

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

1.2014

Содержание

Перспективы развития электроэнергетики

О состоянии и перспективах развития электроэнергетики
в Российской Федерации

Доклад министра энергетики РФ А. В. Новака на Правительственном часе
в Совете Федерации 27.11.13... 3

Инновации в электроэнергетике

Jean-Marc Biasse

Как будет выглядеть распределительное устройство будущего?..... 8

М. А. Сафьян

Новые конструкции открытых распределительных устройств электростанций
большой мощности 13

Релейная защита и автоматика

О. Г. Захаров

Релейная защита: чувствительность и её коэффициент..... 22

Материалы НТС

Проект строительства Якутской ГРЭС-2 25

Проект строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ..... 41

Экспертное заключение по Схеме и программе развития Единой
энергетической системы России на 2013–2019 гг. 54

Учредители:

Минэнерго РФ,
ОАО «ФСК ЕЭС»,
Электроэнергетическая
ассоциация
«Корпорация Единый
Электроэнергетический
Комплекс»,
ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»,
НП «НТС ЕЭС»

Издается с сентября 2002 г.
Выходит 1 раз в 2 месяца

Редакционная коллегия:

А. Ф. Дьяков — главный
редактор

С. К. Брешин — заместитель
главного редактора
А. Э. Голодницкий — заместитель
главного редактора
В. А. Баринов
А. М. Бычков
М. Ю. Воскресенский
Н. Ф. Кузнецов
Г. П. Кутовой
В. Е. Межевич
В. В. Молодюк
В. В. Нечаев
Э. М. Перминов
А. Б. Яновский
Я. Ш. Исамухамедов

Адрес редакции:

109044, Москва,
Воронцовский пер., г. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. (499) 268-36-26
vesti46@mail.ru

Подписано в печать 05.02.14
Формат 60 × 84 1/8
Печать офсетная

Редакторы:

Л. Л. Жданова
Н. В. Ольшанская
Верстка Т. А. Коровенковой
Отпечатано в типографии
издательства «Фолиум»,
127238, Москва, Дмитровское ш., 157

© ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2013

Информационные сообщения

Выработка электроэнергии и тепла ОАО «Мосэнерго» в 2013 г.....	7
Водный налог	21
ФСК ЕЭС инвестирует строительство новых объектов в СКФО	21
Инвестиционная программа ФСК ЕЭС на 2014–2019 гг.	24
Получено положительное решение по сметной части проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.....	53
Актуальные вопросы управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.....	61
Проект строительства двух энергоблоков ПГУ 247,5 МВт на Челябинской ГРЭС.....	62
Лидеры на рынке ГТУ.....	63
ВЛ 220 кВ «Шепси — Дагомыс» поставлена под напряжение	63
Генподрядчиком строительства первой очереди Якутской грэс-2 выбрано тэк Мосэнерго.....	63
Коммунальная энергетика остро нуждается в отраслевых стандартах.....	64

**Содержание журнала за 2013 год смотри см. на сайте
www.energy-journals.ru**

На журнал «**Вести в электроэнергетике**» можно подписаться в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог «Пресса России», том I, 2014 г.: Российские и зарубежные газеты и журналы, подписной индекс 87667**) или через ЗАО НТФ «**Энергопрогресс**»: 109044, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2. ЗАО НТФ «**Энергопрогресс**».
Тел.: (495) 911-73-24 (Луничкина Людмила Петровна).
По вопросам размещения статей, рекламы и информационных материалов просим обращаться в редакцию журнала по тел. **(499) 268-36-26**, e-mail: **vesti46@mail.ru**

О состоянии и перспективах развития электроэнергетики в Российской Федерации

Доклад министра энергетики РФ А. В. Новака на Правительственном часе в Совете Федерации 27.11.13

Современное состояние электроэнергетики

Электротехнику неслучайно называют основной отраслью современной экономики, ведь она напрямую влияет на все системы жизнеобеспечения общества, на социальный климат и экономическое развитие. Без технологически современной, инвестиционно-привлекательной электротехнической отрасли невозможно добиться устойчивого роста ВВП и повышения конкурентоспособности российских производителей.

Сегодня перед электротехникой стоят серьезные и ответственные задачи, решение которых требует эффективных решений. На современном состоянии отрасли, основных проблемах и решениях я бы и хотел сегодня остановиться.

Текущее состояние электротехники в значительной степени определено результатами прошедшей отраслевой реформы. Напомню, что целями реформы, в первую очередь, стали повышение эффективности функционирования электротехники и обеспечение бесперебойного снабжения отраслей экономики и населения электрической энергией.

Все механизмы, определенные для достижения поставленных целей законодательством реализованы.

Сформированы и работают оптовый и розничные рынки электроэнергии. С точки зрения мировой практики, действующая модель российского рынка является одной из наиболее развитых. При этом мы понимаем возможности ее дальнейшего улучшения и корректировки.

По итогам реформы активы тепловой генерации были консолидированы в рамках генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии (ОГК) и территориальных генерирующих компаний (ТГК). Большая часть этих компаний была приобретена частными инвесторами. Гидрогенерация (Русгидро) и атомные электростанции остались под контролем государства.

Сетевые активы консолидированы в рамках холдинга «Россети», контрольный пакет акций которого также находится в руках государства.

Оперативно-диспетчерское управление Единой энергосистемой сосредоточено в Системном операторе, 100 % акций которого принадлежит государству. ЕЭС России сохранилась как технологический комплекс и получила новый импульс к развитию.

Для обеспечения работы рынков электроэнергии создана коммерческая инфраструктура отрасли — Некоммерческое партнерство «Совет рынка» и Администратор торговой системы, выступающий в роли организатора торговли на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

В результате реформирования отрасль стала конкурентной в части генерации и сбыта электроэнергии. При этом государство может влиять на процессы, происходящие во всех сегментах системы и при необходимости нивелировать возможные риски в стратегически важной отрасли.

Построенная в результате реформы рыночная электротехника сгенерировала целую группу современных экономических стимулов и новых возможностей для участников электротехнического рынка, предоставила новые источники для реализации инвестиционных проектов.

Одним из наиболее значимых результатов реформы российской электротехники стал приход инвестиций в сектор производства электроэнергии и в сетевую инфраструктуру.

Прирост инвестиций начался уже с 2006 г. — с запуска новой модели оптового рынка электроэнергии и начала структурных преобразований.

С 2007 г. на строительство генерирующих объектов направлено порядка 60 % инвестированных в отрасль средств, около 40 % — в развитие сетевого комплекса.

В отрасль пошли иностранные инвестиции. Так, крупнейшими инвесторами в российскую энергетику стали финская Фортум, немецкая E.ON и итальянская Enel. Высокотехнологичные заводы по производству энергооборудования совместно с российскими партнерами открыли в России немецкая Siemens, французская Alstom, американская General Electric и корейская Hyundai.

В результате структурной реформы и рыночных преобразований, в том числе либерализации рынков электроэнергии, в отрасль были привлечены средства в размерах, позволивших более чем вдвое

увеличить объемы среднегодовых вводов генерирующих мощностей. Если за 2008—2012 гг. было введено 16,1 ГВт, то за предшествующие 5 лет — почти в 2 раза меньше. До 2018 г. только по ДПМ планируется ввести 20,16 ГВт генерирующей мощности.

Хочу специально отметить, что в эксплуатацию вводятся современные станции, позволяющие снизить расходы на выработку электроэнергии. За 5 лет расходы условного топлива на производство электроэнергии снизились на 2% — с 335,5 г у. т. на 1 кВт·ч в 2008 г. до 329,7 г у. т. в 2012 г.

Ввод новых генерирующих мощностей, помимо улучшения экономических показателей работы отрасли, позволил повысить надежность работы энергосистемы. Выработка электроэнергии в 2012 г. практически сравнялась с выработкой электроэнергии в 1990 г., при этом установленная мощность электростанций в 2012 г. стала на 32,7 ГВт выше и составила 232,5 ГВт.

Вводы новых генерирующих объектов позволили увеличить резервы мощности в Единой энергосистеме.

Несмотря на рост энергопотребления и ежегодных максимумов нагрузки, отрасль стабильно обеспечивает потребности экономики и социальной сферы страны в электрической энергии и тепле. За 2 года — с 2010 по 2012 г. — максимум нагрузки увеличился на 9 ГВт (до 161,5 ГВт).

Интенсификацией вводов генерирующих мощностей впервые за всю историю российской электроэнергетики удалось переломить тенденцию к старению основных фондов. В 2010—2012 гг. процесс увеличения возраста оборудования остановился и составлял 32,9 года. В 2013 г. за счет вводов нового оборудования средний возраст основных фондов снизился на 0,5 года — это произошло впервые за всю новую историю России.

Предполагается, что процесс снижения среднего возраста основных фондов будет продолжаться за счет новых вводов и планового выбытия старого оборудования.

В целом аналогичную динамику мы наблюдаем и с реновацией сетевых активов. Вводы трансформаторного оборудования магистральных сетей электропередачи за 5 лет с начала реформы выросли в 4,4 раза, ЛЭП — в 4 раза.

