



Некоммерческое партнерство  
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ  
Единой энергетической системы»**



Основана в 1724 году

Российская Академия Наук  
Секция по проблемам надежности и  
безопасности больших систем  
энергетики Научного совета РАН по  
системным исследованиям в энергетике

## УТВЕРЖДАЮ

Президент НП «НТС ЕЭС»,  
д.т.н., профессор

**Н. Д. Роголёв**

## ПРОТОКОЛ

совместного заседания

Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного совета РАН по  
проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики на тему  
**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита проекта  
«Строительство энергоисточника в г. Билибино с внеплощадочной  
инфраструктурой» на стадии обоснования инвестиций»**

г. Москва

№ 1/17

21 февраля 2017 г.

Присутствовало: 58 чел.

С докладом **«Разработка вариантов развития энергетики Чаун-Билибинском энергоузла с учётом замещения выбывающих генерирующих мощностей»** выступила **Е. А. Сердюкова** — начальник Департамента перспективного развития электрических сетей АО «Институт «Энергосетьпроект».

*Существующее состояние Чаун-Билибинского энергоузла*

Чаун-Билибинский энергоузел состоит из трёх узлов, связанных между собой протяжёнными ВЛ 110 кВ и имеющих собственную генерацию, обеспечивающую покрытие нагрузки в каждом из узлов. Суммарная установленная мощность генерирующих источников Чаун-Билибинского энергоузла в зоне централизованного электроснабжения составляет 82,5 МВт (Чаунская ТЭЦ 34,5 МВт и Билибинская АЭС 48 МВт). В посёлке Черский установлена резервная автономная дизельная электростанция (ДЭС) мощностью 6 МВт.

Чаун-Билибинский энергоузел энергосистемы Чукотского автономного округа является автономным и не имеет внешних связей с субъектами Российской Федерации за исключением пос. Черский Республики Саха (Якутия). Энергоузлы г. Певека и г. Билибино связаны между собой одной ВЛ 110 кВ Певек – Комсомольский – Билибино протяжённостью 490 км на деревянных опорах, которая находится в эксплуатации с 1962 – 1963 гг.

Энергоузлы г. Билибино и пос. Черский связаны одной ВЛ 110 кВ Черский – Билибино (ВЛ протяжённостью 280 км, выполнена на деревянных опорах, находится в эксплуатации с 1967 г.).

В 2015 г. максимальная электрическая нагрузка Чаун-Билибинского энергоузла составила 43,4 МВт, в том числе район г. Певека (с учётом ПС Комсомольский) — около 20 МВт, район г. Билибино — около 20 МВт, посёлок Черский (Республика Саха (Якутия) — около 3 МВт).

#### *Перспективы развития экономики Чукотского автономного округа*

Чукотский автономный округ (ЧАО) является одной из наиболее динамично развивающихся территорий Дальнего Востока. В регионе планируется дальнейшее развитие добывающих производств, прежде всего добычи золота и других цветных металлов.

С 2018 г. планируется освоение Баимской медно-порфировой площади (месторождение Кекура и Баимский горно-обогатительный комбинат). Месторождение Кекура располагается в 120 км к югу от г. Билибино, Баимский ГОК — в 220 км.

#### *Перспективы развития Чаун-Билибинского энергоузла*

Генерирующие компании в ближайшие несколько лет планируют вывести из эксплуатации все действующие в Чаун-Билибинском энергоузле электростанции (Чаунскую ТЭЦ и Билибинскую АЭС), в связи с чем возникнет необходимость замещения выбывающих мощностей.

К 2022 г. планируется вывести из эксплуатации Билибинскую АЭС (по данным АО «Концерн Росэнергоатом»), а к 2026 г. — вывести Чаунскую ТЭЦ (по данным ПАО «РАО ЭС Востока»). Таким образом, к 2026 г. будут выведены из эксплуатации все генерирующие источники Чаун-Билибинского энергоузла.

В целях замещения выбывающих мощностей Билибинской АЭС АО «Концерн Росэнергоатом» планирует сооружение в г. Певеке плавучей атомной тепловой электростанции (ПАТЭС) установленной мощностью 70 МВт.

