



**Некоммерческое партнерство  
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
СОВЕТ**

**Единой энергетической системы»**  
111250, г. Москва, проезд завода Серп и молот, дом 10  
Тел. (495) 012-60-07  
E-mail: [dtv@nts-ees.ru](mailto:dtv@nts-ees.ru), <http://www.nts-ees.ru/>

**УТВЕРЖДАЮ**

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

Н.Д. Роголев

«05» апреля 2024 г.

**ПРОТОКОЛ**

заседания секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики»  
НП «НТС ЕЭС» на тему:

**Рассмотрение результатов проведения публичного технологического и  
ценового аудита обоснования инвестиций «Артемовская ТЭЦ-2 с  
внеплощадочной инфраструктурой», выполненного ООО «ЭФ-ТЭК».**

г. Москва

25 марта 2024 г.

Присутствовали:

Члены секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики НП  
«НТС ЕЭС».

Для рассмотрения было представлено заключение по проведению публичного технологического и ценового аудита (далее ТЦА) обоснования инвестиций «Артемовская ТЭЦ-2 с внеплощадочной инфраструктурой», выполненного ООО «ЭФ-ТЭК».

Целью проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта является экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых технических и технологических решений, оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта, финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта, идентификация основных рисков инвестиционного проекта.

Целью реализации инвестиционного проекта «Артемовская ТЭЦ-2 с внеплощадочной инфраструктурой» является замещение тепло- и электрогенерирующих мощностей Артёмовской ТЭЦ, покрытие перспективных нагрузок потребителей электроэнергии и тепловой энергии в горячей воде и паре по присоединенным тепловым и электрическим сетям, повышение надежности и эффективности электроснабжения в регионе.

Проектируемая Артемовская ТЭЦ-2 расположена в Приморском крае, муниципальном образовании городской округ Артемовский, на земельном участке с кадастровым номером 25:27:020102:1685 площадью 527 361 кв.м.

Строительство Артемовской ТЭЦ-2 предусматривается на площадке свободной от застройки. Участок строительства располагается в стороне от населенных пунктов, вблизи автомобильной дороги общего пользования.

Основные технические характеристики Артемовской ТЭЦ-2:

- установленная электрическая мощность – 440 МВт;
- установленная тепловая мощность – 456 Гкал/ч.

Режим работы - базовый.

Число часов использования установленной электрической мощности 6500 ч/год.

Основное топливо - природный газ. Аварийное - дизельное топливо.

На Артемовской ТЭЦ-2 принята установка двух моноблоков ПГУ каждый в составе:

- двухтопливной газотурбинной установки типа ГТЭ-170.1 в комплекте с генератором воздушного охлаждения газовой турбины ГТЭ-170.1 производства АО «Силовые машины»;
- котла-утилизатора (КУ) двух давлений горизонтального типа поставки ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск»;
- паровой турбины типа КТ-65/70-8,8 с регулируемым теплофикационным отбором пара в комплекте с генератором воздушного охлаждения производства АО «Уральский турбинный завод».

Единичная мощность ГТУ при условиях ISO (ГОСТ Р 52200-2004) - 155 МВт.

Для обеспечения выдачи тепловой мощности при пиковых нагрузках и резервирования дополнительно устанавливаются 3 пиковых водогрейных котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч по типу КВ-ГМ-116,3-150 (ПТВМ-100) поставки ОАО «Дорогобужкотломаш» или аналог.

Суммарная нагрузка потребителей тепла Артемовского городского округа составляет 301,9 Гкал.

Температурный график - 130/70 °С (с возможностью теплоснабжения потребителей по графику 110/60 °С).

От распределяющего коллектора ДУ1200 мм прямая сетевая вода направляется к потребителям по магистралям:

- на г. Артем и мкрн Солнечная долина - по магистрали ДУ800 мм;
- на ФГУП "Дальневосточное", УПТФ и пос. УПТФ, с. Суражевка, пос. Заводской, ЦТП "Артемовский" и ООО "Агроптица"- по магистрали ДУ800 мм;
- на собственные нужды АТЭЦ-2 - по трубопроводу ДУ300 мм.

Потребители ГВС, снабжаемые от ТПУ-1 и ТПУ-3, присоединены по закрытой схеме.