При этом в 2012 г. трансформаторной мощности введено более чем в 1,5 раза больше, чем в 2008 г., линий электропередачи — в 2 раза больше (введено 27 тыс. МВ·А трансформаторных мощностей и почти 30 тыс. км электрических сетей).

Также в 2012 г. общая протяженность магистральных и распределительных тепловых сетей от централизованных источников теплоснабжения увеличилась на 1 062 км и составила 34 104 км.

Хочу отметить, что существенно повысилась доступность сетевой инфраструктуры.

В 2012 г. Правительством Российской Федерации была утверждена «дорожная карта» «Повышение доступности энергетической инфраструктуры». В результате принятых мер число этапов по техприсоединению для потребителей за полгода сократилось с 10 до 6, а срок подключения достиг целевого показателя: сегодня он не превышает 195 дней (был 280 дней). В результате в рейтинге Doing Business 2014 Россия по доступности энергетической инфраструктуры заняла 117-е место, за год поднявшись на 71 позицию.

В 2012 г. к электрическим сетям компаниями ОАО «Российские сети» (Холдинг МРСК) и ОАО «ДРСК» присоединено 216 636 новых потребителей с общей нагрузкой более 6 ГВт.

К 2015 г. срок технологического присоединения предприятий малого бизнеса не будет превышать 45 дней.

Несколько слов о технологических аспектах работы отрасли. В целом, за последние годы отмечается устойчивый рост надежности энергоснабжения потребителей. Энергосистема России проходит период зимнего максимума нагрузок в штатном режиме, обеспечивается надежная работа оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей.

Особо хочу отметить, что аварийность генерирующего и электросетевого оборудования снижается. В распределительном сетевом комплексе средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей с 2009 г. сократилась более чем вдвое.

Количество технологических нарушений на магистральных сетях снизилось с 2010 по 2012 г. более чем на 20%.

В рамках подготовки к осенне-зимнему периоду, Минэнерго России в постоянном режиме контролирует готовность субъектов электроэнергетики к прохождению зимних максимумов нагрузок, реализует мероприятия, направленные на повышение надежности системы энергоснабжения. Реализация этих мероприятий позволила за несколько лет исключить из числа регионов высоких рисков такие субъекты, как Московская, Ленинградская и Тюменская области.

О надежности системы свидетельствует и тот факт, что даже в условиях аномальной паводка энергетики четырех пострадавших дальневосточных регионов смогли не только оперативно подключить всех потребителей, но и к 15 ноября провести все мероприятия по подготовке к осенне-зимнему периоду.

В настоящее время в Российской Федерации используются два подхода к регулированию цен на рынке электроэнергии.

В ценовых зонах — на территории большей части страны, где развитие генерирующих и сетевых мощностей вынуждает поставщиков конкурировать за покупателей, регулирование отношений поставщиков и покупателей осуществляется главным образом с помощью рынка электроэнергии и мощности.

На регулируемую и нерегулируемые составляющие конечной цены оказывают влияние различные факторы. Для нерегулируемой части, представленной главным образом нерегулируемой ценой электроэнергии, приобретаемой на оптовом рынке, определяющим фактором является цена на топливо, в первую очередь на природный газ.

В регулируемой части цены основную долю занимает тариф на передачу.

В неценовых зонах, где технические условия в настоящее время не позволяют организовать конкурентные рынки электроэнергии, все составляющие конечной цены регулируются государством.

Если говорить о динамике цен для потребителей, то за 10 лет, с 2003 г., цены на электроэнергию для населения выросли в 3,3 раза, для прочих потребителей — в 3,2 раза. При этом стоимость основных видов топлива — природного газа и энергетического угля, увеличилась в 4,2 и 2,7 раза соответственно.

Учитывая, что на природный газ приходится более 2/3 выработки тепловой генерации и около половины выработки всей электроэнергии России, можно утверждать, что рост цен на электроэнергию обусловлен главным образом удорожанием топлива, в первую очередь — повышением тарифов на природный газ. Остальные факторы роста рынка частично компенсировал, поэтому рост цен на электроэнергию оказался ниже роста цен на топливо. Это говорит об эффективности работы рынка.

Можно выделить три федеральных округа, где в последние годы конечные цены держались на уровне ниже среднего — это Северо-Кавказский, Уральский и Сибирский. Наиболее сильное отклонение «вверх» от средних цен демонстрируют Центральный и Дальневосточный округа.

При этом с 2002 г. наблюдалась тенденция к сближению розничных цен на электроэнергию по федеральным округам — разрыв уровней цен сократился примерно в 2 раза.

Если говорить о крупных проектах, то из реализованных я бы выделил строительство объектов энергообеспечения саммита АТЭС и ввод двух энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 (230 МВт). Это первый шаг на пути полной модернизации энергосистемы Дальнего Востока, которая пока что остается энергодефицитной. Тяжелая паводковая ситуация в этом году наглядно показала необходимость ее усиления.

Кроме того, ускоренное экономическое развитие макрорегиона, предусмотренное недавно принятой госпрограммой («Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона до 2025 г.»), потребует энергообеспечения новых «точек роста» — территориально-производственных комплексов в зонах активного хозяйственного освоения.

Для решения этой задачи предусмотрено развитие электрических связей ОЭС Сибири и ОЭС Востока, гарантированное энергообеспечение объектов Восточной газовой программы, БАМа и портовой транспортной инфраструктуры, а также повышение качества и надежности энергоснабжения потребителей в изолированных энергоузлах. Способствовать решению этих задач будет и осуществленный нами ввод Богучанской ГЭС мощностью 3 ГВт, который полностью решает вопросы энергоснабжения Нижнего Приангарья. Параллельно будут решаться вопросы сокращения территориальных диспропорций в энергетической обеспеченности населения и экономики Дальнего Востока и Байкальского региона, модернизации энергетики, оптимизации тарифов.

Для повышения устойчивости энергосистем Крайнего Севера были построены Уренгойской ГРЭС и Няганской ГРЭС. С их пуском решаются проблемы энергообеспечения новых регионов промышленного освоения и создается задел для развития транспортной и производственной инфраструктуры.

Еще один важный проект — реализация схемы энергоснабжения Сочи в преддверии проведения Олимпийских игр. Строительство новой и модернизация имеющейся инфраструктуры, я уверен, обеспечит надежное энергоснабжение мероприятий олимпийской программы. Кроме того, эта инфраструктура будет и дальше служить жителям и гостям Большого Сочи, удовлетворяя перспективные потребности динамично развивающейся курортной зоны.

В ближайшем будущем будут введены крупные объекты генерации и сетевой инфраструктуры, которые придут на смену устаревшим мощностям и позволят решать перспективные задачи российской экономики на новой технологической базе. Решение этой задачи позволит, в том числе, синхронизировать работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока, снять текущие ограничения по БАМу и Транссибу, успешно провести чемпионат мира по футболу в 2018 г.

В соответствии со схемами и программами перспективного развития электроэнергетики, к 2018 г. отрасль должна выйти на следующие целевые показатели.

Установленная мощность ЕЭС России должна увеличиться до 238 ГВт при существенном обновлении и повышении эффективности основных фондов. Расход условного топлива на отпуск электрической энергии на ТЭЦ должен снизиться на 17 г/(кВт·ч) и составить 312,2 г/(кВт·ч).

За 5 лет в России будет введено 35 тыс км магистральных линий электропередачи и 123 ГВ·А мощностей трансформаторного оборудования (по классам напряжения 220 кВ и выше). Новое энергоэффективное оборудование снизит потери электроэнергии в сетях с 11,4 до 9,7% отпуска.

Обновление фондов, по нашим расчетам, позволит существенно снизить аварийность: в сетях — на 12%, а в генерации — на 16% к 2018 г.

Внедрение бенчмаркинга и других механизмов повышения эффективности деятельности электросетевых организаций поможет им снизить операционные расходы на 15% по сравнению с уровнем 2012 г, а удельные инвестиционные расходы — на 30%. Это повлияет на процесс сдерживания тарифов и повышение конкурентоспособности российских производителей.

Основные задачи электроэнергетической отрасли

Как я уже отметил, за 10 лет с начала преобразований в отрасли многое было изменено и дало результат, но ряд проблем все еще сдерживают ее развитие. Назову основные задачи электроэнергетической отрасли.

1. *Корректировка модели оптового и розничных рынков электрической энергии (мощности).*

Основной задачей, решение которой позволит сформировать полностью конкурентную среду в электроэнергетике, является необходимость увеличения конкуренции на розничных рынках электроэнергии. Мы должны сформировать такие условия, при которых энергосбытовые компании начнут реально конкурировать в предоставлении своих услуг и получают мотивацию для повышения эффективности своей деятельности в борьбе за конечного потребителя.

2. *Формирование конкурентного рынка тепла.*

Современное состояние тепловой генерации требует серьезных и оперативных регуляторных решений. Для нашей страны с ее климатическими особенностями развитие отношений в сфере теплоснабжения является одним из главных приоритетов.