Электроснабжение месторождения Кекура (16 МВт) и Баимского ГОКа (20 МВт) предусматривается от Чаун-Билибинского энергоузла — района г. Билибино — как наиболее близко расположенного к месторождениям. Это обуславливает увеличение к 2025 г. нагрузки в Чаун-Билибинском энергоузле до 80 МВт (с приростом нагрузки в районе г. Билибино до 60 МВт).

К 2025 г. прогнозируется двукратное увеличение электрической нагрузки Чаун-Билибинского энергоузла по сравнению с 2016 г.

#### *Формирование вариантов развития Чаун-Билибинского энергоузла*

Масштабное развитие экономики ЧАО потребует соответствующего развития электроэнергетики для надёжного тепло- и электроснабжения потребителей.

Принятые решения о выводе из эксплуатации генерирующих источников Чаун-Билибинского энергоузла обусловили необходимость разработки мероприятий по их замещению и покрытию электрических нагрузок Чаун-Билибинского энергоузла и тепловых нагрузок г. Певека и г. Билибино.

Для решения вышеназванной задачи АО «Институт «Энергосетьпроект» по заказу ПАО «РАО Энергетические системы Востока» выполнило работу «Технико-экономическое обоснование вариантов электроснабжения потребителей (в том числе Баимского ГОК) с учётом замещения выбывающих генерирующих мощностей в Чаун-Билибинском энергоузле».

Основная цель работы — разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, направленных на повышение надёжности функционирования ЧАО и обеспечение электроснабжения существующих и перспективных потребителей.

В рамках работы было сформировано более 50 вариантов перспективного развития электроэнергетики Чаун-Билибинского энергоузла, учитывающих подключение новых потребителей (месторождения Кекура, Баимского ГОК) и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей (Билибинской АЭС и Чаунской ТЭЦ).

#### *Варианты размещения новых объектов генерации*

При разработке мероприятий по замещению выбывающих мощностей рассматривались возможные места размещения новой генерации с учётом сложившейся электросетевой и транспортной инфраструктуры (г. Певек, г. Билибино, пос. Черский) и возможные виды используемого топлива (уголь, дизельное топливо, ядерное топливо).

В качестве ограничивающих условий для реализации вариантов перспективного развития Чаун-Билибинского энергоузла были учтены:

- необходимость наличия в Чаун-Билибинском энергоузле нескольких источников генерации для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей в суровых климатических условиях;
- ограниченная возможность доставки топлива в необходимых объёмах при существующей инфраструктуре;
- необходимость покрытия электрических нагрузок существующих и перспективных потребителей Чаун-Билибинского энергоузла;
- необходимость покрытия тепловых нагрузок г. Билибино (после вывода из эксплуатации Билибинской АЭС) и тепловых нагрузок г. Певека (после вывода из эксплуатации Чаунской ТЭЦ).

Принимая во внимание удалённость друг от друга узлов нагрузки, связанных протяженными ВЛ, а также суровые климатические условия региона, для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей в г. Билибино предусматривается сооружение дополнительного генерирующего источника. В качестве такого источника рассматривалось сооружение угольной ТЭЦ, атомной станции малой мощности (АСММ) или дизельной электростанции.

Вариант с сооружением АСММ в г. Билибино был исключен, поскольку реализация пилотных проектов АСММ только прорабатывается ГК «Росатом», и в настоящее время законченные проекты АСММ отсутствуют.

Вариант с сооружением угольной ТЭЦ в г. Билибино был исключён из рассмотрения в связи с невозможностью доставки угля в необходимых объёмах при существующей инфраструктуре.

*Выбранный вариант развития энергетики Чаун-Билибинского энергоузла*

В результате технико-экономического сравнения 12-ти отобранных с учётом вышеперечисленных ограничивающих условий для обеспечения покрытия тепловых и электрических нагрузок района г. Билибино к реализации предложен вариант с сооружением энергоцентра в составе ДЭС мощностью 24 МВт и дизельной котельной.

Выбранный вариант развития предусматривает реализацию следующих мероприятий:

- 2018 – 2020 гг. — сооружение двух ВЛ 110 кВ Билибино – Песчанка с отпайкой на ПС Кекура (2х235 км) с ПС 110 кВ Кекура и ПС 220 кВ Песчанка для электроснабжения месторождения Кекура и Баймского ГОК;
- 2019 г. — ввод в эксплуатацию ПАТЭС 70 МВт в г. Певеке с сооружением двух ВЛ 110 кВ Певек – Билибино (2х490 км) и сооружение ДЭС 24 МВт в г. Билибино;
- 2021 г. — сооружение дизельной котельной в г. Билибино;
- 2022 – 2026 гг. — сооружение угольной ТЭЦ установленной мощностью 48 МВт в г. Певеке.

