шефтер Я.И., Рождественский И.В. Ветронасосы и ветроэнергетические агрегаты.- М: «Колос», 1967.– 147с.

171. Шпаков П.С., Попов В.Н. Статистическая обработка экспериментальных данных: Учебное пособие. – М.: Издательство МГГУ, 2003. – 268 с.: ил.

172. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии/ В.И.Виссарионов, Л.А.Золотов – М.: Изд-во МЭИ, 1996.– С.3 – 5.

173. Электронный учебник StatSoft.

174. Электротехнический справочник. Т.2. / Под общ. ред. П.Г. Грудинского, Г.Н. Петрова, М.М. Соколова и др.. – М.: Энергия, 1975. – 752с.

175. Энергетические ресурсы Якутской АССР.- Якутск.: Якутское книжное издательство, 1962– С.17.

176. Энергосбережение в сельском хозяйстве Якутии / Афанасьев Д.Е. – Якутск: МГП «Полиграфист», 1995. – 221 с.

177. Энциклопедия Якутии. Том 1./ Под ред. Сафронова Ф.Г.– М., 2000.–544с.

178. Этносоциальное развитие РС(Якутия): Потенциал, тенденции, перспективы / В.Б. Игнатьева, С.В. Абрамова , А.А. Павлов и др. – Новосибирск: Наука, 2000 – 277с.

179. Эксперимент. Колбасина М. // Вся республика – 21 июня 2001

180. Юсупов Р.Х., Деев В.Ю. Оптимизация параметров дизельных установок при переменной нагрузке.// Известия Ак.Наук. Серия Энергетика.– 2002.– №1. – С.152.

181. Якутия. XX век в зеркале статистики. Якутск. Сахаполиграфиздат., 2001.– 293 с.

182. Янченко А.В., Сачнев В.С. Подход к моделированию системы энергообеспечения на базе ветрогенератора. Материалы международной научно-технической конференции ЭЭЭ-2003 «Пути и технологии экономии и повышения эффективности использования энергетических ресурсов региона», посвященной 65-летию Хабаровского края. 23-27 сентября 2003.Часть 1 г. Комсомольск-на-Амуре 2003.– С. 103.

183. Abdrakhmanov R.S., Nazmeev Y.G., Khairullin R.G. The prospects of development of alternative power sources in the climatic conditions of the CIS // The III Intern. Conf.

On New Energy Systems and Conversions. September 8-13. 1997. Kazan: KZTU, 1997.– P.15-20

184. Bakitszis A.G., Dokopoulos P.S., Gavanidou E.S., Ketselides M.A. A Probabilistic Costing Method for the Evaluation of the Performance of Grid-Connected Wind Arrays // IEEE Trans. On Energy Conversion.-1989.–Vol.4.– N1.–P.34-40.

185. Guidelines for the economic analysis of renewable energy technology applications – Paris,OECD/IEA, 1991– 175p.

186. Morthorst P.E., Jensen H.J. Economics of wind turbines // Wind energy in Denmark: Research and technological development. - Ministry of Energy. Danish Energy Agency. – 1990.– P 54-55.

187. Tande J.O.G., Hansen J.C. Determination of wind Power Capacity value // European Wind Energy Conf. – Amsterdsm,1991.– P.643-648

188. Tande J.O.G., Hansen J.C. On Estimation of the optimal Wind Energy Penetration Levei // European Wind Energy Conf. – Amsterdsm,1991.– P.905-909.

189. Tande J.O.G., Hansen J.C. The Economics of Wind Power in Local Power Systems. Riso National Laboratory. Roskilde. Denmark, August 1991.

190. The world directory of renewable energy supplies and services –James&James, 1995. – 576 p.

191. Wajs K. Electrownie wiatrowe // Wind electrotechn. – 1988. – N 6-10. P.2.

192. Wiese A., Kaltschmitt M., Fahl U., Vob A. Verleichende Kostenanalyse einer windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung // Elektrizitatswirtschaft. – 1992. – Vol.91. -№ 6. – S. 291-299.

