

УДК 621.311.2:621.039 (571.6)

ПРИОРИТЕТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ МАЛОЙ МОЩНОСТИ НА ВОСТОКЕ РОССИИ

*Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. (Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
г. Иркутск), Франк М.И. (ОАО «Магаданэнерго», г. Магадан)*

Более 60% территории восточных регионов России не охвачено централизованным электроснабжением. Граница зоны обеспечения энергией от энергосистем на востоке страны проходит почти по границе Крайнего Севера и приравненных к нему районов. В северных регионах лишь незначительная часть территории находится в зоне действия локально функционирующих энергоузлов. Энергоснабжение большей части населенных пунктов здесь осуществляется от пяти тысяч автономных энергоисточников малой мощности (до 30 МВт), доля которых в суммарной мощности электростанций северных регионов превышает 27% (табл. 1) [1].

Т а б л и ц а 1. Характеристика электроэнергетики
восточных регионов России

Тип энерго- объединения	Число электро- станций	Установ- ленная мощность, тыс. МВт	Выработка электро- энергии, млрд кВт·ч
Объединенные энер- госистемы	56	42,8	170,8
Изолированные энер- гоузлы,	29	6,4	20,6
из них возобнов- ляемые источники энергии	4	0,1	0,5
Автономные и резерв- ные энергоисточники,	5300	2,4	5,2
из них возобнов- ляемые источники энергии	9	0,02	0,01

В качестве автономных энергоисточников эксплуатируются, в основном, дизельные электростанции и газотурбинные установки. Возобновляемые источники энергии в восточных регионах почти не используются: здесь функционирует только пять геотермальных тепловых электростанций суммарной мощностью 84 МВт, пять малых гидроэлектростанций мощностью 29 МВт и три ветроэлектростанции суммарной мощностью 3,25 МВт [1].

Рассредоточенность энергоисточников по территории, слабое развитие транспортной инфраструктуры, многозвенность и сезонность завоза топлива приводят к значительному увеличению его стоимости (дизельного — до 36 тыс. руб./т, котельно-печного — до 6—8 тыс. руб./т усл. топл.). В наиболее удаленных населенных пунктах транспортная составляющая стоимости топлива достигает 70—80%. Все это обуславливает высокую себестоимость производства энергии — в 5—10 раз выше, чем на электростанциях локальных энергоузлов (до 15—18 руб./кВт·ч и 4—5 тыс. руб./Гкал). Ежегодные субвенции на выравнивание тарифов из бюджета различных уровней оцениваются 50 млрд руб., что составляет в некоторых регионах 20—30% расходов бюджета.

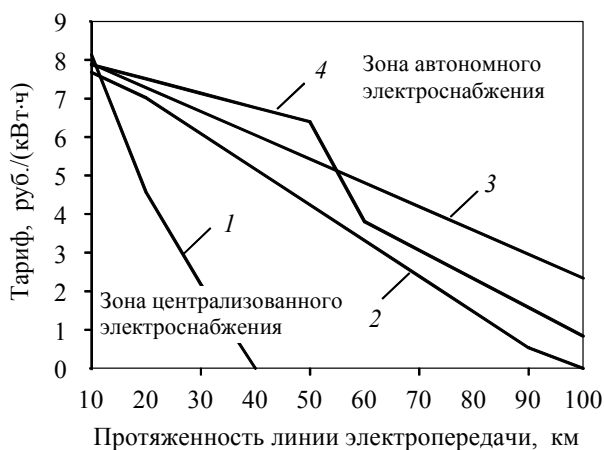
С 1980-х гг. в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ведутся исследования по обоснованию стратегических направлений развития топливно-энергетических комплексов восточных регионов страны. За это время были разработаны основные направления развития электро- и теплоснабжения районов Крайнего Севера и приравненных к ним территорий на период до 1990 г. и на перспективу до 2000 г. [2, 3]. Институт принимал активное участие в выполнении многих работ по формированию восточной энергетической политики страны. По заказам региональных органов власти разработаны стратегии развития топливно-энергетических комплексов Магаданской, Сахалинской, Амурской, Иркутской областей, Хабаровского края, республик Бурятия и Саха (Якутия), Чукотского автономного округа. Кроме того, обоснованы рациональные схемы энергоснабжения предприятий в районах нового освоения Сибири и Дальнего Востока, таких, как Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, Непское месторождение калийных солей, золоторудное месторождение Сухой Лог в Иркутской области, рудник им. Матросова в Магаданской области.