Реализация намеченных мероприятий обеспечит надёжное электроснабжение как существующих, так и перспективных потребителей на территории Чаун-Билибинского энергоузла.

Сооружение в Чаун-Билибинском энергоузле вышеназванной генерации необходимо для обеспечения покрытия потребности в мощности в объёме около 140 МВт с учётом резерва мощности в энергосистеме и потерь мощности в электрических сетях.

Место размещения новой угольной ТЭЦ в г. Певеке было определено исходя из возможности доставки топлива в требуемых для её функционирования объёмах в порт г. Певека с использованием существующей логистической инфраструктуры. Сооружение двух ВЛ 110 кВ Певек – Билибино и установка средств компенсации реактивной мощности (на ПС Комсомольский и ПС Билибино) обеспечат передачу мощности из района размещения генерации в г. Певеке в район возрастающих нагрузок в г. Билибино.

С докладом «Строительство энергоисточника в г. Билибино» выступил **К. И. Янко** — начальник Департамента технической политики ПАО «РАО ЭС Востока».

Обоснование инвестиций в строительство энергоисточника в г. Билибино выполнено ЗАО «КОТЭС». В соответствии с разработанными предпроектными решениями предусматривается строительство ДЭС и отопительной котельной, работающих на дизельном топливе. Предварительно установленная электрическая мощность составляет 20 – 24 МВт, тепловая — не менее 45 Гкал/ч. Установленная мощность энергоисточника будет уточнена на этапе разработки основных технических решений (ОТР) с учётом режима работы и единичной мощностью основного оборудования

Были рассмотрены пять возможных вариантов размещения энергоисточника.

Площадки 1 и 2 расположены вблизи Билибинской АЭС (по разные стороны).

Площадка 3 расположена на левом берегу реки Большой Поннеурген (риски: прокладка трубопроводов через реку, реконструкция мостов).

Площадка 4 находится в 900 м от г. Билибино в пойме реки Большой Кепервеем, в болотистой местности, в зоне возможного затопления от прорыва водохранилища БАЭС).

Площадка 5 расположена на северо-западной окраине г. Билибино и характеризуется отдалённостью от существующих систем трубопроводов тепло- и водоснабжения и неблагоприятным расположением по розе ветров.

Оптимальным признан вариант 1 (рядом с БАЭС).

Достоинства варианта 1 состоят в том, что он расположен близко от существующих магистральных тепловых и электрических сетей, водоводов, подъездных путей, что позволяет оптимизировать затраты на внеплощадочную инфраструктуру.

Кроме этого, недалеко от данного места планируется строительство распределительного пункта (РП) 110 кВ Билибино. Совокупность данных факторов позволяет минимизировать затраты на строительство внеплощадочных объектов.

Недостатки данного варианта состоят в том, что строительство объекта производится на землях лесного фонда и на склоне сопки, что приводит затягиванию сроков работ с учётом регламентных сроков перевода земли в другую категорию, а также повышенным затратам на предварительные планировочные работы.

Площадка строительства имеет сложную логистику доставки грузов: в летний навигационный период груз доставляется на промежуточную площадку хранения в порту г. Певек или в порту Зеленый мыс (р. Колыма), далее по автозимнику (октябрь – апрель) грузы поступают в г. Билибино.

Учитывая вышеизложенное, на этапе ОТР будут рассмотрены альтернативные варианты размещения энергоисточника.

Для оптимизации сроков строительства планируется применение ДЭС с единичной мощностью дизель-агрегатов до 2 МВт в контейнерном исполнении или с размещением в быстровозводимом здании. Котельную также планируется поставлять в блочно-модульном исполнении.

Предварительные проектные решения:

- ДЭС в контейнерном исполнении или в быстровозводимом здании;
- блочно-модульная котельная мощностью 60 – 75 Гкал/ч с 4 – 5-ю котлоагрегатами, работающими на дизельном топливе.

Плановые годовые расходы топлива составляют 53,4 тыс. т, в том числе:

- котельная 21,4 тыс. т;
- ДЭС 32 тыс. т.

