



Некоммерческое партнерство  
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ  
Единой энергетической системы»



Основана в 1724 году  
*Российская академия наук  
Научный совет по проблемам  
надёжности и безопасности  
больших систем энергетики*

## УТВЕРЖДАЮ

Заместитель председателя Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»,  
руководитель секции энергетики  
Отделения энергетики,  
машиностроения,  
механики и процессов управления РАН,  
академик РАН

О.Н. Фаворский

« 27 » августа 2015 г.

## ПРОТОКОЛ

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» на тему:

**«Инвестиционный проект строительства Хабаровской ТЭЦ-4»**

25 августа 2015 года

№ 8/15

г. Москва

Присутствовало: 52 чел.

**Со вступительным словом выступил** заместитель председателя Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», руководитель секции энергетики Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, академик РАН **О.Н. Фаворский**. Он отметил, что сегодня наши Советы рассматривают важную проблему — инвестиционный проект строительства Хабаровской ТЭЦ-4. Регион Дальнего Востока бурно развивается, и это развитие должно быть обеспечено опережающим развитием генерирующих (электрических и тепловых) мощностей. При этом очень важно — обеспечить защиту окружающей среды. Вначале мы заслушаем проектировщиков — ОАО «Е4-СибКОТЭС», а затем аудиторов — ООО «ЭФ-Инжиниринг».

С докладом на тему «Разработка обоснования инвестиций в строительство нового генерирующего источника в г. Хабаровске» выступил К.В. Гладких, ведущий инженер отдела перспективного развития ОАО «Е4-СибКОТЭС». Ниже изложены основные положения доклада.

Основными целями строительства новой ТЭС являются:

- замещение выбывающих тепловых и электрических мощностей Хабаровской ТЭЦ-1;
- ликвидация намечающегося дефицита тепловой энергии в г. Хабаровске
- повышение надёжности и эффективности электроснабжения в регионе;
- повышение надёжности теплоснабжения южной части города.

Хабаровская ТЭЦ-1 (ХТЭЦ-1) — станция с поперечными связями, имеющая в своём составе две группы основного оборудования с давлением 90 кгс/см<sup>2</sup> и 130 кгс/см<sup>2</sup>, эксплуатируется с 1954 г. Станция расположена в южной части города, в центре тепловых и электрических нагрузок. На загрузку станции влияет исторически сложившаяся схема электрических сетей 110 кВ, которая не позволяет разгрузить ХТЭЦ-1 в летние месяцы ниже 100 МВт.

Установленная электрическая мощность ХТЭЦ-1, МВт	435;
тепловая мощность, Гкал/ч:	
- установленная	1200,2;
- располагаемая	900,2;
выработка электроэнергии, млн кВт·ч	1693,27;
отпуск тепла, тыс. Гкал	2988,93;
топливо	уголь, газ;
КИУМ, %	42;
удельный расход топлива:	
- г у. т/кВт·ч	361,7;
- кг у. т/Гкал	147,1.

ХТЭЦ-1 расположена в южной части г. Хабаровска в черте жилой застройки, находится в центре тепловых и электрических нагрузок и закрывает до 60 % тепловой нагрузки по г. Хабаровску. Выдача электрической мощности ХТЭЦ-1 осуществляется на напряжениях 110, 35 и 6 кВ.

Общая площадь промышленной площадки ХТЭЦ-1 составляет 54 га.

Площадка ХТЭЦ-1 граничит:

- с севера с промышленной зоной;
- с юга с жилым массивом;
- с востока с промышленной зоной, транссибирской магистралью;
- с запада с промышленной зоной и жилым массивом.

Район расположения ХТЭЦ-1 имеет развитую транспортную и социальную инфраструктуру. К площадке ХТЭЦ-1 подходят асфальтированные автодороги и железнодорожные пути (от станции примыкания Хабаровск-2).

Расстояние (по прямой) от Юго-восточной площадки до ХТЭЦ-1 составляет около 4 км, до ГРС-1 — около 2 км. Ближайшая железнодорожная станция Хабаровск-2 (станция примыкания) находится на расстоянии 5,5 км в северо-западном направлении, железнодорожная станция Красная речка находится на расстоянии 6 км в юго-западном направлении. Расстояние от площадки до Хабаровского речного порта (по прямой) составляет 14 км.

Рядом с площадкой проложены автомобильные дороги: с восточной стороны с асфальтовым покрытием (расстояние 300 м); с западной стороны со щебёночным покрытием, местами разрушенная, проходящая вдоль золошлакоотвала (ЗШО) и далее параллельно существующей эстакаде трубопроводов для удаления золы и шлака с ХТЭЦ-1.

Расстояние (по прямой) от береговой насосной станции (БНА) реки Амура до площадки составляет 11,6 км.

Ближайшая часть пожарной охраны № 30 (по адресу ул. Световая, 10) находится на расстоянии 3,9 км (по прямой) от площадки, ориентировочное время в пути составляет 10–15 мин.

К площадке ХТЭЦ-1 подведён газопровод от ГРС-1. Пропускная способность ГРП на ХТЭЦ-1 составляет 120 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Существующий расход газа на 5 газифицированных котлов составляет 75–78 тыс. м<sup>3</sup>/час.

При размещении новой ТЭС на данной площадке предлагается использовать следующую свободную территорию:

- со стороны временного торца главного корпуса общей площадью 3,2 га;
- западная часть промышленной площадки ХТЭЦ-1 за угольным складом площадью 5,2 га;
- свободная от застройки площадка в восточном направлении от промышленной площадки ХТЭЦ-1 общей площадью 22 га.

Прогноз электропотребления в Хабаровской энергосистеме по данным «КПРЭ ДФО» составляет, млн кВт·ч:

в 2015 г.	11 760;
в 2020 г.	13 578;
в 2025 г.	16 610.