Приведем результаты обоснования целесообразных вариантов развития энергоснабжения

потребителей децентрализованной зоны на востоке страны, полученные с использованием разработанного методического подхода и комплекса имитационных и производственно-финансовых моделей [4].

Целесообразные варианты развития.

Полностью отказаться от дальнепривозного топлива позволил бы перевод изолированных от энергосистем и энергоузлов потребителей на централизованное электроснабжение. Однако экономически обоснованные границы этого варианта электроснабжения в ценовых условиях восточных регионов в зависимости от присоединяемой нагрузки в энергосистемах востока при тарифе 2,5—3 руб. кВт·ч составляют 30—100 км, в северо-восточных энергоузлах при тарифе 4,5—5 руб. кВт·ч — 20—70 км (рис. 1) [5, 6]. Вариант централизованного электроснаб-



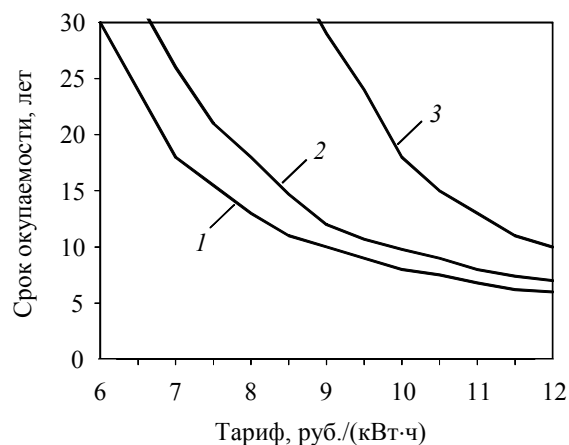
Р и с. 1. Зона экономической эффективности централизованного и автономного электроснабжения при цене дизельного топлива 28 тыс. руб./т для нагрузки потребителя 1 (1), 2 (2), 3 (3), 5 МВт (4)

жения экономически целесообразен для населенных пунктов Киренского района Иркутской области, Ванинского, Хабаровского и Нанайского районов Хабаровского края, перспективных горнодобывающих предприятий Магаданской области, Чукотского автономного округа и др.

При выборе автономного энергоисточника в качестве альтернативных могут выступать современные дизельные электростанции и газотурбинные установки с отбором тепла, мини-ТЭЦ на местных видах топлива, возобновляемые источники энергии, атомные станции малой мощности.

Строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива — угле и природном газе локальных месторождений является капиталоемким вари-

антом энергоснабжения. Как показывают исследования, приемлемые сроки окупаемости проектов строительства мини-ТЭЦ на угле мощностью 4—8 МВт возможны только при тарифе 9—10 руб./кВт·ч, мощностью 1,5 МВт — выше 12 руб./кВт·ч (рис. 2) [7]. Однако себестои-



Р и с. 2. Зависимость срока окупаемости проектов строительства мини-ТЭЦ на угле от тарифа на электроэнергию для мощности 8 (1), 4 (2), 1,5 МВт (3)

мость производства электроэнергии на них в 2 раза ниже по сравнению с дизельными электростанциями. Это позволяет рекомендовать мини-ТЭЦ на угле для энергоснабжения потребителей, расположенных вблизи месторождений, таких, как пос. Зырянка Республики Саха (Якутия), пос. Беринговский Чукотского автономного округа, пос. Охотск Хабаровского края, пос. Экимчан Амурской области и др.