Географические и климатические особенности региона, обуславливающие сезонный характер транспортировки топлива, а также неразвитая транспортная инфраструктура, приводят к необходимости завоза топлива на Чукотку

единовременно в период навигации в годовом объёме потребления. Доставка топлива в г. Билибино возможна только в зимний период по автозимнику. На территории энергоцентра требуется строительство дополнительного склада дизельного топлива объёмом до 55 тыс. м<sup>3</sup> (уточняется проектом). Кроме этого, рассматривается расширение существующей нефтебазы Дымный в г. Билибино.

Выдача электрической мощности ДЭС планируется через два блочных трансформатора 110/6 кВ мощностью по 25 МВА и далее по двум ВЛ 110 кВ на намечаемый РП 110 кВ Билибино.

Строительство РП 110 кВ Билибино в качестве узловой подстанции 110 кВ планируется в рамках реализации проекта «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино». Присоединение РП 110 кВ предполагается к существующей сети 110 кВ АО «Чукотэнерго» путём сооружения заходов ВЛ 110 кВ Билибино – Встречный и ВЛ 110 кВ Билибино – Прима. Также предполагается выполнение заходов на РП 110 кВ Билибино намечаемых двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек – Билибино.

**С докладом «Технологический и ценовой аудит обоснования инвестиций в проект «Строительство энергоцентра в г. Билибино с внеплощадочной инфраструктурой», выступил Д. А. Панасюк — руководитель проекта АО «Газовые системы». Ниже приведены основные положения доклада.**

В целях исполнения обязательств по договору № ГС-П10/16 от 27.10.2016, заключённому между ПАО «РАО ЭС Востока» (Заказчик) и АО «Газовые системы» (Исполнитель), были оказаны услуги по проведению технологического и ценового аудита (ТЦА) предпроектной документации «Строительство энергоисточника в г. Билибино» на стадии обоснования инвестиций.

*Цель выполнения технологического и ценового аудита предпроектной документации*

Проработка альтернативных вариантов, а также определение технико-экономических показателей проектов строительства новых объектов.

Обоснование выбора:

- площадки строительства;
- установленной электрической и тепловой мощности, иных основных параметров объекта;
- единичной мощности агрегатов.

Получение принципиальных технических решений, технологии производства и объёмно-планировочных решений по объектам на основе вариантных проработок.

Строительство энергоисточника в г. Билибино предусмотрено для:

- обеспечения энергетической безопасности района;
- эффективного и гарантированного энергообеспечения промышленных предприятий, объектов социального назначения и населения г. Билибино;
- стабилизации тарифов на электрическую и тепловую энергию для промышленных потребителей и населения;
- разработки принципиальных решений по схемам выдачи тепловой и электрической мощности;
- разработки схемы генерального плана энергоисточника в г. Билибино.

*Цель выполнения аудита предпроектной документации*

В объём проведённого аудита вошла экспертно-инженерная оценка:

- обоснованности бюджета инвестиционного проекта;
- целесообразности принятых конструктивных, технических и сметных решений;
- целесообразности принятых технологических решений:
  - качества и полноты исходных данных, используемых для проектирования;
  - соответствия принятых в проектах технических решений действующим в России нормам и стандартам, а также современному международному уровню развития технологий в области электроэнергетики;
  - соответствия стоимостных показателей принятым в Российской и мировой практике значениям (подготовка экспертного мнения о соответствии цены проекта по разработанной проектной документации, рыночным ценам);
  - проверки общей стоимости строительства на основании объектов аналогов;
  - выявления возможностей для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости.
- финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта;
- идентификация основных рисков инвестиционного проекта.

#### *Перечень рассмотренных вариантов*

В таблице приведены рассмотренные варианты энергоисточников в г. Билибино.

#### *Основные замечания по технической части*

*Экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых конструктивных и технических решений*

Выбор установленной тепловой мощности проекта, в частности пиковых водогрейных котлов (ПВК), не согласуется с выводами о существующих и прогнозируемых нагрузках потребления тепловой мощности. Так как для всех рассматриваемых вариантов тепловая мощность энергоцентра определена согласно единым принципам, данный факт не оказывает влияния на сравнение экономической эффективности вариантов. Уточнение фактически требуемой установленной тепловой мощности энергоцентра должно быть выполнено на последующих этапах проектирования.