В соответствии с прогнозом электропотребления в Хабаровской энергосистеме и данными по фактической и плановой выработке ХТЭЦ-1 за 2012–2013 гг. определён прогноз по выработке электроэнергии от нового генерирующего источника при замещении выбывающих мощностей ХТЭЦ-1 (рисунок). В соответствии с письмом Хабаровского РДУ, планируемая величина единичной мощности энергоблока новой ТЭС не должна превышать 200 МВт по условиям надёжности работы энергосистемы, в случае его аварийного отключения.

#### *Определение установленной электрической мощности*

На основании результатов разработки I этапа «Обоснование выбора площадки строительства, установленной электрической и тепловой мощности нового генерирующего источника» установленная электрическая мощность нового генерирующего источника при размещении на

промышленной площадке ХТЭЦ-1 определяется выбывающей мощностью ХТЭЦ-1 и составляет 400–450 МВт. Прогноз выработки электроэнергии от нового генерирующего источника представлен на рисунке (млн кВт·ч).

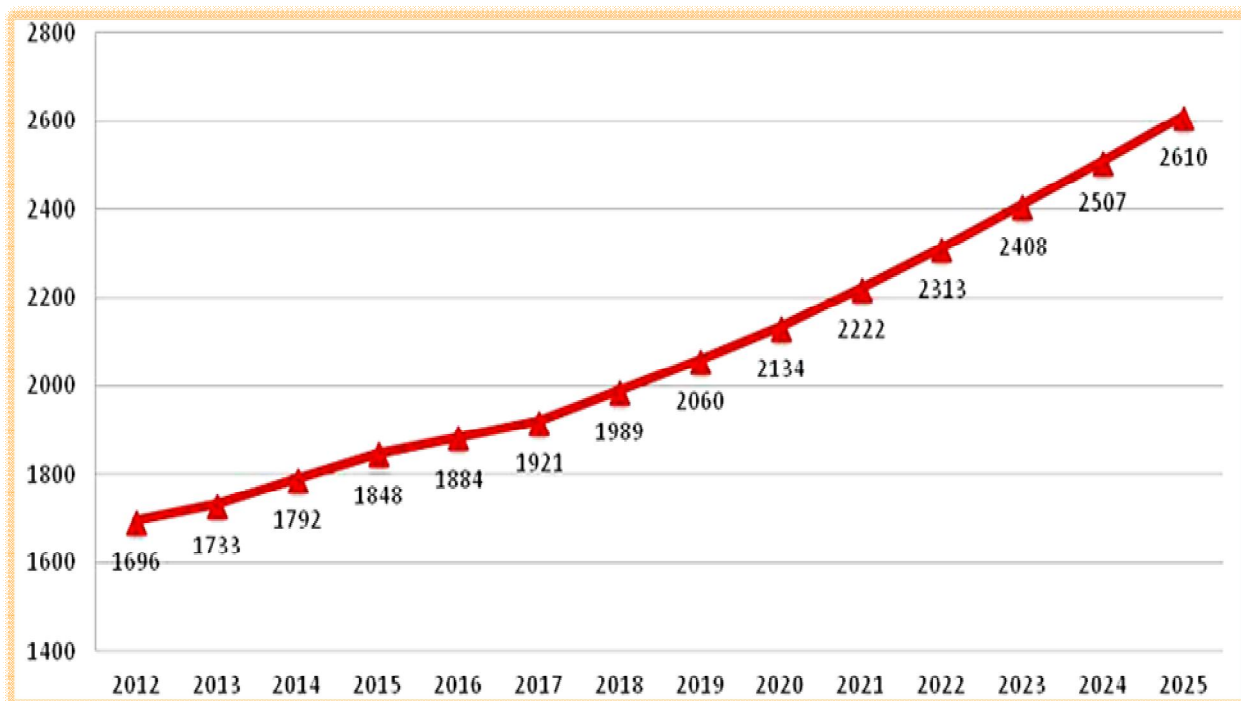


Рисунок. Прогноз выработки электроэнергии от нового генерирующего источника.

С учётом поэтапного вывода мощности ХТЭЦ-1 предлагается ввод новых генерирующих мощностей также осуществлять в два этапа.

2018 г. Планируется вывод из эксплуатации оборудования очереди 90 кгс/см<sup>2</sup> суммарной мощностью 130 МВт и 401 Гкал/ч: ПР-25-90 ст. № 1; ПТ-25-90 ст. № 2; ПР-25-90 ст. № 3; ПТ-50-90/13 ст. № 6.

2020 г. Предполагается вывод турбин очереди 130 кгс/см<sup>2</sup> суммарной мощностью 305 МВт и 480 Гкал/ч: Т-100-130 ст. № 7; Т-100-130 ст. № 8; Т-100/120-130 ст. № 9.

#### *Определение установленной тепловой мощности*

В рамках I этапа «Обоснование выбора площадки строительства, установленной электрической и тепловой мощности нового генерирующего источника» (ОБИн), на основании СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» и Схемы территорий для жилищного строительства в г. Хабаровске, была рассчитана присоединённая тепловая нагрузка к ХТЭЦ-1 в размере 1168 Гкал/ч к 2020 г.

В соответствии с техническим заданием при выполнении ОБИн учтены перспективные тепловые и паровые нагрузки, полученные от ООО «ЭнергоЦентр», разрабатывающей схему теплоснабжения г. Хабаровска. Установленная тепловая мощность нового генерирующего источника на промышленной площадке ХТЭЦ-1 к 2025 г. определяется перспективной тепловой нагрузкой 1193 Гкал/ч.