Потребители ГВС ТПУ-2 (пос. Артемовский) в основном присоединены по открытой схеме.

Регулирование отпуска теплоты - центральное качественное, дополненное местным количественным регулированием.

Газоснабжение Артемовской ТЭЦ-2 в пределах лимита потребления 739 млн.куб.м в год предполагается производить от подземного участка газопровода «Газопровод межпоселковый» от ГРС-2 Артем. Газ в ГРС-2 поступает от газопровода Сахалин-Хабаровск-Владивосток.

Источниками технического водоснабжения проектируемой Артемовской ТЭЦ-2 приняты существующие водохранилища сезонного регулирования на р. Кучелинова падь и водозаборный ковш на р. Артемовка, используемые в настоящее время для водоснабжения действующей Артемовской ТЭЦ.

Объем воды, согласованный для технического водоснабжения Артемовской ТЭЦ составляет 20 409 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Выдача электрической мощности от энергоблоков Артемовской ТЭЦ-2 в энергосистему осуществляется по воздушным линиям через вновь сооружаемые ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ.

Аудитор отметил по большинству глав: «Принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий», однако для ряда глав отмечает необходимость уточнения принятых решений на более поздних этапах.

Заслушав выступления и мнение экспертов по результатам обсуждения, заседание секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики» НП «НТС ЕЭС» **отмечает:**

1. Совокупность предоставленных материалов в НТС ЕЭС не достаточна для полного понимания ситуации.
2. Выбрана ГТУ 170.1, хотя заводом-изготовителем ГТУ 170.2 позиционируется, как наиболее современная и технологичная. Нет анализа и обоснования принятого решения.
3. В аудите не прослеживается подтверждение заявленных характеристик. Есть подозрение, что для рассматриваемых условий работы ГТУ и климатических факторов, среднегодовые характеристики работы ГТУ будут отличаться от условий ISO. Рекомендуются данные параметры просчитать в «физике».
4. Для ДФО ПГУ-ТЭЦ на базе 170.2 в пике для ISO выдаст 194354 кВт тепла или 177548 кВт для 170.1 (если принять линейную зависимость) и 152,66 Гкал\ч (график 110\70). Два блока = 305 Гкал. Еще 3 котла по 100 Гкал. Как были получены в проекте 456 Гкал?
5. Режим работы – «Базовый» (стр. 10). «Базовый» режим работы подразумевает 100 % нагрузку теплофикационной установки (ТФУ) энергообъекта.
6. Согласно официальному сайту, мощность ГТУ ISO 170\155,3 т.е. ПТУ будет иметь мощность порядка 67829/ 65597. На стр 10 выбрана ПТУ 65/70, однако на стр. 74 смета 211 пункт Нуст 47,15 МВт. Вывод – в рассматриваемых расчетах имеются расхождения (по характеристикам ПТУ).
7. Для котлов КВ-ГМ-116,3-150 (ПТВМ-100) производства ОАО «Дорогобужкотломаш», предлагаемых в ТЦА, (согласно официальному сайту)