193. Wind power – the practicalities // Prof. Engineering. – 1988. Vol.1.– N 4. – P. 22-23.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1

Данные работы улусных ДЭС на 2003 г

Район	кол-во, ед.	уст. мощ., тыс. кВт	тех. выраб. мощ. тыс. кВт	выработка, тыс. кВт ч		отпуск эл. энергии тыс. кВт ·ч
				план	факт	
I децентрализованная зона						
1. Абыйский	7	7,695	2,980	-	10924	8883
2. Аллаиховский	5	12,085	2,320	-	10360	8171
3. Анабарский	2	2,720	1,560	-	8201	7673
4. Верхоянский	19	8,845	3,152	-	12148	10632
5. Жиганский	3	8,885	2,540	-	10909	8990
6. Нижнеколымский	3	3,285	0,990	-	3575	3059
7. Оленекский	3	4,255	2,040	-	7594	6534
8. Среднеколымский	10	11,200	4,238	-	16953	14585
9. Усть-Янский	4	14,710	9,700	23000,4	17740	10283
10. Булунский	9	16,425	10,275	39868,8	26901,8	24811
итого		90,105	39,795	-	125305,8	103621
II децентрализованная зона						
11.Верхнеколымский	3	13,125	3,310	-	15218	12468
12.Кобяйский	9	12,065	8,133	35407,2	22845,6	20445
13.Момский	4	7,700	2,350	-	10572	8389
14.Оймяконский	3	3,240	1,365	-	5434	4631
15.Олекминский	16	7,451	6,389	5869,2	4464	3119,8
16.Томпонский	6	5,075	3,150	12036,0	7843,8	6112,6
17.Усть-Майский	3	0,894	0,527	1675,2	1129	865,8
18.Эвено-Бытантайский	3	1,470	0,835	-	3839	3282
итого		51,02	26,059	-	71345,4	59313,2
III децентрализованная зона						
19.Намский	нет сведений					
20.Горный	6	1,400	-	1790,2	-	1479,5
21.Хангаласский	5	1,896	1,491	4264,8	3129,7	2719
22.Амгинский	нет сведений					
итого		3,296	-		-	4198,5

К*	Нумерация улусов																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	0,4	0,2	0,6	0,4	0,3	0,3	0,5	0,4	0,7	0,6	0,3	0,7	0,3	0,1	0,9	0,6	0,6	0,6	-	-	0,8	-

Примечание. * – Коэффициент использования установленной мощности.

Приложение 2

Показатели вариантов АСЭС

Потребитель	ВЭУ		Дополнительный источник энергии		
	Выработка*, кВт·ч/сезон	Экономия топлива, т.у.т./сезон	Выработка, кВт·ч/сезон	Режим работы	Расход топлива, т.у.т./сезон
Прибрежная зона – Зимний сезон – Осенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,25		–		
	(529,2) 115	0,08			
	УВЭ-0,3		–		
	(634,5) 115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1		–		
	(3791,7) 495	0,32			
	Радуга-1		–		
	(2160) 495	0,32			
	Элмотрон-1		–		
	(2106) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-2,5		–		
	(4266) 2336	1,5			
	ЛМВ-3,6		–		
	(6376,5) 2336	1,5			
	АВЭУ-4		–		
	(8019) 2336	1,5			
	Элмотрон-5		–		
	(12330) 2336	1,5			
Прибрежная зона – Весенний сезон – Летний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,25		–		
	(437,4) 73,8	0,05			
	УВЭ-0,3		–		
	(522) 73,8	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1		–		
	(3108,6) 351	0,23			
	Радуга-1		–		
	(1729,8) 351	0,23			
	Элмотрон-1		–		
	(1638) 351	0,23			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-2,5		–		
	(3816) 2192	1,43			
	ЛМВ-3,6		–		
	(4882,5) 2192	1,43			
	АВЭУ-4		–		
	(4653) 2192	1,43			
	Элмотрон-5		–		
	(7020) 2192	1,43			
I зона – 3 группа – Зимний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,25		–		
	(343,8) 115	0,08			
	УВЭ-0,3		–		
	(408,6) 115	0,08			
	ЛМВ-0,5		–		
	(544,5) 115	0,08			
	УВЭ-0,5		–		
	(468) 115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1		–		
	(2458,8) 495	0,32			
	Радуга-1		–		
	(1566,9) 495	0,32			