Исследования свидетельствуют о достаточно высокой эффективности перевода на природный газ дизельных электростанций с использованием распределенного оборудования в буферной зоне трасс газопроводов. При современном уровне цен дизельного топлива в районах газификации использование газа на дизельных электростанциях экономически целесообразно при цене не выше 6—15 тыс. руб./1000 м³ [7]. Этот вариант энергоснабжения является рациональным, например, в Киренском и Катангском районах Иркутской области, Вилуйском, Усть-Алданском, Амгинском, Горном, Кобяйском, Хангаласском районах Республики Саха (Якутия), Ульчском районе Хабаровского края, Ногликском и Смирныховском районах Сахалинской области.

При сложившихся ценовых условиях строительство мини-ТЭЦ с газотурбинным и парогазовым циклом на природном и попутном газе является наиболее эффективным вариантом

энергоснабжения при разработке месторождений углеводородов, в том числе и небольших локальных на севере Иркутской области, в Республике Саха (Якутия), Чукотском автономном округе, Сахалинской области.

Потенциал возобновляемых природных энергоресурсов на территории восточных регионов велик: здесь сосредоточено более 80% валового геопотенциала страны, почти 60% ветроэнергетического и более 70% потенциала малых водотоков. Наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладают побережья северных и восточных морей, где среднегодовая скорость ветра превышает 5 м/с. Использование энергии солнца целесообразно только в южных районах. Основные запасы геотермальных ресурсов региона сосредоточены в Курило-Камчатском геотермальном районе. Особая плотность лесных ресурсов наблюдается в Иркутской области, Красноярском крае, юго-западной части Республики Саха (Якутия), Хабаровском и Приморском краях.

Эффективность использования возобновляемого природного энергоресурса зависит прежде всего от характеристик его потенциала. Результаты исследований показывают, что в современных стоимостных условиях проекты строительства ветроэнергетических установок, малых ГЭС, фотоэлектрических преобразователей и систем солнечного теплоснабжения не являются коммерчески привлекательными. Их окупаемость может обеспечиваться только сокращением дотаций из бюджета на энергоснабжение за счет снижения потребления органического топлива. В связи с чем размещение возобновляемых источников энергии в качестве дополняющих энергоисточников к существующей схеме энергоснабжения целесообразно в удаленных населенных пунктах с наилучшими показателями потенциала возобновляемых энергоресурсов и высокой стоимостью топлива (дизельного 32—34 тыс. руб./т, котельно-печного 6—8 тыс. руб./т усл. топл.) [7].

Перспективам использования возобновляемых источников энергии в последние годы уделяется большое внимание в программных документах разного уровня. Так, целевым ориентиром Энергетической стратегии России на период до 2030 г. является увеличение доли возобновляемых источников энергии в суммарном производстве электроэнергии с 0,5 до 4,5%. В корректировке Генеральной схемы размещения

объектов электроэнергетики России до 2030 г. их суммарный ввод при современном уровне 800 МВт составляет 6—14 тыс. МВт, из них в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах — 2—3,5 тыс. МВт. Прогнозы Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН менее оптимистичные. Исходя из опыта разработки региональных энергетических программ рациональный ввод мощностей возобновляемых источников энергии для потребителей восточных регионов на перспективу до 2030 г. оценивается 325 МВт, из них малых гидроэлектростанций — 126 МВт, ветроэлектростанций — 123 МВт, геотермальных электростанций — 76 МВт. При этом суммарная мощность возобновляемых источников энергии в этих районах достигнет 440 МВт [7].