Для изменения ситуации с высоким износом оборудования и сокращением когенерации Минэнерго предлагает:

- предоставить конкурентоспособные условия для квалифицированных и ответственных

инвесторов — доходность инвестиций в тепловой бизнес должна быть сопоставимой с альтернативными возможностями размещения капитала;

- изменить тарифное регулирование — оно должно обеспечивать более эффективному участнику рынка большую прибыль, чем менее эффективному;
- синхронизировать изменения в государственном регулировании отрасли теплоснабжения с нововведениями на рынке электроэнергии, чтобы обеспечить первоочередную загрузку наиболее эффективных генераторов в теплофикационном режиме;
- определить на тепловом рынке достаточный уровень стоимости тепла в соответствии со стоимостью производства тепла альтернативной котельной.

В целях создания условий гарантированного возврата инвестиций предлагается перейти к долгосрочным договорным отношениям на поставку тепла (на срок до 10 лет) с ограничением стоимости тепла для потребителя не выше тарифа «альтернативной котельной».

Переход в ближайшие годы к новой модели рынка теплоснабжения позволит обеспечить остро необходимый приток инвестиций, передать ответственность за отрасль квалифицированным инвесторам и планомерно повысить надежность и качество теплоснабжения.

Большая часть регионов перейдет на ценообразование по принципу «альтернативной котельной» с 2016 по 2022 г.

3. *Повышение эффективности использования сетевой инфраструктуры.*

Необходимо совершенствовать систему оплаты резервируемой мощности, ввести штрафы за недогрузку трансформаторной мощности и принцип take or pay в техническом присоединении. Шире использовать бенчмаркинг, внедрять показатели эталонов качества и надежности сетевых услуг, эталонных капитальных расходов. Кроме того, продолжать работу по укрупнению ТСО.

4. Одной из наиболее важных задач остается *решение проблемы перекрестного субсидирования в электроэнергетике* (между группами потребителей, между теплом и электроэнергией при комбинированной выработке). Эта проблема имеет давнюю историю и не имеет быстрого решения. Мы должны действовать аккуратно, тщательно анализируя каждый свой шаг и взвешивая последствия принимаемых решений.

Хочу отметить, что совместными усилиями мы двигаемся в направлении решения этой проблемы.

Буквально на днях Государственной Думой принят закон, направленный на ликвидацию перекрестного субсидирования и механизма «последней мили».

5. *Целый ряд приоритетных задач в блоке генерации.* Одной из них является совершенствование процедур и регламентов, в соответствии с которыми неэффективная генерация может быть в приемлемые сроки выведена с рынка. Эффективное решение этой задачи позволит заметно снизить затраты потребителей на оплату дорогой электроэнергии, произведенной на устаревшем оборудовании, и в то же время оптимизировать затраты собственников генерирующего оборудования.

И еще одна проблема из блока генерации, которую надо решить, — у нас до сих пор существуют различные барьеры для развития распределенной генерации. А ведь этот вид генерации наиболее приближен к потребителю, может составить достойную ценовую конкуренцию традиционной централизованной генерации и внести свой весомый вклад в обеспечение надежности работы распределительных сетей. Конечно, эта работа должна вестись параллельно с развитием централизованной энергосистемы.

6. Еще одна из задач, которую нам необходимо решить — это *создание системы, обеспечивающей согласованность федеральных и региональных программ развития субъектов федерации.* Планы регионального развития должны соответствовать их реализации. Нерешенность этой задачи не только негативно сказывается на выполнимости самих программ и планов, но и приводит к завышенным расходам потребителей и неэффективной реализации инвестиционных программ развития инфраструктуры. Необходимо повысить ответственность субъектов за качественное формирование региональных программ.

Еще одна проблема связана с тем, что формирование конкурентной цены на оптовом рынке нивелируется на уровне регионального регулирования. Необходимо найти пути синхронизации планов энергетических компаний и планов регионального развития.

В отношении инфраструктурных организаций предстоит серьезно поработать над упрощением контроля над затратами при формировании инвестпрограмм естественных монополий. При решении этой задачи мы рассчитываем получить конструктивную поддержку со стороны потребителей услуг естественных монополий, в том числе и на площадках общественных советов, которые сейчас активно формируются при наших инфраструктурных организациях.

7. Наконец, необходимо решить *проблему неплатежей.*

Еще совсем недавно, в начале 2000-х годов до 80 % реализации электроэнергии оплачивалось потребителями с помощью различных бартерных схем. В ходе реализации реформы электроэнергетики удалось полностью обеспечить переход на денежную форму оплаты. В том числе и этим мы создали условия для прихода инвесторов в российскую электроэнергетику.

В то же время ряд потребителей продолжали использовать несовершенство законодательства и накапливали свою задолженность на оптовом рынке. В 2013 г. нам удалось коренным образом переломить ситуацию и прекратить накопление задолженности на оптовом рынке. На следующем этапе мы сосредоточим наши усилия на прекращении роста задолженности на розничном рынке со стороны управляющих компаний ЖКХ и бюджетных организаций, а также со стороны сбытовых компаний сетевым организациям.

В ближайшее время нами будут решаться и другие задачи, связанные с повышением доступности энергетической инфраструктуры, запуском ГИС ТЭК, утверждением Правил технологического функционирования электроэнергетических систем. Рассчитываем в их решении на столь же конструктивную и профессиональную поддержку, которую Совет Федерации всегда нам оказывал.

В заключение хотел бы сказать, энергетическая отрасль России динамично развивается. По каждому из направлений деятельности министерства, обозначенному в моем докладе, уже имеется хороший задел. Уверен, что наша работа по развитию электроэнергетики принесет ощутимую пользу российской экономике.

Выработка электроэнергии и тепла ОАО «Мосэнерго» в 2013 г.

Электростанции компании в 2013 г. выработали 58,6 млрд кВт·ч электроэнергии — на 4,4 % меньше аналогичного показателя 2012 г. Снижение выработки электроэнергии по итогам 2013 г. обусловлено увеличением сальдоперетока мощности в зону свободного перетока

(ЗСП) «Москва». Отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ Мосэнерго в 2013 г. снизился на 1,1 % и составил 67,6 млн Гкал. Снижение отпуска тепла обусловлено более высокой температурой наружного воздуха в IV квартале 2013 г. по сравнению с аналогичным периодом 2012 г.

Как будет выглядеть распределительное устройство будущего?

Автор: *Jean-Marc Biasse*

Перевод: *Игорь Шулепов, менеджер по продукции среднего напряжения бизнес-подразделения «Энергетика» Schneider Electric в России*

Введение

Электротехническая отрасль является крайне консервативной. Одной из основных причин этого является то, что срок службы высоковольтного оборудования (среднего и высокого напряжения) составляет около 40 лет. Электросетевые компании и электротехнический персонал предприятий относятся к новым технологиям и устройствам с недоверием, так как им необходимо гарантировать техническое обслуживание и ремонт оборудования на протяжении столь длительного срока службы. Кроме того, внедрение нового оборудования усложняет и без того непростую работу оперативного персонала.

Несмотря на это, за последние 20 лет произошли важные изменения в конструкции и технологиях распределительных устройств (далее РУ) среднего напряжения¹.

Существующие технологии в распределении электроэнергии среднего напряжения

Изоляционная среда в распределительном устройстве выполняет две функции: гашение дуги при коммутации тока и создание изоляции между проводниками или между проводниками и землей.

Для коммутации тока применяются технологии, в которых в качестве изолирующей среды используются воздух, масло, элегаз (SF₆) и вакуум. Для

¹ Среднее напряжение — данным термином в Западной Европе принято обозначать класс напряжения от 1 до 52 кВ.

функции изолирования проводников к указанным технологиям добавляется технология, использующая твердую изоляцию (табл. 1).

Эволюция технологии выключателей

Первой технологией, использовавшейся в выключателе для коммутации тока, была воздушная. Выключатели с воздушной технологией гашения дуги были громоздкими (поскольку гашение дуги происходило за счет растяжения дуги) и шумными (поскольку отключение происходило в воздухе). Естественно, они требовали регулярного обслуживания, а потому были выкатными (рис. 1).

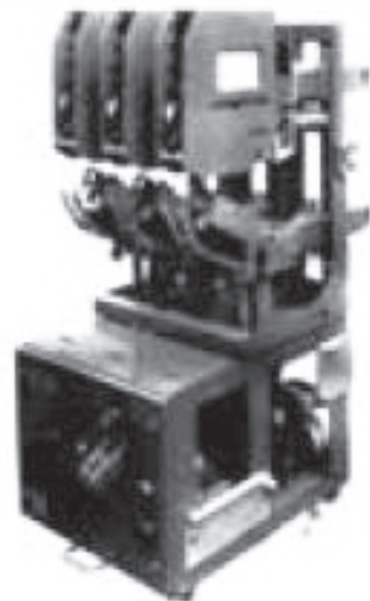


Рис. 1. Выключатель DST фирмы Merlin Gerin™

Таблица 1

Класс напряжения	Дугогасящая среда		Изоляционная среда
	Коммутация тока КЗ	Коммутация тока нагрузки	
Высокое напряжение	Элегаз, вакуум	—	Элегаз, воздух)
Среднее напряжение	Элегаз, вакуум, воздух, масло	Элегаз, вакуум, воздух, масло	Воздух, элегаз, твердый диэлектрик, масло



Рис.2. Выкатной масляный выключатель с дугогасительным механизмом

Для того, чтобы уменьшить габариты выключателей, было предложено в качестве изолирующей среды использовать масло, и были разработаны масляные выключатели (рис. 2). Однако, они также требовали регулярного обслуживания. К примеру, после нескольких отключений выключателя требовалась замена масла. Кроме того, использование масляных выключателей не было безопасным из-за риска возникновения пожара.