	Элмотрон-1		–		
	(1138,5) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-2,5		–		
	(3127,5)2335,5	1,52			
	ЛМВ-3,6		–		
	(3681,9)2335,5	1,52			
	АВЭУ-4		–		
	(3625,2)2335,5	1,52			
	Элмотрон-5		–		
	(5611,5)2335,5	1,52			
11< N<25	Элмотрон-5		БЭС 1,8 (2) (заряд АБ)		
	5611,5	3,70	1620	9 часов/сут	1,24
	Радуга-8		–		
	(8190) 6377	4,15			
	ВТН-8		–		
	(8640) 6377	4,15			
	ЛМВ-10		–		
	(11403) 6377	4,15			
26< N<50	ВТН-8		БЭС 3,7(4) (заряд АБ)		
	8640	5,62	3240	9 часов/сут	2,48
	ЛМВ-10		БЭС 3,5 (4) (заряд АБ)		
	11403	7,41	3150	8,7 часов/сут	2,41
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	11403	7,41	27342	24 часа	9,29
	Жаворонок-30		ДЭС 30 (комплекс)		
	30123	19,58	8622	14 часов	2,93
I зона – 3 группа – Весенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,25		–		
	(313,2) 73,8	0,05			
	УВЭ-0,3		–		
	(377,1) 73,8	0,05			
	ЛМВ-0,5		–		
	(516,6)73,8	0,05			
	УВЭ-0,5		–		
	(439,2)73,8	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1		–		
	(2057,4)351	0,23			
	Радуга-1		–		
	(1438,2)351	0,23			
	Элмотрон-1		–		
	(1085,4)351	0,23			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-2,5		–		
	(3096)2192	1,43			
	ЛМВ-3,6		–		
	(3600)2192	1,43			
	АВЭУ-4		–		
	(3267)2192	1,43			
	Элмотрон-5		–		
	(5103)2192	1,43			
11< N<25	Элмотрон-5		–		
	(5103)4725	3,07			
	Радуга-8		–		
	(6773)4725	3,07			
	ВТН-8		–		
	(6348,6)4725	3,07			
	ЛМВ-10		–		
	(11329)4725	3,07			
26< N<50	ВТН-8		–		
	(6348,6)8118	5,28			
	ЛМВ-10		–		

	(11329)8118	5,28			
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	11793	7,67	3597	17 часов	1,22
	Жаворонок-30		–		
	(27761)15390	10,0			
I зона – 3 группа – Осенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,25		–		
	(343,8) 115	0,08			
	УВЭ-0,3		–		
	(408,6) 115	0,08			
	ЛМВ-0,5		–		
	(544,5) 115	0,08			
	УВЭ-0,5		–		
	(468) 115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1		–		
	(2458,8) 495	0,32			
	Радуга-1		–		
	(1566,9) 495	0,32			
	Элмотрон-1		–		
	(1138,5) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-2,5		–		
	(3127,5)2335,5	1,52			
	ЛМВ-3,6		–		
	(3681,9)2335,5	1,52			
	АВЭУ-4		–		
	(3625,2)2335,5	1,52			
	Элмотрон-5		–		
	(5611,5)2335,5	1,52			
11< N<25	Элмотрон-5		–		
	(5611,5) 5994	3,90			
	Радуга-8		–		
	(9873) 5994	3,90			
	ВТН-8		–		
	(8064) 5994	3,90			
	ЛМВ-10		–		
	(11496,8) 5994	3,90			
26< N<50	ВТН-8		БЭС 3,7(4) (заряд АБ)		
	8064	5,24	3240	9 часов/сут	2,48
	ЛМВ-10		–		
	(12056)10215	6,64			
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	12056	7,84	13684	24 часа	4,65
	Жаворонок-30		–		
	25740	16,73			
I зона – 3 группа – Летний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,25		–		
	(313,2)73,8	0,05			
	УВЭ-0,3		–		
	(377,1) 73,8	0,05			
	ЛМВ-0,5		–		
	(*)73,8	0,05			
	УВЭ-0,5		–		
	(*)73,8	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1		–		
	(*)351	0,23			
	Радуга-1		–		
	(*)351	0,23			
	Элмотрон-1		–		
	(*)351	0,23			
	ЛМВ-2,5		–		