Среди основных проектов можно назвать сооружение ветроэлектростанций на о-ве Попова Приморского края, Курильских островах, в Северо-Эвенском районе Магаданской области, Чукотском, Иультинском и Шмидтовском районах Чукотского автономного округа, Соболевском и Усть-Камчатском районах Камчатского края, Охотском районе Хабаровского края, на севере Таймырского автономного округа и Республики Саха (Якутия), реконструкцию Менделеевской, расширение Мутновской и Океанской геотермальных тепловых электростанций, дальнейшее сооружение каскадов Толмачевских и Быстринских малых гидроэлектростанций, строительство малых ГЭС на р. Радуге в Камчатской области, Курумканском районе Республики Бурятия, Усть-Кутском и Катангском районах Иркутской области, Эвенкийском автономном округе.

Оценки экономической эффективности строительства атомных станций малой мощности позволили определить условия их конкурентоспособности по сравнению с традиционной схемой дизельная электростанция + котельная. Для максимальных ценовых показателей топлива в восточных регионах (36 тыс. руб./т дизельного и 3,4 тыс. руб./т угля) капиталовложения в атомные станции не должны превышать 270 тыс. руб./кВт (рис. 3) [5, 7].

Труднодоступные населенные пункты со сложной схемой доставки топлива и значительным перспективным ростом электрических нагрузок, связанным с разработкой месторождений полезных ископаемых, являются рациональным местом размещения атомных станций

малой мощности. Число площадок для строительства станций с реакторами единичной мощ-



Р и с. 3. Зона экономической эффективности атомных станций малой мощности и традиционной схемы дизельная электростанция + котельная для разной цены дизельного топлива (1) и угля (2)

ностью 6—12 МВт исчисляется десятками в отличие от плавучих атомных станций с реакторами КЛТ-40, перечень мест размещения которых ограничен [7].

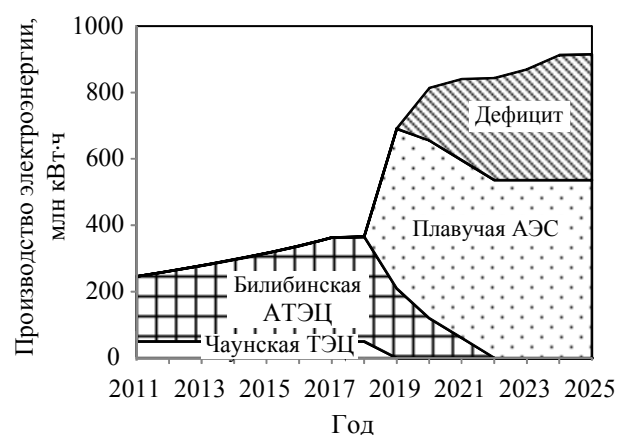
Первоочередные пункты размещения атомных станций малой мощности для энергоснабжения новых промышленных объектов, расположенных в труднодоступных районах, и необходимые электрические мощности для разработки месторождений приведены в табл. 2.

Формирование рациональной схемы энергоснабжения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа. В сложившейся схеме функционирования энергоузла центром электроэнергетической инфраструктуры является Билибинская АТЭЦ. Протяженность линии электропередачи напряжением 110 кВ от Билибино до Певека, где расположена Чаунская ТЭЦ, составляет 490 км. Кроме того, от Билибинской АТЭЦ электроэнергией с нагрузкой 4 МВт обеспечивается пос. Черский Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия), расположенный на расстоянии 300 км (рис. 4).

Как показали исследования, при выводе из эксплуатации Билибинской АТЭЦ и Чаунской ТЭЦ строительство плавучей АЭС в Певеке, как это преду-