В конце 60-х годов XX века появились новые — вакуумные и элегазовые выключатели (рис. 3 и 4). Обе технологии принесли схожие преимущества: компактность и безопасность.

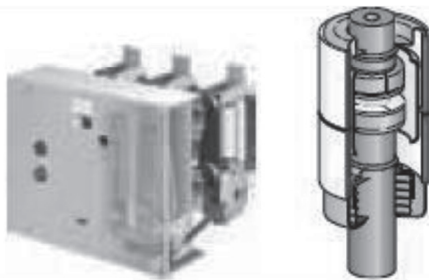


Рис.3. Выкатной вакуумный выключатель



Рис. 4. Элегазовый выключатель

По мере совершенствования технологии увеличивался коммутационный ресурс, а выключатели становились все более надежными. Поэтому сейчас можно утверждать, что современные выключатели являются практически необслуживаемыми. Однако в большинстве случаев выключатели остаются выкатными, поскольку устанавливаются в традиционные ячейки с выкатным элементом.

Эволюция однолинейных схем РУ

Основными критериями выбора РУ являются небольшие габариты, оптимальная стоимость, надежность и стойкость к различным условиям окружающей среды. Стремление производителей удовлетворить данные требования приводит к постепенному переходу от однолинейных схем с выкатными коммутационными аппаратами к схемам с их стационарным расположением. То есть вместе с развитием технологии изоляции РУ, однолинейные схемы (далее ОЛС) также претерпевают изменения.

Проведем небольшое сравнение наиболее распространенных ОЛС, подчеркнув наиболее важные, на наш взгляд, детали.

ОЛС с выкатным аппаратом

Традиционная ОЛС с выкатным аппаратом до сих пор используется и не потеряла своей актуальности в подстанциях первичного распределения¹. Разъединение создается выкатыванием выключателя, что обеспечивает видимый разрыв цепи. Земление кабелей происходит путем включения заземляющих ножей линейного разъединителя (рис. 5).

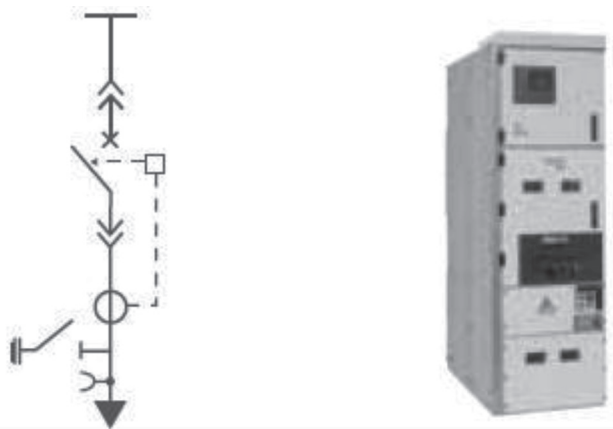


Рис. 5. ОЛС и внешний вид РУ с выкатным аппаратом

¹ Первичное распределение — первая ступень распределения электроэнергии на среднем напряжении. Подстанции на напряжение 6–35 кВ, соединенные непосредственно с понижающей обмоткой трансформатора.

Эта схема обеспечивает удобство обслуживания выключателя, что было абсолютно необходимым для предыдущих поколений выключателей. Кроме того, данная схема обеспечивает относительно легкий доступ к кабельным наконечникам.

Но необходимо упомянуть и ряд особенностей данной схемы. Удаленное управление разъединителем представляет собой сложную задачу, поскольку для этого требуется выкатывание тележки с выключателем. Операция заземления сборных шин требует наличия отдельной тележки заземления. Испытания кабельной линии предполагают работу в кабельном отсеке и отсоединение кабелей. И наконец, помещение для установки РУ с воздушной изоляцией должно соответствовать определенным требованиям по влажности и чистоте окружающего воздуха.

ОЛС для КРУЭ среднего напряжения

Комплектное распределительное устройство с газонаполненной изоляцией (далее КРУЭ) было разработано в целях снижения габаритов и влияния внешних условий на работу РУ. ОЛС КРУЭ для среднего напряжения унаследовало компоновку, использовавшуюся для КРУЭ высокого напряжения: отдельный разъединитель и стационарный выключатель (рис. 6).

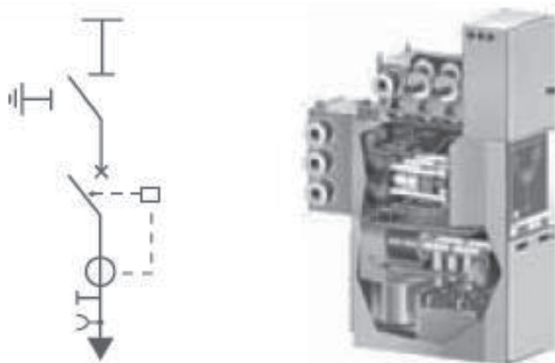


Рис. 6. ОЛС и внешний вид КРУЭ первичного распределения

Конструкция модульного КРУЭ стала возможной благодаря тому, что современные выключатели стали практически необслуживаемыми. Газовая изоляция и герметичный способ подключения кабелей обеспечивают практически полную независимость работы РУ от условий эксплуатации

К особенностям данной схемы нужно в первую очередь отнести сложную схему оперативных переключений, имеющую пять возможных положений. Кроме того, заземление кабельной линии осуществляется через вакуумную камеру выключателя,

поэтому включенное положение выключателя является обязательным для обеспечения безопасности персонала.

ОЛС с двухпозиционным разъединителем и вакуумным выключателем

Попытки упростить рассмотренную выше пятипозиционную схему привели к созданию схемы с двухпозиционным шинным разъединителем (рис. 7). Такое решение позволило упростить схему переключений и снизить стоимость ячейки. Снижение стоимости в свою очередь сделало возможным применение КРУЭ с такой схемой на подстанциях вторичного распределения¹.

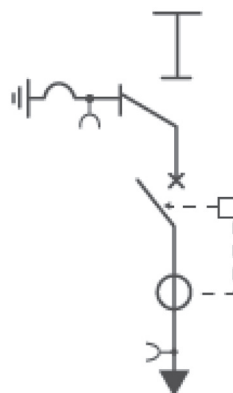


Рис. 7. ОЛС с двухпозиционным шинным разъединителем

Тем не менее, полученная в итоге четырехпозиционная схема является достаточно сложной в управлении, а заземление кабельной линии по-прежнему осуществляется через выключатель. В этом случае безопасное для персонала положение «Заземлено» определяется положением двух аппаратов (разъединителя и выключателя).

Альтернативная схема для КРУЭ

В некоторых типах КРУЭ используется однолинейная схема с непосредственным заземлением кабелей (рис. 8), противоположная рассмотренной выше. В данном случае заземление линии осуществляется за счет заземляющего разъединителя, имеющего стойкость к включению на ток короткого замыкания. Такая схема делает возможной установку специального приспособления для проведения испытания изоляции кабелей.

¹ Вторичные распределение — вторая ступень распределения электроэнергии на среднем напряжении, подстанции распределительной сети, ТП и РП.

Несмотря на эти преимущества, схема имеет четыре возможных положения и требует применения блокировок ключами. Кроме того, использование отдельного разъединителя со стойкостью к включению на короткое замыкание приводит к удорожанию ячейки РУ.

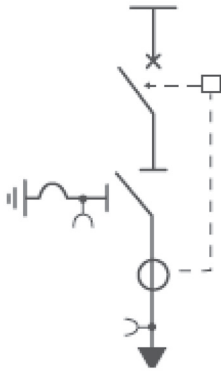


Рис. 8. Альтернативная схема КРУЭ

ОЛС 3-в-1 для газонаполненного моноблока

Для подстанций вторичного распределения (ТП и РП) основными критериями выбора являются простота и оптимальная стоимость оборудования. Именно эти критерии привели к широкому распространению газонаполненных моноблоков (рис. 9).

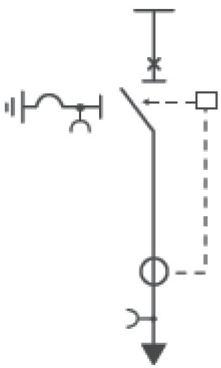


Рис. 9. Типовая схема для газонаполненного моноблока



Рис. 10. Примеры элегазовых моноблоков

Основным устройством в данном случае является трехпозиционный выключатель или выключатель нагрузки с тремя возможными положениями аппарата. Отключение и разъединение происходит за одну операцию, обеспечивая тем самым реализацию трехпозиционной схемы. То есть схемы с тремя возможными положениями: «Включено», «Отключено и Разъединено», «Заземлено».