3< N<10 (вариант 3)	(*)2192	1,43	–		
	ЛМВ-3,6				
	(*)2192	1,43			
	АВЭУ-4		–		
	(*)2192	1,43			
	Элмотрон-5		–		
	(*)2192	1,43			
11< N<25	Элмотрон-5		–		
	(5265) 2115	1,38			
	Радуга-8		–		
	(3591) 2115	1,38			
	ВТН-8		–		
	(6651) 2115	1,38			
	ЛМВ-10		–		
	(11403) 2115	1,38			
26< N<50	ВТН-8		–		
	(6651) 6219	4,04			
	ЛМВ-10		–		
	(11403) 6219	4,04			
51< N<100	ЛМВ-10		–		
	(11403) 6840	4,45			
	Жаворонок-30		–		
	(29547) 6840	4,45			
I зона- 2 группа – Зимний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	УВЭ-0,3				
	(212,4) 115	0,08			
	ЛМВ-0,5				
	(343,8) 115	0,08			
	УВЭ-0,5				
	(248,4) 115	0,08			
	ЛМВ-1				
	(1312,2) 115	0,08			
	УВЭ-1				
	(503,1) 115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(1312,2) 495	0,32			
	Радуга-1				
	(650,7) 495	0,32			
	ЛМВ-2,5				
	(2070) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6		БЭС 1,3 (1,5) (заряд АБ)		
	1696,3	1,10	945	7 часов/сут	0,72
	АВЭУ-4		БЭС 2 (заряд АБ)		
	954	0,62	1692	9,4 часа/сут	1,29
	Элмотрон-5		БЭС 1,3 (1,5) (заряд АБ)		
	1485	0,97	1161	8,6 часов/сут	0,89
	ЛМВ-10				
	(7297,2) 2335,5	1,52			
11< N<25	ВТН-8		БЭС 3,3 (4) (заряд АБ)		
	2741,4	1,78	3600	10 часов/сут	2,75
	ЛМВ-10		БЭС 1 (заряд АБ)		
	6297,2	4,2	702	7,8 часов/сут	0,54
26< N<50	ВТН-8		ДЭС 10		
	3393	2,2	9927	24 часа/сут	3,38
	ЛМВ-10		ДЭС 10		
	7297,2	4,42	6525	19 часов	2,21
	Жаворонок-30		ДЭС 30 (комплекс)		
	8190	5,32	5130	17 часов	1,74
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	7297,2	4,42	31950	24 часа	10,86

	Жаворонок-30		ДЭС 30 (комплекс)		
	8190	5,32	30555	24 часа	10,39
I зона- 2 группа – Осенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	УВЭ-0,3				
	(*) 115	0,08			
	ЛМВ-0,5				
	(*) 115	0,08			
	УВЭ-0,5				
	(*) 115	0,08			
	ЛМВ-1				
	(*) 115	0,08			
	УВЭ-1				
	(*) 115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(*) 495	0,32			
	Радуга-1				
	(*) 495	0,32			
	ЛМВ-2,5				
	(*) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6		БЭС 1,6		
	(*) 898,5	0,59	1437	10	1,09
	АВЭУ-4		БЭС 2(заряд АБ)		
	1989	1,29	1692	9,4	1,29
	Элмотрон-5		БЭС 1,3		
	(*) 1202	0,78	1134	9,7	0,87
	ЛМВ-10				
	(8298) 2336	1,52			
11< N<25	ВТН-8		БЭС 1,8 (2) (заряд АБ)		
	4519	2,94	1494	8,3	1,14
	ЛМВ-10				
	(8298) 5994	3,90			
26< N<50	ВТН-8		ДЭС 10		
	4519	2,94	5696	20 часов	1,94
	ЛМВ-10		БЭС 3,4 (4) (заряд АБ)		
	8298	5,40	3060	8,5 часов	2,34
	Жаворонок-30				
	(14157)10215	6,64			
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	8298	5,40	1917	11 часов	0,65
	Жаворонок-30		ДЭС 30 (комплекс)		
	14157	9,20	11583	24 часа	3,94
I зона- 2 группа – Весенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	УВЭ-0,3				
	(229,5)73,8	0,05			
	ЛМВ-0,5				
	(343,8)73,8	0,05			
	УВЭ-0,5				
	(316,8)73,8	0,05			
	ЛМВ-1				
	(1640,7)73,8	0,05			
	УВЭ-1				
	(632,7)73,8	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(1640,7)351	0,23			
	Радуга-1				
	(926,1)351	0,23			
	ЛМВ-2,5				
	(2439)351	0,23			
3< N<10	ЛМВ-3,6				
	(2448)2192	1,43			