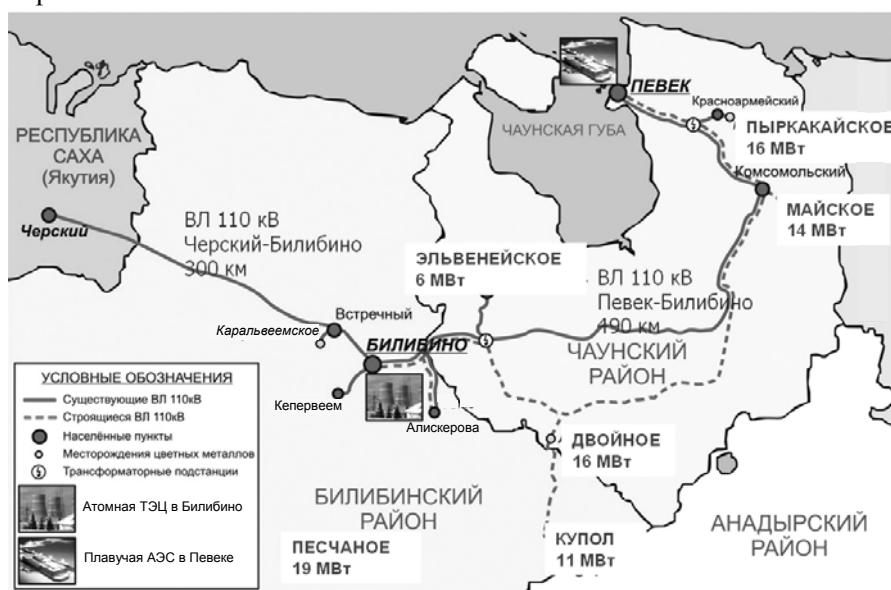
Таблица 2. Первоочередные пункты размещения атомных станций малой мощности

Населенный пункт	Потребитель	Электрическая мощность, МВт
Республика Саха (Якутия)		
Юрюнг-Хая	Месторождение ниобий-редкоземельных металлов	36
Тикси	Возобновление функционирования Севморпути	12
Усть-Куйга	Месторождение рудного золота Кючус	30
Чукотский АО		
Песчаное	Месторождение медных руд	30



Р и с. 5. Доля электростанций в обеспечении перспективных потребностей в электроэнергии Чаун-Билибинского энергоузла

смотрено некоторыми программными документами, не обеспечит перспективные потребности Чаун-Билибинского узла. Билибинская АТЭЦ



Р и с. 4. Карта-схема электроснабжения Чаун-Билибинского энергоузла

находится в центре перспективных нагрузок. Суммарные нагрузки только комбинатов по разработке месторождений Купол, Двойное и Эльвенейское оцениваются 33 МВт. В этом же районе находится перспективное месторождение медных руд Песчаное, нагрузки при разработке которого по разным оценкам колеблются от 20 до 200 МВт.

На рис. 5 показана доля электростанций в обеспечении перспективной потребности в электроэнергии в энергоузле без учета нагрузки комбината на месторождении Песчанка. Дефицит электроэнергии уже в 2020 г. составит 160 млн кВт·ч, по мере вывода из эксплуатации последующих блоков Билибинской АТЭЦ к 2025 г. увеличится до 380 млн кВт·ч. Исходя из сложившейся электросетевой инфраструктуры узла и размещения перспективных нагрузок, лучшей площадкой для нового атомного источника является Билибино.

Целесообразным вариантом энергоснабжения комбината на месторождении Песчанка является строительство атомной станции, расположенной в непосредственной близости от него. Мощность АТЭЦ будет определяться перспективными нагрузками предприятия.

Заключение. На рис. 6 показаны места рационального размещения энергоисточников малой мощности различных типов. Суммарный ввод мощностей на период до 2030 г. оценивается 503 МВт, из них мини-ТЭЦ на местных видах топлива — 70 МВт, возобновляемых источников энергии — 325 МВт, атомных станций малой мощ-