В этой схеме существенно упрощаются местные и дистанционные переключения. ОЛС понятна и потому безопасна. В положении «Заземлено» кабельная линия подключается непосредственно к контуру заземления моноблока. Дополнительным преимуществом схемы является устройство испытания кабелей, позволяющее испытывать кабели без доступа в кабельный отсек и без отсоединения кабелей от РУ. Примеры элегазовых моноблоков приведены на рис. 10.

Новая трехпозиционная схема

Трехпозиционная схема, впервые примененная 30 лет в газонаполненном моноблоке, хорошо себя зарекомендовала и продолжает успешно использоваться. Поэтому интересным представляется новое решение, несущее в себе преимущества трехпозиционной схемы моноблока, но использующее уже вакуумную технологию (рис. 11).

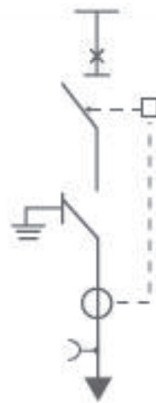


Рис. 11. Новая трехпозиционная схема и внешний вид устройства

Новое решение построено на комбинации вакуумной камеры, выполняющей одновременно функции шинного разъединителя и выключателя, и линейного разъединителя. Такая схема обеспечивает двойной изолирующий разрыв между присоединением и сборными шинами, сохраняя все преимущества трехпозиционной схемы:

Положение 1: выключатель включен.

Положение 2: выключатель отключен (вакуумная камера создает первый изолирующий разрыв).

Положение 3: заземление включено в сторону кабельной линии (создается второй изолирующий разрыв в воздухе).

Отключение тока и создание изолирующего разрыва выполняется отключением вакуумной камеры. Кабельная линия заземляется линейным разъединителем, имеющим стойкость к включению на ток КЗ. Такая схема упрощает схему оперативных блокировок и делает операции с ячейкой понятными, а, следовательно, более безопасными.

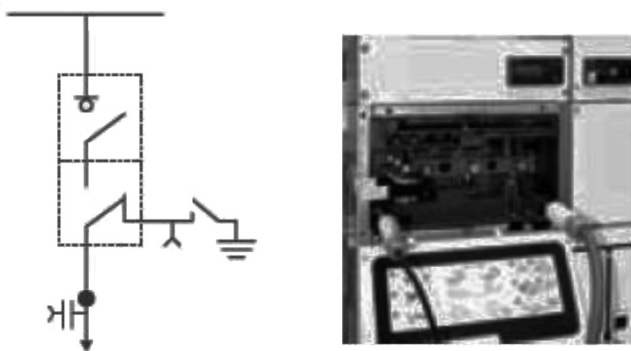


Рис. 12. Устройство для испытания кабелей

Кроме того, рассматриваемая схема позволила разработать новое устройство для испытания кабелей (рис. 12). При переключении в положение «Заземлено» обеспечивается двойной изолирующий разрыв между сборными шинами и кабелями, и может быть отключена шинка, соединяющая кабельную линию с контуром заземления ячейки. После этого на устройство может быть подано испытательное напряжение. При проведении высоковольтных испытаний кабельный отсек ячейки остается закрытым, а кабели не отсоединяются. Описанная процедура обеспечивает высокий уровень безопасности персонала и помогает предотвратить поломку оборудования вследствие неправильного его использования.

Дополнительным преимуществом такого решения является система экранированной твердой изоляции (далее 2SIS, от английского Shielded and Solid Insulation System). Все токоведущие части и корпус коммутационного аппарата имеют твердую изоляцию, покрытую токопроводящим экраном, который соединен с контуром заземления ячейки. Поэтому работа РУ с экранированной твердой изоляцией, как и КРУЭ, практически не зависит от условий окружающей среды

Кроме того, 2SIS технология обеспечивает модульный принцип построения РУ, что позволяет собрать подстанцию с любой ОЛС и любым числом ячеек.

Перспективное РУ для интеллектуальных подстанций

Отвечая на вопрос о том, как будет выглядеть РУ завтра, нельзя не затронуть вопрос интеллектуальных сетей. На наш взгляд, интеллектуальная сеть выполняет две основных задачи. Первая — это поддержание оптимального соотношения между выработкой и потреблением электроэнергии. Вторая состоит в создании условий для подключения и эффективного использования объектов распределенной генерации и возобновляемых источников энергии. Для выполнения этих задач необходимо обеспечить двухсторонний поток электроэнергии через каждый элемент сети. Рассмотрим, готовы ли к этому существующие РУ.

Дистанционное управление. В данном случае обязательным условием становится возможность телеуправления РУ, поскольку возрастают требования к надежности и непрерывности электроснабжения потребителей. Самовосстановление сети с использованием телеуправления является единственным способом сокращения перерывов в электроснабжении. Кроме того, оно делает возможным оперативное управление нагрузкой сети.

С точки зрения организации телеуправления, дополнительным преимуществом трехпозиционной схемы является одинаковый принцип переключений для двух режимов: местного и удаленного.

Модульный принцип построения. Распространение распределенной генерации приведет к увеличению разнообразия однолинейных схем подстанций. В этом случае становится актуальной модульная конструкция РУ, позволяющая собрать подстанцию любой конфигурации. Одним из путей обеспечения модульности является технология 2SIS, которая в отличие от газонаполненных моноблоков обеспечивает простое расширение РУ и возможность подключения кабелей с любой стороны.

Трансформаторы LPCT and LPVT. В ближайшем будущем возникнет необходимость оперативного управления нагрузкой, что в свою очередь потребует от первичного оборудования функции телеизмерения. Для этого могут использоваться не только традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, но и более современные датчики тока малой мощности (Low Power Current Transformers) и датчики напряжения малой мощности (LPVT).

Современные микропроцессорные реле защиты требуют существенно меньшей мощности измерительных трансформаторов по сравнению с традиционными электромеханическими реле. Это позволяет использовать современные измерительные

преобразователи небольшой мощности для функции защиты и измерения. Одним из таких преобразователей является тор Роговского (трансформатор тока малой мощности или LPCT).

Тор Роговского представляет собой трансформатор тока с немагнитным сердечником, на который намотана вторичная обмотка. Напряжение на резисторе, к которому подключена вторичная обмотка преобразователя, пропорционально первичному току ячейки проводника. Тор Роговского имеет несколько преимуществ:

- простота выбора, так как один преобразователь используется для первичных токов от 5 до 1250 А;
- отсутствие высокого напряжения на разомкнутой обмотке датчика;
- высокая точность измерения и линейность характеристики даже при токах КЗ;
- небольшие размеры преобразователей, позволяющие сократить размеры РУ;
- и наконец, возможность использование одного преобразователя для функций защиты и измерения.

Таким образом, трансформаторы тока и напряжения малой мощности (LPCT и LPVT) будут удовлетворять двум основным требованиям:

- измерение параметров электрической энергии для функций защиты и телеизмерения
- снижение размеров и стоимости измерительных преобразователей.

Заключение

Развитие интеллектуальных сетей неизбежно приведет к тому, что первичное оборудование (в том числе и РУ) также будет становиться все более интеллектуальным. Подобная эволюция электрических сетей может стать хорошей возможностью для введения новых критериев выбора первичного оборудования, таких как вариативность, стойкость к условиям окружающей среды, компактность и удобство телеуправления. В связи с этим появляется уверенность, что концепция модульного распределительного устройства с твердой изоляцией и трехпозиционной схемой управления является перспективной и будет востребована в будущем.

Новые конструкции открытых распределительных устройств электростанций большой мощности

М.А. Сафьян (США), бывший главный специалист-электрик киевского отделения «Атомтеплоэлектропроект»

Приведено описание экономичных конструкций ОРУ 330, 500 и 750 кВ, разработанных автором, со схемами $4/3$ и $1^{1/2}$ выключателя на присоединение, применяемыми на тепловых, гидро- и атомных электростанциях.

Во всех конструкциях отсутствует ошиновка присоединений над установками выключателей. Тем самым создаются благоприятные условия для быстрой и безопасной замены их модулей.

Разработаны конструктивные узлы с двухъярусной жёсткой трубчатой ошиновкой, позволяющие отказаться от сооружения в ОРУ громоздких материалоемких ячейковых порталов.

Применением новых композиций достигается существенное сокращение территорий распределительных устройств. Принятые решения снижают стоимость сооружения ОРУ и затраты на ремонты и обслуживание оборудования. Конструкции могут также применяться для других схем соединений, в том числе многоугольники, трансформаторы-шины и др.

О некоторых особенностях существующих ОРУ сверхвысоких напряжений

Распределительные устройства со схемами $1^{1/2}$ и $4/3$ выключателя на присоединение сооружаются в развитых коммутационных узлах энергосистем с одновременными генерацией и распределением электрической мощности.