Не проведено детальное исследование пропускной способности и объёма реконструкции дорог для обеспечения проекта ресурсами. Данный факт оказывает равноценное влияние на экономическую эффективность рассматриваемых вариантов. Исследование пропускной способности автотранспортной сети и необходимых капитальных затрат на её модернизацию следует выполнить на последующих этапах проектирования.

Выбор варианта схемы выдачи электрической мощности энергоцентра с учетом минимизации затрат не обоснован.

## Варианты энергоисточников в г. Билибино

| Вариант | Топливо                                | Типоразмер компоновки (состав оборудования)  | Примечание                                 |
|---------|--|--|--|
| 1.a     | Беринговский уголь                     | 2 х паровых котла (Е-75-3,9-440)<br>2 х паровые турбины (ПТ-12/13)<br>1х ПВК (КВ-Т-46,5)                                   | -  |
| 1.b     | Зырянский уголь                        | 2 х паровых котла(Е-75-3,9-440)<br>2 х паровые турбины (ПТ-12/13)<br>1хПВК (КВ-Т-46,5)                                     | -  |
| 2.a     | Дизельное топливо + Беринговский уголь | 4 х ДЭС<br>3 х водогрейных котла (КВ-Т-46,5)   | -  |
| 2.b     | Дизельное топливо + Зырянский уголь    | 4 х ДЭС<br>3 х водогрейных котла (КВ-Т-46,5)   | Выполнена только оценка капитальных затрат |
| 2.c     | Дизельное топливо + Зырянский уголь    | 12 х ДЭС (контейнерная)<br>3 х водогрейных котла (КВ-Т-46,5)   | -  |
| 3.a     | Дизельное топливо                      | 4 х ДЭС<br>3 х водогрейных котла (баки 2х10000 м <sup>3</sup> )  | -  |
| 3.b     | Дизельное топливо                      | 12 х ДЭС (контейнерная)<br>3 х водогрейных котла (в здании)<br>(баки 2х10000 м <sup>3</sup> )                              | Выполнена только оценка капитальных затрат |
| 4.a     | Дизельное топливо                      | ДЭС + 3 х водогрейных жаротрубных котла (Bosch Unimat UT-HZ 38000) в легковозводимом здании (баки 2х10000 м <sup>3</sup> ) | -  |
| 4*      | Дизельное топливо                      | ДЭС + 3 х водогрейных жаротрубных котла (Bosch Unimat UT-HZ 38000) в легковозводимом здании (баки 4х20000 м <sup>3</sup> ) | Выполнена только оценка капитальных затрат |

Не проведено обоснование выбора КРУЭ вместо ОРУ и схемы КРУЭ-110 кВ с выбранной 110-13Н. Обоснованием отсутствия детального технико-экономического сравнения может служить только обеспечение удобства эксплуатации в суровых климатических условиях площадки строительства.

Компоновки котельного отделения предлагается уточнить при уточнении состава и технических характеристик котельного оборудования для сокращения строительных объёмов здания. Строительство отдельного здания для размещения электрофильтров котлоагрегатов нецелесообразно.

Компоновочные решения по вспомогательным зданиям и сооружениям не проработаны с точки зрения компактности их размещения на генплане.



Необходимо уточнить ёмкости складов и баков при выборе состава и технических характеристик котельного оборудования.

*Основные замечания по экономической части*

*Экспертно-инженерная оценка обоснованности бюджета инвестиционного проекта*

Отсутствует обоснование распределения средств по годам строительства. На стадии разработки проектной документации следует выполнить детализированный график строительства в составе проекта организации строительства, согласно которому уточнить план распределения средств по годам строительства.

Не рассмотрена возможность оптимизации численности персонала за счёт ремонтного и административно-управленческого персонала, а также совмещения должностей персонала производственных подразделений с учётом высокого уровня автоматизации технологических и производственных процессов. Организационную структуру управления энергоцентра следует доработать на стадии выполнения проектной документации в соответствии с предусматриваемым уровнем автоматизации производства и согласно типовому штатному расписанию управляющей компании для энергогенерирующих предприятий.

*Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта*

Недостаточно детально рассмотрена и оценена транспортная составляющая в цене топлива. Подлежит уточнению на последующих этапах проектирования.