#### *Варианты оборудования новой ТЭС*

С Заказчиком согласованы следующие варианты основного оборудования новой ТЭС:

- вариант 1 — угольная ТЭС на базе двух теплофикационных энергоблоков (2×Т-185/220-12,8 + 2× Еп-670-13,8-545/545);
- вариант 2 — газовая ТЭС: два моноблока (ГТ 9171Е GE + КУ + Т-53/60-6,0);
- вариант 3 — газовая ТЭС: два дубль-блока (2×ГТ 6 FA GE + 2×КУ + Т-63/70-7,5);
- вариант 4 — газовая ТЭС: два блока ГТУ-ТЭЦ (базе ГТ GT13E2 Alstom + водогрейный КУ);
- вариант 5 — реконструкция двух существующих турбин Т-100-130 ст. № 7,8 (с заменой цилиндра высокого давления (ЦВД), регенерации высокого давления (РВД) и генератора с увеличением электрической мощности до 120 МВт) и строительство одного угольного блока ПСУ (Т-185/220-12,8 + Еп-670-13,8-545/545);
- вариант 6 — реконструкция двух существующих турбин Т-100-130 ст. № 7, 8 (с заменой ЦВД, РВД и генератора с увеличением электрической мощности до 120 МВт) и строительство одного дубль-блока ПГУ (на базе ГТ 6 FA GE).
- вариант 7 — реконструкция турбин Т-100-130 ст. № 7,8,9 (с заменой ЦВД, РВД и генератора с увеличением электрической мощности до 120 МВт), ПТ-50-90/13 ст. № 6 (перевод на 130 кгс/см<sup>2</sup> и заменой генератора с увеличением электрической мощности до 90 МВт). Основные электротехнические решения представлены в табл. 1.

#### *Техническое водоснабжение*

Для водоснабжения строящейся (реконструируемой) ТЭС предусматривается строительство новой береговой насосной станции (БНС). Учитывая рельеф дна Амурской протоки и во избежание заиливания и заноса песком всасывающих трубопроводов, новую БНС предлагается расположить вблизи с существующей БНС Хабаровской ТЭЦ-1. В качестве природного газа рассматриваются месторождения шельфа острова Сахалин.

#### *Система золошлакоудаления (ЗШУ)*

В качестве угольного топлива рассматривается уголь Ургальского месторождения и Эльгинского меторождения.

Для Вариантов 1 и 5 применяется соответственно гидрозолошлакоудаления (ГЗШУ) и сухого золошлакоудаления (СЗШУ).

Для Вариантов 5, 6, 7 предусматривается существующая система гидрозолоудаления (ГЗУ) ХТЭЦ-1 без изменений на период реконструкции (до перевода ХТЭЦ-1 на газ).

Существующая система ГЗУ ХТЭЦ-1 остаётся без изменений на период реконструкции (до перевода ХТЭЦ-1 на газ). Остаточной ёмкости существующего золоотвала ХТЭЦ-1 (при текущей загрузки станции) хватит на два года работы (до 2016 г.). Нарращивание гребня дамбы существующего золоотвала не представляется возможным.

## Основные электротехнические решения

Электротехнические решения	Варианты 1 – 4	Варианты 5 – 7
ЗРУ-110 кВ	Строится новое на базе ячеек КРУЭ	Расширяется существующее ЗРУ с приведением схемы к требованиям действующих норм. В варианте 7 предусмотрено строительство 2 секции на базе ячеек КРУЭ в связи со сжатостью компоновки.
ЗРУ-35 кВ	Строится новое на базе шкафов КРУ с вакуумными выключателями	Производится замена коммутационного оборудования 35 кВ.
Заходы ВЛ/КЛ	Требуется строительство большого количества заходов КЛ 110, 35, 6 кВ на новые ЗРУ станции.	Требуется перезавод ВЛ/КЛ 110 кВ при секционировании ЗРУ-110 кВ.
Секции РУСН-6 кВ	Для всех вариантов состоит из 4 секций 6 кВ	Отличается высокой сложностью из-за большого числа котлов. Требуется поэтапная масштабная реконструкция.
Резервирование собственных нужд	Осуществляется от резервного трансформатора СН (РТСН), подключенного к шинам ЗРУ-110 кВ.	Изменяется схема резервирования с шин ГРУ-6 кВ на схему резервирования от РТСН, подключенного к шинам ЗРУ-110 кВ.

*Оценка воздействия ТЭС на окружающую среду. Санитарно-защитная зона (СЗЗ) новой ТЭС*

Размер СЗЗ для вариантов нового строительства (реконструкции) ТЭС определен в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

На границе СЗЗ превышения ПДК загрязняющих веществ не происходит. В варианте 1 наблюдается превышение предельно допустимых выбросов (ПДВ) по выбросам золы и NO<sub>2</sub>, в варианте 5 — по выбросам золы. Это связано с тем, что при расчёте концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ были учтены существующие фоновые концентрации, которые в свою очередь учитывают существующее воздействие ХТЭЦ-1 на окружающую среду. Однако после замещения (реконструкции с переводом на газ) существующего оборудования ХТЭЦ-1 более экологически чистым оборудованием новой ТЭС, фоновые концентрации уменьшатся.

При реализации вариантов 1–4 в СЗЗ попадают здания промышленного и хозяйственного назначения, при реализации вариантов 5–7 в СЗЗ попадают здания промышленного, хозяйственного назначения и здания жилого назначения (в южном направлении). Однако, как уже было отмечено выше, значения загрязняющих веществ (зола, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>) на границе СЗЗ не превышает ПДК.

Капитальные затраты в рассмотренные варианты представлены в табл. 2.

Таблица 2

Показатель	Варианты						
	1	2	3	4	5	6	7
Установленная мощность, МВт	370	384	462	344	431	477	459
Всего работ, млн руб.	27 051,5	17 000,7	20 599,9	13 837,7	18 352,4	14 452	11 568,4
Прочие (7%)	1 893,6	1 190,0	1 442,0	968,6	1 284,7	1 011,6	809,8
Итого (без НДС)	28 945,1	18 190,7	22 041,9	14 806,4	19 637,1	15 463,7	12 378,2
Итого (с НДС)	34 155,2	21 465,0	26 009,4	17 471,5	23 171,7	18 247,1	14 606,3
Удельные капитальные затраты без НДС, USD/кВт*	1 564,6	975,1	977,2	891,7	911,23	648,4	539,4

\* 1 USD = 50 руб. (в соответствии с письмом от ОАО «РАО ЭС Востока»)

### *Макроэкономическое окружение проекта*

В расчётах учитываются действующие налоги и страховые взносы во внебюджетные фонды, не изменяемые в течение всего инвестиционного периода.