При разработке конструкций ОРУ должны выполняться следующие основные требования:

- обеспечение благоприятных условий для скоростного, кранового ремонта выключателей,

включая замену их модулей;

- подключение к разным системам сборных шин присоединений, одновременная потеря которых недопустима;
- снижение материалоемкости распределительных устройств и сокращение их территории.

Для схемы с $1^{1/2}$ выключателя на присоединение известны:

- традиционная конструкция с трехрядной

установкой выключателей и системами сборных шин с внешних, противоположных сторон ОРУ. Разъединители используются в опорном исполнении;

- конструкция с той же компоновкой, но с подвесными разъединителями и совмещённым оборудованием;
- конструкция с однорядной установкой выключателей, соединённых косыми гибкими связями.

Во всех распреустройствах ошиновка присоединений, не отключаемая при ремонте выключателя, подвешена над выключателями. Высота подвески ошиновки определяет габариты ремонтной зоны выключателя сверху и конструкции порталов, достаточно громоздких в этих ОРУ.

Портальные системы наиболее материалоемки в распреустройствах с подвесными разъединителями. Кроме ошиновки присоединений, на порталах установлены подвижные полюса двух разъединителей смежных выключателей и линейный разъединитель присоединения.

В подвесном разъединителе подвижный полюс соединён с другим напряжением и размещён вблизи верхней части выключателя, где производится замена его модулей. Тем самым, сокращены габариты ремонтных зон выключателя со стороны его разъединителей.

При совмещённом оборудовании сокращение территории распреустройств не компенсирует их повышенную материалоемкость. Стоимость таких распреустройств в 1,35 раза больше стоимости традиционных ОРУ с опорными разъединителями.

Для подключения одноимённых присоединений к разным системам шин в распреустройствах с трехрядной установкой выключателей предусматриваются дополнительные, без оборудования, ячейки с косой ошиновкой присоединений. Соответственно увеличивается число ячеек, ячейковых и шинных порталов, а также территория распреустройства.

Особенности ОРУ с однорядной установкой выключателей. Стеснённые условия для производства ремонтов имеют место в установках средних выключателей, общих для двух присоединений и часто ремонтируемых. Над ними размещены две гибкие связи от крайних выключателей.

В распреустройствах содержатся зоны без оборудования, которые находятся преимущественно со стороны подхода к ОРУ линий электропередачи и частично со стороны трансформаторных присоединений (так как число тех и других присоединений меньше числа установленных в одном ряду выключателей).

Со стороны подхода к ОРУ линий ширина зон определена установками линейных комплектов

оборудования (включающих: разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, аппаратуру высокочастотной обработки ВЛ, разрядники, с учётом изоляционных расстояний между ними).

Площадь не используемой зоны в ячейке соизмерима с площадью установки выключателя. В целом, зоны без оборудования составляют около 40 % всей территории ОРУ.

Такая конструкция содержит больше ячейковых и шинных порталов, чем конструкция с трехрядной установкой выключателей.

Согласно исследованию ОРГРЭС, из-за концентрации основного оборудования и гибких связей в одном районе напряжённость электрического поля превышает нормативные значения и тем самым ограничивается длительность пребывания ремонтного и эксплуатационного персонала на территории ОРУ.

В ОРУ схема $4/3$ выключателя на присоединение применяется в случаях, когда число подходящих линий электропередачи больше или меньше числа трансформаторных присоединений. Указанная схема используется в ОРУ:

- с одним трансформаторным присоединением и двумя линиями электропередачи (с двухрядной установкой выключателей);
- с двумя трансформаторными присоединениями и одной линией с шунтирующим реактором (с однорядной установкой выключателей).

В обоих распреустройствах установлены подвесные разъединители, а также применены строительные конструкции и конструктивные узлы, такие как в ОРУ с полуторной схемой соединений.

Ошиновка присоединений не отключаемых при ремонте выключателей размещена над выключателями. При однорядной установке выключателей в ОРУ сокращены ремонтные зоны двух средних выключателей из-за подвески над каждым двух гибких связей от смежных выключателей.

Далее рассматриваются более эффективные конструкции распреустройств с меньшей материалоемкостью, в которых улучшены условия для ремонта и эксплуатации оборудования.

Предлагаемые конструкции ОРУ.

Отличительные признаки

Конструкции 1–3 выполнены для полуторной схемы соединений, конструкции 4–6 — для схемы $4/3$ выключателя на присоединение.

На рисунках распреустройства представлены в виде фрагментов.

Фрагменты конструкций 1–3 включают две полуторные цепочки, в которых одноимённые

присоединения подключены к разным системам сборных шин. В фрагментах конструкций 4 – 6 изображена одна цепочка.

Шинные аппараты во фрагментах не показаны, однако предусмотрены места их установки с возможностью подключения к сборным шинам ОРУ. Прямоугольниками условно изображены комплекты оборудования высокочастотной обработки линий электропередачи.

В ОРУ принята установка разъединителей опорного исполнения. Отсутствует ошиновка над всеми выключателями. В узлах присоединений предусмотрены следующие виды двухъярусной ошиновки: продольно-поперечная, косая, перекрёстная, двухъярусные шинные сборки.

Системы сборных шин изображены на чертежах с гибкой ошиновкой на П-образных порталах. Однако, могут быть рассмотрены и другие решения, например с использованием жёсткой ошиновки.

Пролёты сборных шин могут быть увеличены с применением Т-образных линейных опор с переходом ошиновки средней фазы через верхнюю дополнительную траверсу.

В описаниях предлагаемых распределительных устройств номера ячеек смежной полуторной цепочки указаны в скобках.

Конструкция 1 ОРУ (рис. 1 и 2)

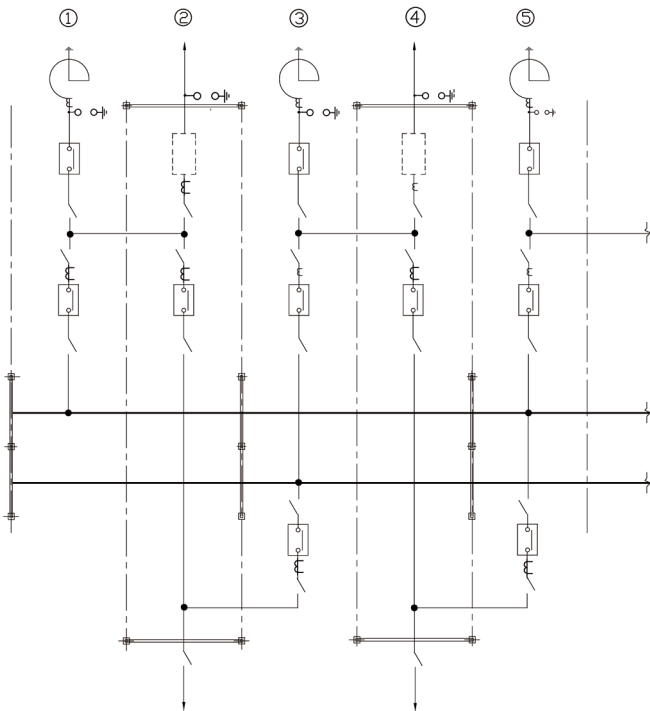


Рис. 1. Конструкция 1. Схема заполнения

1. Установки выключателей. Обе системы сборных шин сооружаются в центре распределительного устройства. Первый крайний и средний выключатели устанавливаются с внешней стороны одной системы в ячейке 1 (3) и 2 (4) соответственно, второй крайний выключатель — с внешней стороны другой системы в ячейке 3 (5).

2. Узел линейного присоединения. Шунтирующий реактор с комплектом оборудования устанавливается со стороны подхода к ОРУ линии электропередачи. В узле присоединения предусмотрена двухъярусная шинная сборка с трубчатой ошиновкой на опорных изоляторах.

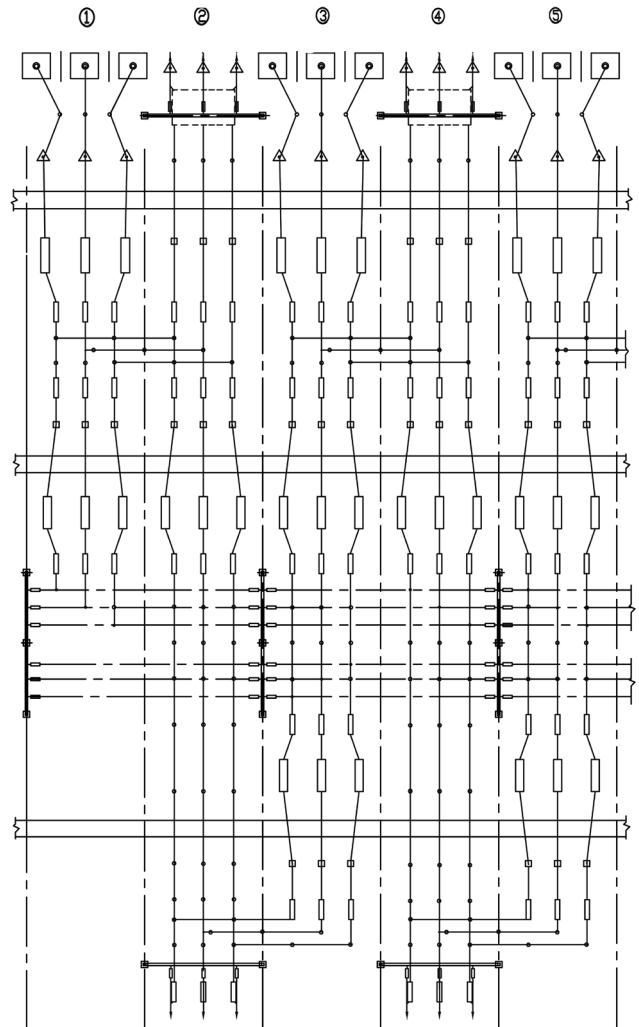


Рис. 2. Конструкция 1. План ОРУ (фрагмент)

К сборке подключены четыре разъединителя: разъединители первого крайнего и среднего выключателей, разъединители линии и шунтирующего реактора.