*Идентификация основных рисков инвестиционного проекта*

Основным технологическим риском является обеспечение стабильного топливоснабжения предприятия ввиду неудовлетворительного состояния транспортной сети региона и отсутствия предусмотренных для её реконструкции средств как в бюджете региона, так и в бюджете объекта.

Сметные расчёты выполнены в ценах 3 квартала 2015 г., то есть сейчас они неактуальны. Излишнее укрупнение интервалов планирования до года некорректно при построении финансовой модели проекта.

Идентифицированные неточности бюджетных решений либо рекомендации по их доработки являются равнозначными для всех вариантов реализации проекта «Строительство энергоисточника в г. Билибино» и не оказывают влияния на соотношение показателей экономической эффективности для вариантов. Таким образом, доработка бюджетных решений на последующих этапах проектирования для выбранного варианта реализации проекта не требует пересмотра итоговых выводов по обоснованию инвестиций по проекту «Строительство энергоисточника в г. Билибино».

*Заключение*

Анализ рассматриваемого обоснования инвестиций показал следующее:

- реализация вариантов 1.а, 1.б, 2.а, 2.б сопряжена с высокими рисками ограничений отпускаемой тепловой и электрической мощности энергоисточника в связи с невозможностью топливоснабжения в достаточном объёме по причине неудовлетворительного состояния существующей транспортной сети региона;

- реализация вариантов 2.а, 3.а, 4.а требует дополнительной проработки возможности и условий доставки основного оборудования на площадку строительства;
- расчёты значений по аналогичным статьям затрат рассматриваемых вариантов следует привести в соответствие с соотношением технических решений по данным статьям затрат согласно рекомендациям по экономической части выполненного аудита;
- следует детализировать расчёты затрат подготовку и вертикальную планировку площадки строительства, внешние инженерно-технологические коммуникации, золоотвал, и включить данные затраты в статьи сводных сметных расчётов.

#### *Выводы*

Документация обоснования инвестиций по проекту «Строительство энергоисточника в г. Билибино с внеплощадочной инфраструктурой» соответствует объёму технического задания.

Выводы о наибольшей экономической эффективности вариантов энергоисточника в г. Билибино в составе водогрейной котельной, обеспечивающей потребности теплоснабжения г. Билибино, и аварийной дизельной электростанции признаются обоснованными.

Состав и технические характеристики основного и вспомогательного оборудования, компоновочные решения зданий и площадки строительства подлежат уточнению согласно представленным рекомендациям с учётом:

- величины собственных нужд;
- нормативного резерва;
- присоединённых нагрузок существующих и перспективных потребителей;
- единичной мощности оборудования;
- балансов тепловой и электрической энергии;
- планов (программ) социально-экономического развития г. Билибино;
- особенностей площадки размещения;
- логистики доставки топлива;
- режимов работы;
- влияния единичной мощности энергоагрегатов на уровень резерва мощности энергосистемы и пропускную способность электрических сетей;
- организацию эксплуатации и ремонтов;
- основных технических решений.

На основании представленных к аудиту технологических и ценовых характеристик вариантов реализации проекта, по предварительной оценке, до реализации рекомендаций Исполнителя наиболее эффективным и целесообразным для дальнейшей проработки является вариант 4\* — ДЭС установленной мощностью 24 МВт с водогрейной котельной с тремя водогрейными жаротрубными котлами (общей установленной мощностью 114 МВт) в легковозводимом здании.

**В обсуждении докладов приняли участие**

Член-корр. РАН **Г. Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ», д.т.н. **Е. О. Адамов** — научный руководитель АО «НИКИЭТ им. Н.А. Доллежала», член-корр. РАН **Е. В. Аметистов**, член-корр. АЭН РФ к.э.н. **В. А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, **В. Н. Бородин** — заместитель генерального директора по технической политике – главный инженер ПАО «РАО Энергетические системы Востока», **О. А. Пророков** — главный технолог Департамента инженерной поддержки АО «Концерн Росэнергоатом», д.т.н. **В. А. Баринов** — заведующий отделением перспектив развития электроэнергетики ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», д.т.н. **Б. К. Максимов** — профессор НИУ «МЭИ», **А. А. Каплун** — директор Департамента перспективного развития ПАО «РусГидро», к.т.н. **И. И. Шабанов** — начальник технического отдела АО «Институт Теплоэлектропроект», **П. В. Соколов** — АО «Концерн Росэнергоатом», **Д. С. Рыков** — начальник отдела АО «Концерн Росэнергоатом».