### *Срок реализации проекта*

Срок жизни проекта принят на уровне 46 лет, из которых на инвестиционный период относится 6 лет, а на эксплуатационный период — до 40 полных лет. Горизонт рассмотрения проекта — до 2059 г.

Ставка дисконтирования составляет 11,6 % (номинальная).

### *Схема финансирования*

За счёт собственных средств компании финансируются проектные работы, остальные затраты осуществляются за счёт кредитных средств, привлекаемых под 13 % годовых.

### *Доходная и расходная части проекта*

В качестве положительных денежных потоков в части электрической и тепловой энергии принимается:

- на переходный период: разница в доходах от продажи отпущенной электрической и тепловой энергии по базовому варианту и вариантам нового строительства/реконструкции;
- на основной расчётный период: доход от продажи электрической и тепловой энергии по каждому из рассматриваемых вариантов (по базовому варианту все оборудование станции выводится из эксплуатации к 2020 г.).

*К отрицательным денежным потокам по проекту относятся:*

- капитальные (инвестиционные) затраты;
- затраты на топливо (природный газ и каменный уголь);
- затраты на воду для технологических нужд и хозяйственную питьевую воду;
- плата за услуги инфраструктурных организаций оптового рынка электроэнергии (мощности);
- затраты на ремонт и техническое обслуживание оборудования;
- амортизационные отчисления;



- заработная плата (с учётом начислений);
- экологические платежи;
- прочие затраты.

Изменение отрицательных денежных потоков рассчитывается на два принципиально отличающихся периода:

- переходный период 2016–2019 гг., когда в расчёт идёт разница между издержками по базовому варианту и по вариантам строительства/реконструкции;
- основной период, когда, начиная с 2020 г., все генерирующее оборудование по базовому варианту выведено из эксплуатации, и в расчёте учитываются полные издержки по рассматриваемым вариантам.

В расчётах приняты следующие тарифы на электрическую и тепловую энергию на 2013 г. (без НДС):

- средний одноставочный тариф на электрическую энергию для ХТЭЦ-1 составляет 1 933,3 руб/МВт·ч;
- тариф на производство тепловой энергии 533,4 руб/Гкал;
- тариф на пар 7–13 кг/см<sup>2</sup> 615,1 руб/Гкал;
- тариф на острый пар 1 054,4 руб/Гкал.

*Экономическая эффективность инвестиций представлена в табл. 3*

Таблица 3

### Экономическая эффективность инвестиций

Наименование статей затрат	Варианты						
	1	2	3	4	5	6	7
Чистая приведённая стоимость (NPV), млн руб.	13 385,7	34 526,0	33 953,1	32 469,4	19 676,6	31 647,3	23 748,1
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	15,4	25,6	23,2	29,3	18,5	25,0	23,2
Простой срок окупаемости (PP), лет	12,2	9,2	9,6	9,1	10,7	8,8	9,7
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет	18,8	10,9	11,8	10,4	14,4	10,7	11,8
Индекс доходности (PI), разы	1,5	3,6	3,0	4,2	2,1	3,4	3,2

В результате проведённых расчётов сделаны следующие выводы:

- варианты со строительством угольной генерации (варианты 1, 5) имеют наименее привлекательные с экономической точки зрения показатели окупаемости, что в первую очередь обусловлено высокими капитальными затратами;
- варианты строительства/реконструкции на базе ПГУ и ГТУ технологий (варианты 2, 3, 4, 6) сопоставимы по показателям финансово-экономической эффективности. Окупаемость данных вариантов изменяется в



диапазоне 10,4–11,8 дисконтированных лет, чистый дисконтированный доход составляет от 31,6 до 34,5 млрд рублей;

- лучшую окупаемость имеет вариант 4 — строительство двух блоков ГТУ-ТЭЦ на базе газовой турбины GT13E2 Alstom, хотя его чистая приведённая стоимость (NPV) не является максимальной (32,5 млрд рублей). Этот вариант имеет максимальную внутреннюю норму рентабельности 29,3 % (запас прочности составляет 17,7 %), минимальный дисконтированный срок окупаемости составляет 10,4 лет, максимальный индекс доходности равен 4,2. Этот вариант имеет также наименьшую себестоимость тепловой и электрической энергии;

- варианты с реконструкцией станции (варианты 6 и 7) имеют сопоставимый дисконтированный срок окупаемости за счёт меньших капитальных затрат. При использовании большой доли существующих активов станции, износ и снижение надёжности которых на рассматриваемом интервале проектирования идут ускоренными темпами по сравнению с вариантами нового строительства, увеличивает эксплуатационные риски и соответственно снижают экономическую эффективность проекта.

#### *Заключение*

При разработке обоснований инвестиций в строительство нового генерирующего источника в г. Хабаровске выполнен выбор:

- площадки строительства новой ТЭС;
- установленной электрической и тепловой мощности ТЭС;
- основного вида топлива.

Разработаны принципиальные технические решения по:

- генеральному плану размещения основных и вспомогательных зданий и сооружений ТЭС;
- компоновочным решениям;
- схемам выдачи тепловой и электрической энергии;
- вспомогательным системам ТЭС (ТТХ, ВПУ, техническое водоснабжение, ЗШО);

- выполнена оценка воздействия на окружающую среду.
- В рамках ОбИИ был разработан финансово-экономический блок, в котором выполнено сопоставление экономической эффективности рассматриваемых вариантов строительства ТЭС.

При принятых исходных данных и подходах к расчёту положительную окупаемость имеют все рассматриваемые варианты нового строительства и реконструкции.

С технико-экономической точки зрения приоритетными являются варианты строительства или реконструкция станции на базе ПГУ и ГТУ технологий (варианты 2, 3, 4, 6). Данные варианты сопоставимы между собой по финансово-экономическим показателям: чистой приведенной стоимости (NPV) (от 31,6 до 34,5 млрд руб.), внутренней норме рентабельности (IRR) (от 23,2 до 29,3 %); дисконтированному строку окупаемости (DPP) (от 10,4 до 11,8 лет).