(вариант 3)	АВЭУ-4				
	(2198)2192	1,43			
	Элмотрон-5				
	(2914,2)2192	1,43			
	ЛМВ-10				
	(11070)2192	1,43			
11< N<25	ВТН-8				
	()4725	3,07			
	ЛМВ-10				
	(11070)4725	3,07			
26< N<50	ВТН-8		БЭС 3 (заряд АБ)		
	4261	2,77	2673	10	2,04
	ЛМВ-10				
	(11070)8118	5,28			
	Жаворонок-30				
	(*)8118	5,28			
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	11070	7,20	4320	17 часов	1,47
	Жаворонок-30				
	(*)15390	10,0			
I зона- 2 группа – Летний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	УВЭ-0,3				
	(*)73,8	0,05			
	ЛМВ-0,5				
	(*)73,8	0,05			
	УВЭ-0,5				
	(*)73,8	0,05			
	ЛМВ-1				
	(*)73,8	0,05			
	УВЭ-1				
	(*)73,8	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(*)351	0,23			
	Радуга-1				
	(*)351	0,23			
	ЛМВ-2,5				
	(*)351	0,23			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6				
	(*)2192	1,43			
	АВЭУ-4				
	(*)2192	1,43			
	Элмотрон-5				
	(*)2192	1,43			
	ЛМВ-10				
	(9334,8)2192	1,43			
11< N<25	ВТН-8				
	(*)2115	1,38			
	ЛМВ-10				
	(9334,8)2115	1,38			
26< N<50	ВТН-8				
	(*)6219	4,04			
	ЛМВ-10				
	(9334,8)6219	4,04			
	Жаворонок-30				
	(*)6219	4,04			
51< N<100	ЛМВ-10				
	(9334,8)6840	4,45			
	Жаворонок-30				
	(*)6840	4,45			
I,II зона – 1 группа – Зимний сезон					

3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,5				
	(525,6) 115	0,08			
	ЛМВ-1				
	(792) 115	0,08			
	УВЭ-1				
	(162,9)115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(*) 495	0,32			
	УВЭ-1		БЭС 2		
	162,9	0,11	540	3	0,35
	ЛМВ-2,5				
	(1297) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6		БЭС 2,2 (3)		
	997,2	0,64	1469	7,5	1,12
	ЛМВ-10				
	(3309) 2336	1,52			
11< N<25	ЛМВ-10		БЭС 3,5 (4)		
	3546	2,3	2831	9	2,16
26< N<50	ЛМВ-10		ДЭС 10		
	3546	2,3	9774	24 часа	3,32
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	3546	2,3	35199	24 часа	11,9
I,II зона – 1 группа – Осенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,5				
	(*) 115	0,08			
	ЛМВ-1				
	(*) 115	0,08			
	УВЭ-1				
	115	0,08			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(*) 495	0,32			
	УВЭ-1		БЭС 2		
	263,5		540	3	0,35
	ЛМВ-2,5				
	(*) 495	0,32			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6		БЭС 2,2		
	1023	0,67	1312	7	1,00
	ЛМВ-10				
	(4613) 2336	1,52			
11< N<25	ЛМВ-10		БЭС 1,5 (2)		
	4613	3,0	1381	10	1,06
26< N<50	ЛМВ-10		ДЭС 10		
	4613	3,0	5602	20 часов	1,90
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	4613	3,0	21127	24 часа	7,2
I,II зона – 1 группа – Весенний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,5				
	(324)73,8	0,05			
	ЛМВ-1				
	(990)73,8	0,05			
	УВЭ-1				
	(278,1)73,8	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(*)351	0,23			
	ЛМВ-2,5				
	(1332)351	0,23			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6				
	(*)2192	1,43			
	ЛМВ-10				
	(5381)2192	1,43			

11< N<25	ЛМВ-10				
	(*)4725	3,07			
26< N<50	ЛМВ-10		БЭС 1,2 (2)		
	5344,2	3,47	1103	10	0,84
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	5344,2	3,5	10045,8	24 часа	3,4
I,II зона – 1 группа – Летний сезон					
3< N<10 (вариант 1)	ЛМВ-0,5				
	(*)73,8	0,05			
	ЛМВ-1				
	(*)73,8	0,05			
	УВЭ-1				
	115	0,05			
3< N<10 (вариант 2)	ЛМВ-1				
	(*)351	0,23			
	ЛМВ-2,5				
	(*)351	0,23			
3< N<10 (вариант 3)	ЛМВ-3,6				
	(*)2192	1,43			
	ЛМВ-10				
	(*)2192	1,43			
11< N<25	ЛМВ-10				
	(*)2115	1,38			
26< N<50	ЛМВ-10		БЭС 1,2 (2)		
	5116	3,33	1103	10	0,84
51< N<100	ЛМВ-10		ДЭС 30		
	5116	3,3	1724	24 часа	0,6

Примечание. * – В скобках указана потенциальная выработка ВЭУ.