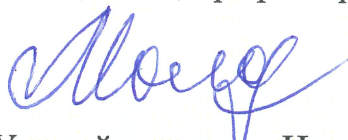
- сказано, что (цитата): «Расчет нагрузок на фундаменты произведен без учета сейсмических и ветровых воздействий». Требуется учесть удорожание и возможность производства котельного агрегата с учетом локации размещения.
8. Стр 10. «Суммарная нагрузка потребителей тепла Артемовского городского округа составляет 301,9 Гкал.» Располагаемая теплофикационная мощность предлагаемой системы в самую холодную пятидневку обеспеченностью 0.92 оценивается в  $152*2+3*100=605$  Гкал/ч. При выбывании из строя максимальной единицы генерации (ПГУ), максимальная нагрузка составляет 452 Гкал/ч. Возможно 1 котел излишен.
  9. ПГУ самостоятельно не способно обеспечить график прямой сетевой воды (ПСВ) выше 115 С (в ТЦА 130 С по умолчанию) – необходимо учесть при режимах.
  10. На стр. 11 указано, что лимит по газу составляет 740 млн.нм<sup>3</sup>/год. Оценочные расчеты показывают пиковую потребность в 700 нм<sup>3</sup>/год, что совпадает с оценкой Аудитора для условий ISO. Для иных условий проверка не делалась ввиду отсутствия информации от завода-изготовителя.
  11. Для ДФО при 8000 ч расчетное в год число часов использования установленной теплофикационной мощности в году (ЧЧИУТМ) 2031 ч/год (в проекте 1920), а число часов использования установленной электрической мощности в году 7462 ч/год (в проекте 6500).
  12. Годовой отпуск нетто 2986 млн кВт\*ч. Проверка.  $440 \text{ МВт} * 6500 \text{ ч} = 440 * 6500 * 10^3 = 2860$  млн кВт\*ч. Расхождение.
  13. График 150/70 для выбранного региона со срезкой на 110 дает 1240 тыс. Гкал. при заданных условиях нетто. На стр 12. тепло указано в 875 (800) Гкал. Значения явно занижены для региона.
  14. Указаны тепловые собственные нужды в 8,6%, однако нет ни анализа, ни пояснений составляющих.
  15. В ТЦА указано, что удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии 112,85 кг.у.т/Гкал, что составит – 127 % КПД? Нет пояснения, почему КПД по теплу >100%.
  16. Нет четкой ясности с электрическими собственными нуждами. В разных главах разные значения и все они не обосновываются.
  17. Проектом предусмотрены, возможно, пусковые дизельгенераторы для генерации э/э, однако ничего не сказано про пусковые котельные для генерации пускового тепла.
  18. Ввиду влажности в регионе, нет оценки принятых решений по градирням и ГТУ в зимнее время (антиобледенение).
  19. В проекте фигурирует 3 тепловых графика. 130/70, 110/70, 110/60 при ПСВ за СП не более 115С.
  20. Срок строительства двух блоков в 31 месяц представляется очень оптимистичным, учитывая сложившиеся риски реализации проекта. Помимо этого, нет в целом оценки рисков.
  21. В проекте предусматривается для теплосети ультрафильтрация. Данное решение выглядит избыточным и дорогим.

22. Удельные капитальные затраты 333 798,23 тыс. руб./1 МВт выглядят завышенными.
23. Согласно проекту, газ в ГРС-2 поступает от газопровода Сахалин-Хабаровск-Владивосток. Не проведен анализ рисков газоснабжения при разрыве подводного газопровода (погодные условия могут препятствовать ремонту). Риски проекта оценены поверхностно
24. В баках запаса воды требуется вода питьевого качества, однако нет обоснования такого решения.
25. Нет ясности, зачем предусмотрен слой кварцевого песка в система водоподготовки. Данный слой создаст дополнительное загрязнение воды.
26. В схеме подготовки воды для котлов-утилизаторов нет описания предочистки. Если предочистка отсутствует, выбранная схема ВПУ проработает всего несколько недель.
27. В проекте расходятся технико-экономические показатели. Таблицы 1.1 и 3.1 противоречат друг-другу.
28. Нет ясности, как считались и что вошло в собственные электрические нужды. Учтен ли ДКС и какого типа?

Заседание секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики» НП «НТС ЕЭС» **решило:**

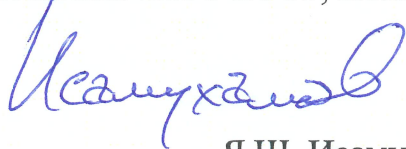
1. В целом результаты проведенного ООО «ЭФ-ТЭК» технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Артемовская ТЭЦ-2 с внеплощадочной инфраструктурой» **считать удовлетворительными.**
2. Анализ экспертами технологического и ценового аудита представленной документации показал, что ряд принятых в проектной документации технических и технологических решений **подлежит уточнению и пересмотру.**
3. **Рекомендовать** отправить проект на уточнение и доработку с учетом выявленных замечаний экспертами секции «Развитие и техническое перевооружение тепловой энергетики» НП «НТС ЕЭС» и предложений Аудитора.

Первый заместитель председателя  
Научно-технического совета НП «НТС  
ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

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



Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции «Развитие и  
техническое перевооружение тепловой  
энергетики» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



А.А. Дудолин

Ученый секретарь секции «Развитие и  
техническое перевооружение тепловой  
энергетики» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



С.М. Крашенинников