Рассматриваемые варианты устойчивы к изменению таких внешних параметров расчёта как инвестиционные (капитальные) затраты, стоимость природного газа, а также тарифы на тепловую и электрическую энергию в пределах  $\pm 30\%$ . Наибольшее влияние на окупаемость проектов оказывает стоимость реализуемой электрической энергии.

С докладом «Отчет о технологическом и ценовом аудите обоснования инвестиций строительства Хабаровская ТЭЦ-4» выступил **Е.И. Томашов** — руководитель отдела энергетических технологий ООО «ЭФ-Инжиниринг». Ниже изложены основные положения его доклада.

Компания ООО «ЭФ-Инжиниринг» в соответствии с договором от 27.06.2014 г. № РАО-14/0097 с компанией ОАО «РАО Энергетические системы Востока» выполнила технологический и ценовой аудит разработанного ЗАО «Е4-СибКОТЭС» (Проектировщик) Обоснования инвестиций в строительство генерирующего источника на площадке Юго-Восточной ТЭЦ в г. Хабаровск в составе 4 томов.

В рамках указанного документа Проектировщиком выполнены следующие работы.

1. Анализ необходимой тепловой и электрической мощности нового генерирующего источника исходя из условий замещения действующей ХТЭЦ-1;

2. Техничко-экономическое сравнение трех вариантов площадки строительства нового генерирующего источника:

- юго-восточная площадка;
- восточная площадка (рядом с военным аэропортом);
- промышленная площадка существующей ХТЭЦ-1 и прилегающая к ней территория.

3. Техничко-экономическое сравнение семи вариантов строительства (реконструкции) источника генерации.

*Обоснование необходимости строительства нового генерирующего источника*

Технологический и ценовой аудит ОбИн выполнен с учётом документов:

- «Стратегия социального и экономического развития Хабаровского края на период до 2025 г.», утверждённая постановлением правительства Хабаровского края от 13.01.2009 г. № 1-пр;

- «Схема генерального плана г. Хабаровска» и решения по её корректировке, утверждённые Хабаровской городской Думой от 26.09.2006 г. № 307.

ООО «ЭФ-Инжиниринг» (Инжиниринговая компания) подтверждает необходимость строительства нового генерирующего источника взамен действующей ХТЭЦ-1 по следующим причинам:

- высокая степень физического и морального износа основного оборудования ХТЭЦ-1;

- необходимость замещения выводимых из эксплуатации электрических и тепловых мощностей ХТЭЦ-1, включая создание резерва электрической мощности в энергосистеме Хабаровского края;

- необходимость повышения качества и надёжности теплоснабжения потребителей тепловой энергии, включая обеспечение перспективных тепловых нагрузок на периоды до 2030 г. и далее.

*Обоснование выбора тепловой и электрической мощности нового генерирующего источника*

Инжиниринговая компания подтверждает выбранную Проектировщиком тепловую и электрическую мощность нового источника генерации 400–450 МВт (электрическая мощность) и 1193 Гкал/ч (тепловая мощность) по следующим причинам:

- сооружаемая Хабаровская ТЭЦ-4 является замещением выбывающих мощностей ХТЭЦ-1 и, как следствие, её мощность должна определяться выбывающей мощностью ХТЭЦ-1, а также величиной увеличения электропотребления на период до 2025 г.;

- установленная электрическая мощность ХТЭЦ-1 составляет 435 МВт. Максимум потребления в среднем составляет 349 МВт (отопительный период года), минимум 105 МВт (неотопительный период года);

- установленная тепловая мощность ХТЭЦ-1 составляет 1200,2 Гкал/ч;

- присоединённая тепловая нагрузка ХТЭЦ-1 в горячей воде с учётом потерь, по данным СП «Хабаровские тепловые сети», по состоянию на 31.12.2012 г. составляла 950,08 Гкал/ч. Присоединённая тепловая нагрузка в производственном паре составляет 46,4 Гкал/ч;

- суммарная тепловая нагрузка в паре и горячей воде равна 996,48 Гкал/ч;

- величина перспективной присоединённой тепловой нагрузки, рассчитанной по данным генплана г. Хабаровска и действующим нормативам потребления коммунальных услуг (отопление и горячее водоснабжение), которые установлены постановлениями правительства Хабаровского края от 10.09.2012 г. № 325-пр и от 31.10.2012 г. №388-пр, составляет 1193 Гкал/ч в 2025 г. (с учётом потерь).

*Обоснование выбора площадки под строительство нового генерирующего источника*

Инжиниринговая компания подтверждает выбор Проектировщика, что самой оптимальной площадкой является площадка ХТЭЦ-1, которая позволяет:

- максимально использовать существующие инженерные коммуникации (трубопроводы выдачи тепловой мощности, точки присоединения к отводу продувочной воды системы охлаждения, трубопровод подачи газа, воздушные линии выдачи электрической мощности и т. д.);

- максимально использовать существующую инфраструктуру (подъездные железнодорожные пути, автомобильные дороги);
- разместить на её территории основные производственные сооружения как для ТЭЦ на основе пылеугольной технологии, так и для ТЭЦ на основе парогазовой и газотурбинной технологии (главный корпус, угольный склад, градирни системы охлаждения);

Для данной площадки определены технические решения по сооружению золошлакоотвала (ЗШО), также выполнена оценка строительства системы золошлакоудаления (ЗШУ).

Использование под строительство Хабаровской ТЭЦ-4 площадки ХТЭЦ-1 позволит минимизировать затраты на строительство новой электростанции.

К недостаткам выбранной площадки относятся:

- площадка расположена среди жилой застройки, что предъявляет более высокие требования к организации предотвращения пыления на угольном складе, а также требования к выбросам оксидов азота и серы (для вариантов строительства ТЭЦ по пылеугольной технологии);
- стеснённые условия строительства в условиях действующего производства приводят к удорожанию проекта строительства ТЭЦ.

Второй по привлекательности площадкой расположения Хабаровской ТЭЦ-4, по мнению Инжиниринговой компании, является юго-восточная площадка, но расположение на ней Хабаровской ТЭЦ-4 потребует увеличения объёма строительства и, как следствие, приведёт к более значительному объёму капитальных затрат.