3. Узел трансформаторного присоединения. Выполнен с помощью двухъярусной ошиновки, состоящей из двух участков:

- продольного, в ячейке 2 (4), с шинным мостом в верхнем ярусе, от второго разъединителя среднего выключателя к разъединителю и выходному portalу трансформаторного присоединения;
- поперечного, в ячейке 3 (5), с шинным мостом с жёсткой ошиновкой в нижнем ярусе, от второго крайнего выключателя с разъединителем.

Поперечный участок ошиновки соединяется с продольным в ячейке 2 (4).

Кроме выходных порталов линий электропередачи и трансформаторных присоединений, ячейковые порталы в распреустройстве отсутствуют.

Настоящая конструкция с отсутствием ошиновки над выключателями, была впервые разработана и внедрена на ОРУ 750 кВ Ровенской АЭС [4]. Одобренная Минэнерго СССР и Минэнерго УССР, конструкция уже много лет находится в эксплуатации и имеет положительные отзывы.

В статье предложено её дальнейшее улучшение с использованием указанных решений.

Конструкция 2 ОРУ (рис. 3 и 4)

1. Установки выключателей. Системы сборных шин сооружены одна за другой со стороны подхода к ОРУ линии электропередачи.

За сборными шинами, в ячейках 1 (4) и 3 (6), в первом ряду размещены оба крайних выключателя. В ячейке 2 (5), между выключателями, установлена аппаратура ВЧ-обработки линии.

Во втором ряду, в ячейках 2 (5) и 3 (6), установлены средний выключатель и выключатель-отключатель шунтирующего реактора.

2. Узел линейного присоединения. В центре распреустройства в ячейках 2 (5) и 3 (6) выполнена двухъярусная шинная сборка с трубчатой ошиновкой на опорных изоляторах.

К сборке подключены четыре разъединителя: разъединители линии и второго крайнего выключателя, разъединители среднего выключателя и разъединитель шунтирующего реактора линии.

Реактор с комплектом оборудования установлен со стороны подхода к ОРУ трансформаторного присоединения.

3. Узел трансформаторного присоединения. В ячейке 1 (4) соединение разъединителя крайнего и среднего выключателей с разъединителем трансформаторного присоединения выполнено гибкой связью, подвешенной на промежуточном ячейковом портале и выходном портале этого присоединения.

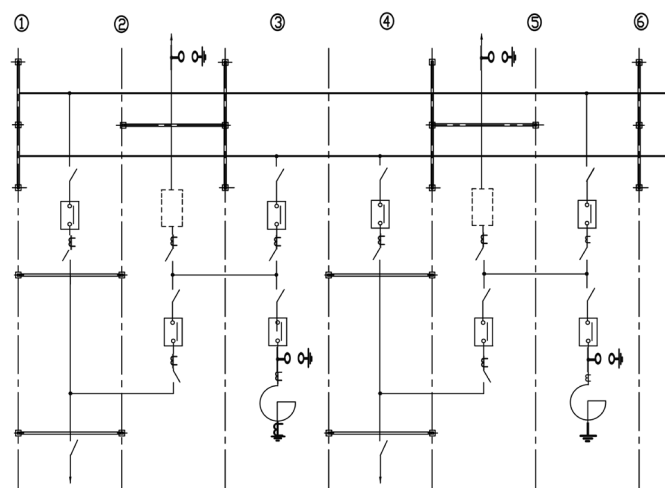


Рис. 3. Конструкция 2. Схема заполнения

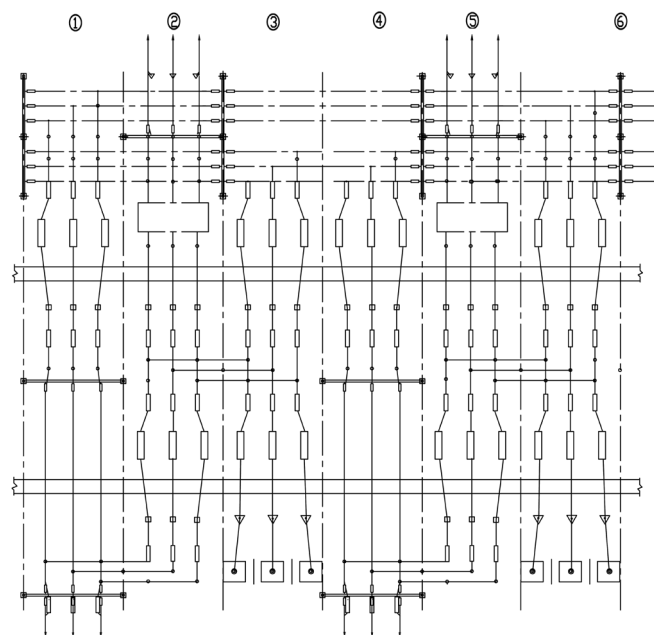


Рис. 4. Конструкция 2. План ОРУ (фрагмент)

Конструкция 3 ОРУ (рис. 5 и 6)

1. Установки выключателей. Конструктивное решение цепочки с $1\frac{1}{2}$ выключателя на присоединение представлено в двух ячейках 1 (3) и 2 (4).

Обе системы сборных шин сооружены одна за другой со стороны подхода к ОРУ трансформаторных присоединений.

Один крайний и средний выключатели установлены в ячейке 2 (4), второй крайний — в ячейке 1 (3), в одном ряду со средним выключателем.

2. Узел линейного присоединения. Выполнен так же, как узел линейного присоединения в конструкции 1 ОРУ.

В ячейке 1 (3) крайний выключатель соединён шинным мостом в нижнем уровне с двумя разъединителями: с шинным разъединителем и ремонтным разъединителем выключателя.