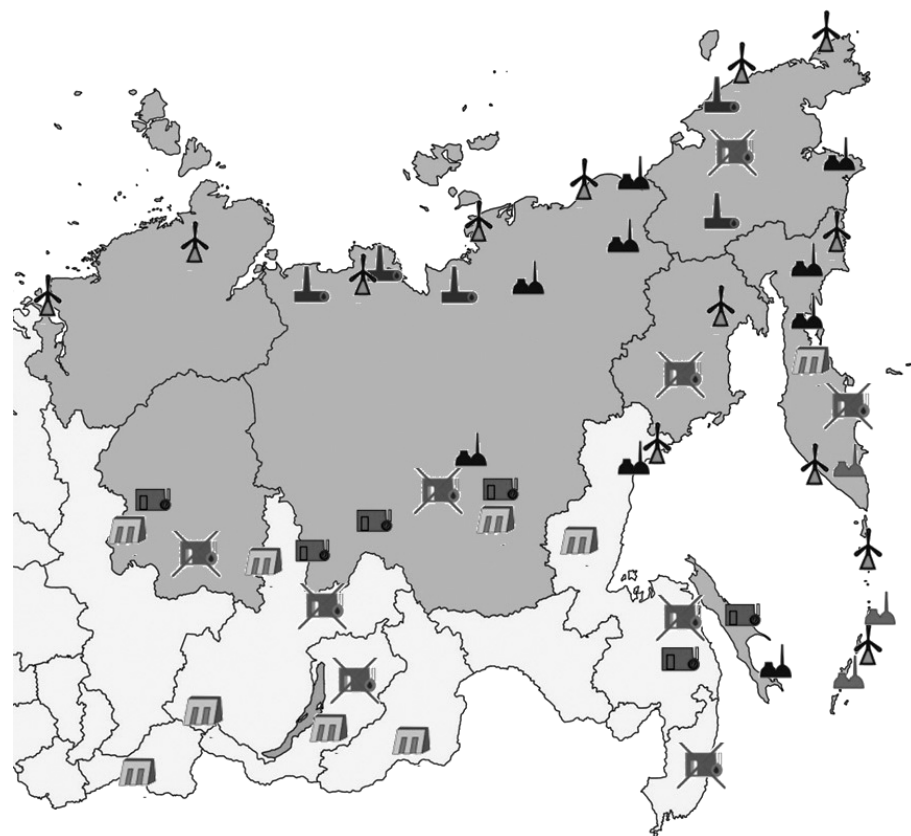
ности — 108 МВт. Реализация предлагаемых мероприятий позволит повысить эффективность энергоснабжения децентрализованной зоны восточных регионов, а также обеспечит рациональное и надежное энерго-, топливоснабжение новых потребителей. Однако для этого необходимы государственная программа и поддержка в части нормативно-правовой базы, льготного кредитования и налогообложения при строительстве и эксплуатации объектов малой энергетики.

тация на соискание ученой степени кандидата техн. наук. Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 1999. 185 с.

4. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А.** Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития. Отв. ред. Б.Г. Санеев. Новосибирск: Наука, 2002. 188 с.
5. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Симоненко А.Н.** Эффективные направления развития малой энергетики на востоке России. — Энергетическая политика, 2009, вып. 2, с. 45—52.
6. **Тугузова Т.Ф., Иванова И.Ю.** Направления повышения эффективности в зоне децентрализованного энергоснабжения. — В сб.: Регион: экономика и социология. Топливо-энергетический комплекс востока России: приоритеты и механизмы реализации направлений развития, 2010, с. 184—199.
7. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А.** Развитие систем энергоснабжения изолированных и труднодоступных потребителей. — В кн.: Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее. Под ред. Н.И. Воропай, Б.Г. Санеева. Новосибирск: Изд-во Гео, 2011, с. 207—235.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сведения** о работе электростанций за 2010 г. Форма 6-ТП. М.: Росстат, 2011.
2. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Исследование и обоснование рациональных направлений развития энергоснабжения северных и труднодоступных территорий. — В кн.: Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ. Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010, с. 589—602.
3. **Франк М.И.** Выбор рациональной стратегии развития автономных энергосистем (на примере Магаданской энергосистемы). Диссер-



Р и с. 6. Рациональное размещение энергоисточников малой мощности:  — подключение к централизованному электроснабжению;  — мини-ТЭЦ на местных видах топлива;  — перевод дизельных электростанций на природный газ;  — малые ГЭС;  — ветроэлектростанции;  — геотермальные ТЭС;  — атомные станции малой мощности