Восточная площадка является наименее целесообразной для размещения Хабаровской ТЭЦ-4 по причине удалённого расположения от потребителей тепловой нагрузки, а также ограничений, накладываемых на габариты зданий и сооружений прилегающими гражданским и военным аэропортами.

Инжиниринговая компания обращает внимание на то, что в случае рассмотрения строительства Хабаровской ТЭЦ-4 по пылеугольной технологии на восточной и юго-восточной площадках требуется размещение ЗШО, важного с точки зрения оценки стоимости строительства станции. В настоящее время данный вопрос в представленных документах не решен.

*Технологический и ценовой аудит выбора конфигурации ТЭЦ, состава и единичной мощности энергоблоков ТЭЦ*

При выполнении второго этапа разработки технических материалов ОБИИ Проектировщиком предложены варианты конфигурации ТЭЦ, предусматривающие следующий состав основного оборудования:

- вариант № 1 — угольная ТЭС на базе 2-х теплофикационных энергоблоков (2хТ-185/220-12,8 + 2х Еп-670-13,8-545/545);
- вариант № 2 — газовая ТЭС на базе двух энергоблоков ПГУ-190 (на базе ГТ 9171Е GE + КУ + Т-53/60-6,0) суммарной электрической мощностью 384 МВт;

- вариант № 3 — газовая ТЭС на базе двух дубль-блоков ПГУ-230 (на базе 2хГТ 6 FA GE + 2хКУ + Т-63/70-7,5) суммарной электрической мощностью 462 МВт;
- вариант № 4 — газовая ТЭС, включающая два блока ГТУ-ТЭЦ (на базе ГТ GT13E2 Alstom + водогрейный КУ) суммарной электрической мощностью 344 МВт;
- вариант № 5 — реконструкция двух существующих турбин Т-100-130, ст. №№ 7 и 8 (с заменой цилиндра высокого давления (ЦВД), регенерации высокого давления (РВД) и генератора с увеличением электрической мощности до 120 МВт), строительство одного угольного блока паросиловой установки (ПСУ) на базе конфигурации Т-185/220-12,8 + Еп-670-13,8-545/545;
- вариант № 6 — реконструкция двух существующих турбин Т-100-130, ст. №№ 7 и 8 (с заменой ЦВД, РВД и генератора с увеличением электрической мощности до 120 МВт), плюс строительство одного блока ПГУ мощностью 180–225 МВт;
- вариант № 7 — реконструкция турбин Т-100-130, ст. №№ 7,8,9 (с заменой ЦВД, РВД и генератора с увеличением электрической мощности до 120 МВт), модернизация турбины ПТ-50-90/13, ст. № 6 (перевод на 130 кгс/см<sup>2</sup> с заменой генератора и увеличением электрической мощности до 90 МВт) и, при необходимости, со строительством новой генерации.

Во всех предложенных вариантах конфигурации замещающей мощности для покрытия недостающей части базовых тепловых нагрузок, а также для покрытия пиковой части тепловых нагрузок предусматривается установка ПВК на базе водогрейных котлов серии ПТВМ-120. Количество водогрейных котлов в зависимости от варианта состава основного оборудования новой ТЭС различно и составляет от 5 до 9 шт.

В каждом из вариантов Проектировщиком представлены корректные технологические решения, не вызывающие замечаний: все технические решения приняты с учётом действующих норм и правил, а также предусматривают максимальное использование существующих систем и инфраструктуры.

Анализ оценки капитальных затрат показал, что в варианте 4 (строительство ГТУ-ТЭЦ) не учтены затраты на строительство байпасных дымовых труб.

Сравнительный анализ соответствия стоимостных показателей Инвестиционного проекта принятым в Российской и мировой практике значениям приведён в табл. 4.

Анализ соответствия стоимостных показателей Инвестиционного проекта принятым в Российской и мировой практике значениям

Вариант	Установленная мощность	Стоимость строительства (без НДС, инфляция учтена)		Удельная стоимость строительства	Поправка на тип оборудования	Удельная расчётная стоимость строительства в мире	Переоценка/недооценка
	МВт	млн руб.	млн долл.	долл/кВт		долл/кВт	
1	370	33 398,00	927,72	2 507	1,00	2 250	11,44
2	384	21 465,30	596,26	1 553	0,40	900	72,53
3	462	25 463,40	707,32	1 531	0,40	900	70,11
4	344	17 907,00	497,42	1 446	0,25	563	157,06
5	431	21 749,10	604,14	1 402	-	-	-
6	477	16 839,20	467,76	981	-	-	-
7	459	14 089,20	391,37	853	-	-	-

Анализ окупаемости проекта, разработанный Проектировщиком, показал следующее.

1. Отчисления из фонда оплаты труда приняты Проектировщиком на уровне 40,2 %, не соответствуют действующему законодательству (должно быть около 30 %).

2. Амортизационные отчисления для всех вариантов компоновки станции рассчитаны исходя из 20-летнего периода амортизации, хотя очевидно, что в зависимости от состава оборудования и наличия/отсутствия реконструируемых объектов средневзвешенная ставка амортизационных отчислений от варианта к варианту может довольно меняться.

3. Проектировщик должным образом не учёл тот факт, что разные варианты компоновки станции существенно отличаются по прогнозной величине отпуска электроэнергии потребителям. Если произведённая на станции энергия может быть потреблена по максимуму, то в тех вариантах, где отпуск электроэнергии ниже максимального, в энергосистеме должен возникнуть дефицит энергии, который придётся покрывать из других источников. Это означает, что варианты с величиной отпуска электроэнергии в сеть, отличной от максимальной, будут генерировать дополнительные расходы Заказчика по приобретению электроэнергии у других поставщиков. Это особенно критично для варианта 4 (по причине его ожидаемой низкой загрузки по электроэнергии) и несколько менее критично для вариантов 1 и 2 (по причине их сравнительно небольшой установленной мощности).