#### **Совместное заседание отмечает**

Сделанные доклады не дают оснований полностью одобрить предложенные варианты развития энергоснабжения Чаун-Билибинского энергоузла без дополнительных обосновывающих материалов по следующим причинам:

- не представлена информация о существующих и будущих потребностях региона в электрической и тепловой энергии, местах размещения будущих потребителей, их нагрузках;
- нет обоснований, почему при выборе места размещения нового энергоисточника проектировщик возвращается к варианту строительства ДЭС в г. Билибино;
- целесообразно дополнительно рассмотреть вариант строительства станции электростанции на угле в Зелёном мысе;
- не представлены технико-экономические показатели, показатели экономической эффективности и экологические показатели предлагаемого варианта нового энергоисточника;
- нет оценки последствий роста тарифов на возможность развития намечаемых производств и конкурентоспособность их продукции;
- не рассмотрено участие промышленных потребителей в создании собственных энергоисточников. Очевидно, что собственник выберет для себя наиболее подходящую ему систему энергоснабжения.

#### **Позиция проектировщика по представленным замечаниям**

Проект «Строительство энергоисточника в г. Билибино с внеплощадочной инфраструктурой» на стадии обоснования инвестиций является внестадийной работой и многие вопросы, заданные на заседании, будут более подробно прорабатываться на последующих стадиях разработки проекта.

#### *Потребность в тепловой энергии*

Тепловые потребители г. Певек, которые в настоящее время получают тепловую энергию от Чаунской ТЭЦ, будут обеспечиваться тепловой энергией от ПАТЭС (тепловая мощность, выдаваемая в контур теплоснабжения составляет 33 Гкал/ч). При этом данный вопрос рассматривался в рамках разработки проектно-сметной документации (ПСД) по ПАТЭС.

В связи с планируемым выводом из эксплуатации Билибинской АЭС (БиАЭС), которая обеспечивала теплом, в том числе и потребителей г. Билибино, требуется строительство замещающей тепловой мощности. Предварительно полученные данные по объёму отпуска тепла от БиАЭС внешним потребителям (г. Билибино) показывают, что максимальный часовой расход тепла на данные цели не превышал 45 Гкал/ч. Указанная величина планируемой тепловой мощности была указана в презентационных материалах по обоснованию инвестиций ПАО «РАО ЭС Востока» (стр. 2):

Установленная мощность (предварительно):

- электрическая 20 – 24 МВт;
- тепловая — не менее 45 Гкал/ч.

*Размещение и нагрузки будущих потребителей*

В презентации АО «Институт «Энергосетьпроект» представлена информация о размещении потребителей:

- район Певек – Комсомольский 20 МВт;
- район Билибино 20 МВт;
- пос. Черский 3 МВт.

В дальнейшем новые потребители подключаются в районе Билибино, где нагрузка возрастает до 60 МВт.

*Обоснование размещения новой генерации в г. Билибино*

В работе АО «Институт «Энергосетьпроект» были рассмотрены различные варианты размещения генерации (г. Певек, г. Билибино, пос. Черский). В результате для дальнейшего рассмотрения были выбраны два варианта:

- вариант 1. Сооружение угольной генерации в г. Певеке и дизельной генерации в г. Билибино;
- вариант 2. Сооружение угольной генерации в г. Певеке и угольной генерации в пос. Черском.

В обоих вариантах схемы присоединения электростанций и подстанций к основной сети обеспечивают надёжность питания энергоузлов и транзит мощности с учётом критерия N – 1 (в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем» (СО 153-34.20.118-2003), утверждёнными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281).

Капиталовложения на реализацию мероприятий по первому варианту на 30 % меньше, чем на реализацию второго варианта. Связано это, в том числе, с необходимостью дополнительного электросетевого строительства во втором варианте (две ВЛ 110 кВ Черский – Билибино для выдачи мощности ТЭС в Черском).

По суммарным дисконтированным затратам варианты являются равноэкономичными (разница по затратам между вариантами не превышает 5 %).

Величина экономически обоснованного тарифа для первого варианта выше примерно на 4 %.

Правительством ЧАО подтверждена возможность доставки дизельного топлива в г. Билибино в необходимых объёмах.

Учитывая вышесказанное, к реализации предложен вариант первый вариант с сооружением генерации в г. Певеке и в г. Билибино.