4. Проектировщик принял, что стоимость основных средств по ОБИИ увеличивается на размер выплаченных процентов по инвестиционному кредиту, что запрещено письмом Минфина России от 11.06.2013 г. №03-03-

06/1/21757. Для варианта 1 Проектировщиком принят отличный от остальных вариантов (еще более комфортный) график погашения инвестиционного кредита, что является прямым нарушением методологии оценки эффективности проекта по дисконтированным денежным потокам, когда все рассматриваемые варианты должны сравниваться в абсолютно одинаковых внешних условиях.

5. Загрузка варианта 4 (ГТУ-ТЭЦ) не предусматривает выработку электроэнергии в отопительный период по тепловому графику.

Сказанное выше привело Инжиниринговую компанию к необходимости выполнить собственную оценку экономической эффективности по всем вариантам компоновки Хабаровской ТЭЦ-4, рассмотренным в ОбИи, для выявления наиболее экономически эффективного. Результаты расчётов представлены в табл. 5.

Таблица 5

Сравнение показателей экономической эффективности вариантов

Показатели экономической эффективности по вариантам								
Показатель	Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7
Установленная мощность	МВт	370	384	462	344	431	477	459
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	-13 316	23 468	26 887	15 755	-659	27 983	17 640
Потребность в инвестициях (с инфляцией и НДС)	млн руб.	36 995	26 571	31 343	21 912	28 358	23 167	19 154
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	7,50	19,81	19,64	19,03	11,32	21,20	20,37
Срок окупаемости (PP)	лет	18	9	9	10	12	8	8
Срок окупаемости с учетом дисконтирования (DPP)	лет	нет	12	12	13	нет	11	11

Из представленных в табл. 5 данных видно, что наиболее оптимальными с точки зрения скорости возврата вложенных средств являются варианты 6 и 7 заключающиеся в продлении ресурса существующего оборудования и установкой нового энергоблока (вариант 6).

Что касается полностью нового строительства, то, по мнению Инжиниринговой компании, наиболее приемлемым для Заказчика является вариант 3, который предусматривает использование газотурбинных установок 6FA, сборка которых производится на территории РФ и позволяет обеспечить возврат вложенных средств с максимальной величиной чистого дисконтированного дохода (NPV).

Ввиду того, что в представленных выше расчётах объёмы капитальных затрат были приняты Инжиниринговой компанией на основе Проекта, разработанного в 2013 г., и на момент сдачи настоящего отчёта курс рубля к



евро и доллару значительно изменился от величины, заложенной в Проекте, Инжиниринговая компания выполнила, по просьбе Заказчика, пересчёт показателей экономической эффективности варианта 3 для текущего курса валют (57,43 руб/евро и 44,1 руб/дол.). Пересчёт экономической эффективности выполнен для двух условий.

1. Базовая цена природного газа предусмотрена на существующем уровне (по состоянию на 2013 г.).

2. Базовая цена природного газа предусмотрена максимально возможной для условий окупаемости проекта в течение времени ресурса работы основного оборудования (24 года) с учётом времени строительства 4 года. Результаты расчета представлены в табл. 6.

Таблица 6

Пересчёт показателей экономической эффективности варианта 3 для текущего курса валют (57,43 руб/евро и 44,1 руб/дол.)

Показатели экономической эффективности Проекта по варианту 3			
Показатель	Ед. изм.	Вариант 3	
Цена газа в 2013 г.	руб/тыс. куб. м	3 412,99	6 006,86
Установленная мощность	МВт	462	462
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	22 339,18	3 448,36
Потребность в инвестициях (с инфляцией и НДС)	млн руб.	35 151,41	35 151,41
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	17,78	12,64
Срок окупаемости (PP)	лет	10	12
Срок окупаемости с учетом дисконтирования (DPP)	лет	14	28

Инжиниринговая компания рекомендует Заказчику получить подтверждение поставки объёма природного газа, необходимого для работы Хабаровской ТЭЦ-4 по варианту 3 и цене не выше определённой Инжиниринговой компанией. В случае неполучения подтверждения требуемых объёмов природного газа или цены выше максимально рассчитанной, строительство Хабаровской ТЭЦ-4 будет возможно только с использованием пылеугольных технологий, что приведёт к невозможности обеспечить окупаемость проекта и значительной нагрузке на экологическую ситуацию в городе, создавая повышенные концентрации загрязняющих веществ (SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>). Возможными путями снижения нагрузки работы пылеугольной теплоэлектроцентрали на экологическую ситуацию в городе являются:

- строительство систем сероочистки и организации режима работы котлов, позволяющие максимально снизить выбросы SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>. Применение систем сероочистки приведёт к ещё большему увеличению по

сравнению с ОбИн капитальных и эксплуатационных затрат в строительство Хабаровской ТЭЦ-4;

- перенос площадки размещения Хабаровской ТЭЦ-4 за город на юго-восточную площадку. Однако данный вариант требует увеличения объёма капитальных затрат выше указанного в ОбИн в связи с необходимостью прокладки большого количества инженерных коммуникаций и организации инфраструктуры. Также размещение Хабаровской ТЭЦ-4 на Юго-восточной площадке требует поиска места размещения ЗШО, что приведёт к увеличению указанных в ОбИн сроков строительства.

**В ходе дискуссии выступили академик РАН О.Н. Фаворский** — руководитель Секции энергетики Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН; д.э.н., профессор **Г.П. Кутовой** — председатель подкомитета по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности ТПП РФ; д.т.н., профессор **Б.К. Максимов** — профессор кафедры РЗиА НИУ «МЭИ»; д.т.н. **А.Я. Копсов** — президент компании ООО «ГЭС-газотурбинные технологии»; **К.В. Гладких** — ведущий инженер отдела перспективного развития ОАО «Е4-СибКОТЭС»; **В.С. Варварский** — член экспертного совета Комитета ГД по энергетике, **Е.Е. Русских** — генеральный директор ОАО «Е4-СибКОТЭС», д.э.н., профессор **К.И. Янко** — начальник департамента технической политики ОАО «РАО Энергетические системы Востока», к.э.н. **В.А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развития ТЭК; д.т.н. **Б.И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий; **Е.И. Томашов** — руководитель отдела энергетических технологий ООО «ЭФ-Инжиниринг».

#### **Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:**

1. Высокую степень физического и морального износа оборудования Хабаровской ТЭЦ-1 и необходимость замещения выводимых из эксплуатации электрических и тепловых мощностей Хабаровской ТЭЦ-1, включая создание резерва электрической мощности в энергосистеме Хабаровского края. Необходимость строительства Хабаровской ТЭЦ-4 для замещения морально и технически устаревших мощностей действующей Хабаровской ТЭЦ-1 со сроком ввода не позднее 2019 г.

2. По результатам разработки проектов обоснования инвестиций Хабаровской ТЭЦ-4 наиболее целесообразным является вариант строительства ПГУ-ТЭЦ. В соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документацией на ТЭЦ должна применяться блочная схема основного оборудования. На территории Дальневосточного федерального округа в соответствии с требованием ОАО «СО ЕЭС» единичная мощность генерирующего оборудования ограничена величиной 215 МВт. Указанная величина единичной мощности может быть обеспечена применением как моноблоков, так и дубль-блоков ГТУ. При этом вариант дубль-блока обеспечивает более устойчивую работу электростанции при

останове одного из элементов генерирующего оборудования ПГУ, что значительно повышает надёжность работы. Таким образом, предпочтительная единичная мощность ГТУ составляет 60–80 МВт.

3. Техническую обоснованность принятых в проекте обоснования инвестиций Хабаровской ТЭЦ-4 основные технологические решения и приоритетность варианта газовой технологии с компоновкой ПГУ на базе двух дубль-блоков с единичной мощностью ГТУ 70–80 МВт.

4. Наиболее оптимальным Аудитором был определён выбор газотурбинной установки 6FA (6F.03) мощностью 77,1 МВт, сборка которой с 2014 г. осуществляется на территории России (ООО «Русские газовые турбины» г. Рыбинск). Это совместное предприятие General Electric, Группы «Интер РАО» и ОАО «Объединённая двигателестроительная корпорация» по производству, продаже и обслуживанию газовых турбин типа 6 FA. Портфель заказов на указанные турбины в количестве 10 шт. (включая ПГУ Владивостокской ТЭЦ-2 и Уссурийской ТЭЦ) позволит обеспечить унификацию оборудования, оптимизировать затраты на запасные части и инструменты (ЗИП), снизить стоимость сервисного обслуживания с применением местных эксплуатирующих организаций.

5. Совместное заседание при рассмотрении проектов новых станций с использованием парогазовых установок (ПГУ) постоянно сталкивается проблемой обеспечения новых станций газовыми турбинами. Ранее проектировщики предусматривали установку газовых турбин иностранного производства, в основном General Electric и Alstom. В настоящее время в условиях санкций поставок иностранного турбинного оборудования не будет. Совместное заседание ещё раз обращает внимание Минэнерго России и Минпромторга России на то, что российская энергетика не обеспечена мощными отечественными газовыми турбинами. Межведомственная рабочая группа по разработке программы импортозамещения оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий (Межведомственная рабочая группа), образованная во исполнение поручения Президента РФ **В.В. Путина** от 28.10.2014 г. № Пр-2537 совместным приказом Министра промышленности и торговли РФ **Д.В. Мантурова** и Министра энергетики РФ **А.В. Новака** от 30.01.2015 г. № 144/33, не работает.

6. Совместное заседание считает необходимым рекомендовать Минэнерго России обратиться к руководителю Межведомственной рабочей группы **А.Р. Белоусову** организовать экспертную рабочую группу по разработке типовых модульных проектов ПГУ-ТЭЦ-ЗИГ (заводского изготовления газовая) с использованием принципов машиностроительной стандартизации и строительно-технологических секций с привлечением заводов-изготовителей основного оборудования (ГТУ, котлов-утилизаторов, паротурбинных установок) с разработкой проектно-сметной документации и технических условий на изготовление, поставку и сервисное обслуживание. Организовать бюджетное финансирование для разработки газовых турбин для мощностных типоразмеров следующих ГТУ: газотурбинную установку

6FA (6F.03) мощностью 77,1 МВт (ООО «Русские газовые турбины»), газотурбинную установку для энергетики мощностью 40 МВт (ОАО «Пермский моторный завод» и ОАО «Авиадвигатель»), газотурбинная установка ГТЭ-110М мощностью 110 МВт (ОАО «НПО «Сатурн»).

**Заслушав доклады, выступления в дискуссии представителей заинтересованных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, Совместное заседание РЕШИЛО**

1. Отметить необходимость строительства Хабаровской ТЭЦ-4 для замещения морально и технически устаревших мощностей действующей Хабаровской ТЭЦ-1 со сроком ввода не позднее 2019 г.

2. Считать технически обоснованными принятые в проекте обоснования инвестиций Хабаровской ТЭЦ-4, выполненным ОАО «Е4-СибКОТЭС», основные технологические решения и приоритетность варианта газовой технологии с компоновкой ПГУ на базе двух дубль-блоков с единичной мощностью ГТУ 70-80 МВт.

3. Одобрить с учётом высказанных замечаний представленное ООО «ЭФ-Инжиниринг» заключение технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Строительство Хабаровской ТЭЦ-4».

4. Рекомендовать ПАО «РАО Энергетические системы Востока»:

- к реализации представленный ОАО «Е4-СибКОТЭС» проект «Строительство Хабаровской ТЭЦ-4» и приступить к разработке на его основе проектной документации;

- включить проект «Строительство Хабаровской ТЭЦ-4» в инвестиционную программу ПАО «РАО Энергетические системы Востока» в объёме затрат на проектирование.

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

Учёный секретарь Совета РАН по  
проблемам надёжности и безопасности  
больших систем энергетики,  
заведующий отделением  
ОАО «ЭНИН», д.т.н., профессор



В.А. Баринов