Место размещения нового энергоисточника выбрано в г. Билибино, поскольку в соответствии с поданными заявками на технологическое присоединение к сетям АО «Чукотэнерго» нагрузка Баимской площади составит 36 МВт (ПС Кекура 16 МВт и ПС Песчанка 20 МВт). Нагрузка в районе Билибино (с прилегающими районами) останется без изменений на уровне 20 МВт.

В представленном для рассмотрения отчёте «Технико-экономическое обоснование вариантов электроснабжения потребителей (в том числе Баимского ГОК) с учётом замещения выбывающих генерирующих мощностей в Чаун-Билибинском энергоузле» подробно рассмотрены вопросы балансовой ситуации, электрических режимов и соответствующих вариантов электроснабжения, в том числе с учётом поставки топлива.

*Оценка последствий роста тарифов и определение источников финансирования*

Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации **А. В. Дворковичем** 12 декабря 2016 г. утверждён план мероприятий («дорожная карта») «Об обеспечении энергоснабжения Чукотского автономного округа при замещении выбывающих объектов генерации» № 9519п-П9, в котором предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- расчёт «тарифных последствий» при реализации основных мероприятий «дорожной карты» и недопущения резкого роста тарифов в Чукотском автономном округе;
- разработка средств компенсаций реактивной мощности в г. Билибино;
- определение источников финансирования строительства ВЛ 110 кВ Певек – Билибино и средств компенсации реактивной мощности, а также строительства объектов по производству электрической и тепловой энергии в г. Билибино;
- привлечению внебюджетных источников финансирования по мероприятиям, реализация которых предусмотрена «дорожной картой»;
- финансирование общесистемных и социально значимых мероприятий в Чукотском автономном округе предусмотрено в государственной программе Российской Федерации, включая привлечение средств акционерного общества «Фонд развития Дальнего Востока и Байкальского региона», государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)», иностранных инвестиционных фондов и других источников.

В работе АО «Институт «Энергосетьпроект» были рассмотрены тарифные последствия от реализации рассмотренных вариантов и рассчитана величина экономически обоснованного тарифа, которая позволяет окупить проект при заданных условиях. Для проведения расчётов тарифных последствий были сформированы тарифно-балансовые модели (ТБМ) для рассмотренных вариантов. В ТБМ рассчитаны себестоимости электроэнергии от каждой электростанции. Показатель себестоимости электроэнергии от отдельно взятых генерирующих источников не является критерием выбора варианта, так как при выборе варианта учитываются затраты на сооружение и эксплуатацию электрических сетей и прочие издержки. При расчёте тарифных последствий от реализации вариантов комплексно учтены все затраты.

### Совместное заседание решило

1. Отметить необходимость строительства энергоисточника в г. Билибино для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа, а также теплоснабжения потребителей г. Билибино после вывода из эксплуатации Билибинской АЭС.

2. Одобрить технологические решения и выбор основного оборудования, принятые ЗАО «КОТЭС» в рамках разработки обоснования инвестиций в строительство энергоисточника в г. Билибино с учётом предложений публичного ценового и технологического аудита инвестиционного проекта «Строительство энергоисточника в г. Билибино с внеплощадочной инфраструктурой», выполненного АО «Газовые системы», а также предложений и замечаний, высказанных на заседании.

3. Признать обоснованными выводы о наибольшей экономической эффективности варианта энергоисточника в г. Билибино в составе водогрейной котельной, обеспечивающей потребности теплоснабжения г. Билибино, и дизельной электростанции мощностью 24 МВт.

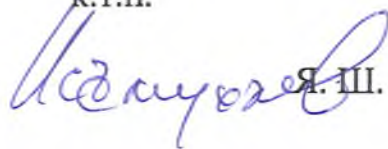
4. Рекомендовать ПАО «РАО ЭС Востока» на этапе разработки проектной документации проекта «Строительство энергоисточника в г. Билибино» в качестве основного принять вариант 4\* — ДЭС установленной мощностью до 24 МВт с водогрейной котельной (работающей на дизельном топливе) в легковозводимом здании с учётом предложений публичного ценового и технологического аудита.

Первый заместитель Председателя  
Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС»,  
д.т.н., профессор



В. В. Молодюк

Учёный секретарь  
Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС»,  
к.т.н.



Я. Ш. Исамухамедов