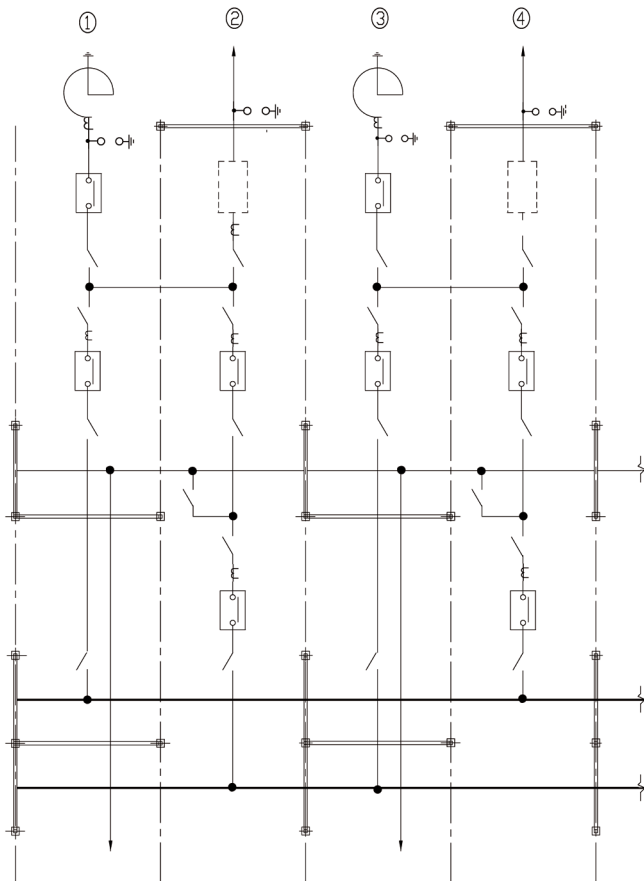


Рис. 5. Конструкция 3. Схема заполнения

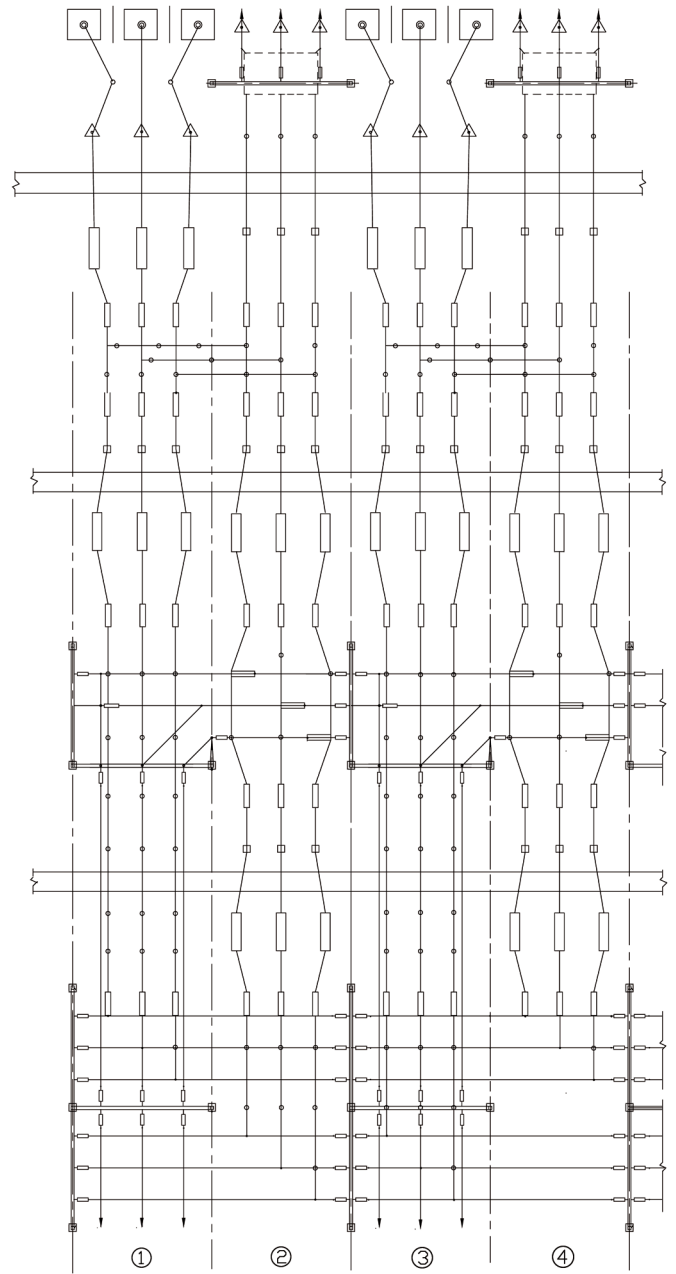


Рис. 6. Конструкция 3. План ОРУ

3. Узел трансформаторного присоединения.

В ячейке 2 (4), между крайним и средним выключателями, разъединители выключателей и разъединитель присоединения (фазы которого установлены килевым образом) соединены между собой и с шинной сборкой, подвешенной над разъединителями.

В ячейке 1 (3) гибкая связь в верхнем ярусе с одной стороны подключена к указанной сборке, с другой стороны подвешена к выходному portalу трансформаторного присоединения, сооруженному между двумя системами сборных шин.

Конструкция 4 ОРУ (рис. 7 и 8)

Распределительное устройство выполнено по схеме 4/3 выключателя на присоединение с одним трансформаторным присоединением и двумя линиями электропередачи без шунтирующих реакторов на линиях.

1. Установки выключателей. Системы сборных шин расположены с внешних, противоположных сторон ОРУ. Пролёт сборных шин включает три ячейки.

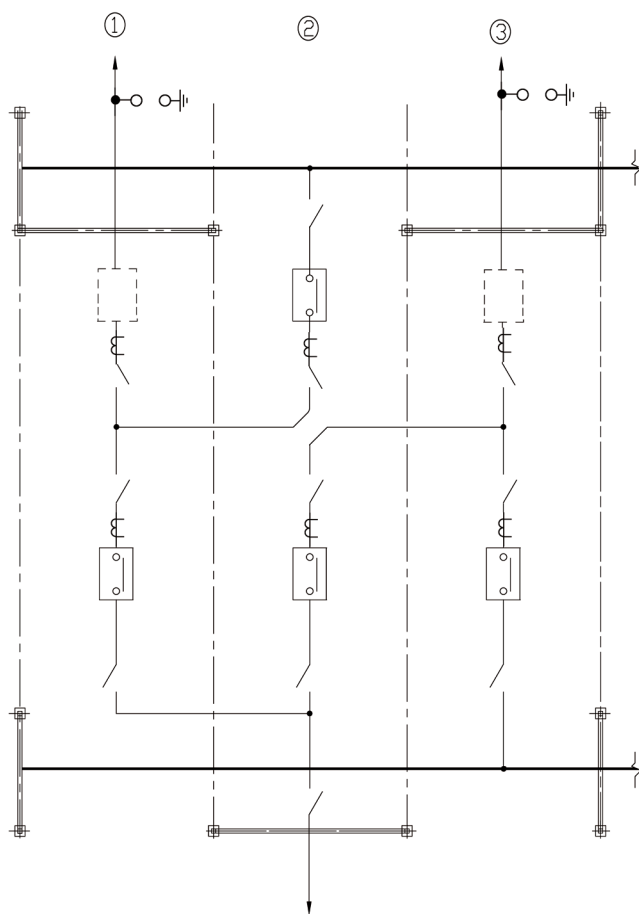


Рис. 7. Конструкция 4. Схема заполнения

Оба крайних выключателя установлены в ячейках 2 и 3, каждый вблизи системы шин. Средние выключатели размещены в одном ряду с одним из крайних выключателей в ячейках 1 и 2.

Аппаратура ВЧ-обработки двух линий электропередачи расположена в ячейках 1 и 3 в одном ряду с другим крайним выключателем.

2. Узлы линейных присоединений. Выполнены между крайним и средним выключателем с помощью продольно-поперечной ошиновки.

В ячейке 1 продольный шинный мост, расположенный в верхнем ярусе между разъединителями

линии и среднего выключателя, соединён с поперечным шинным мостом в нижнем ярусе, идущим от разъединителя крайнего выключателя, в ячейке 2.

Аналогично, в ячейке 3 продольный шинный мост в верхнем ярусе, расположенный между разъединителями линии и крайнего выключателя, соединён с поперечным шинным мостом в нижнем ярусе, идущим от разъединителя среднего выключателя в ячейке 2.

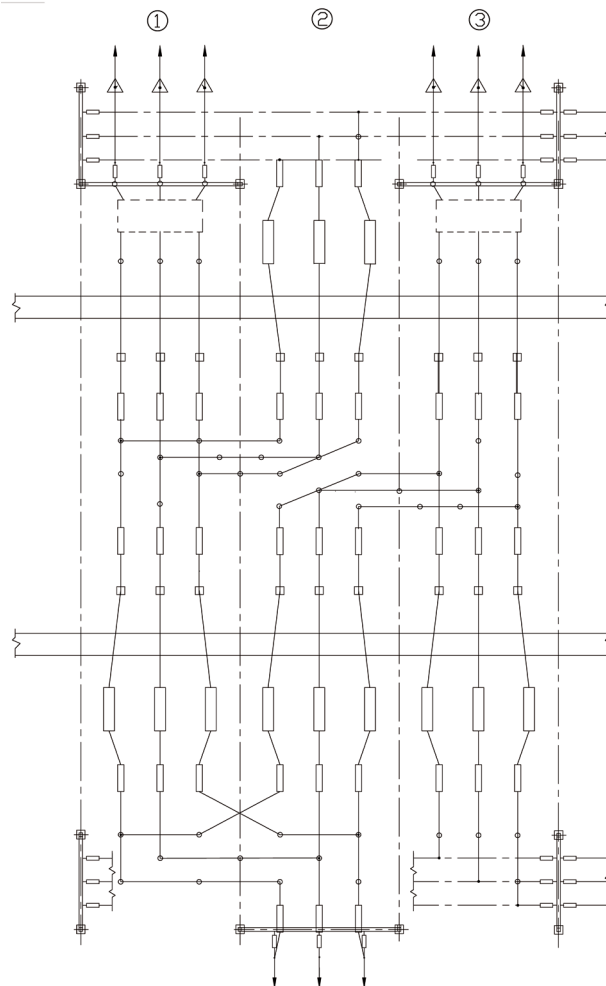


Рис. 8. Конструкция 4. План ОРУ (фрагмент)

Подключение разъединителей в ячейке 2 к поперечным шинным мостам выполнено крестовой двухъярусной фазной ошиновкой.

3. Узел трансформаторного присоединения. Включает соединение разъединителей средних выключателей с разъединителем трансформаторного присоединения.

- Ошиновка узла содержит следующие участки:
- два поперечных участка (паралельных сборным шинам), с двумя изоляторами в каждой участке. Изоляторы установлены по осям

крайних фаз разъединителей средних выключателей и по оси ближайших крайних стоек шинных порталов. Участки ошиновки выполнены в верхнем ярусе;

- перекрёстный участок, на границе ячеек 1 и 2: в верхнем ярусе — от разъединителя одного среднего выключателя в ячейке 1 к ближайшему изолятору в ячейке 2, указанному выше, в нижнем ярусе — от разъединителя другого среднего выключателя в ячейке 2 к ближайшему изолятору в ячейке 1, указанному выше;
- участок под системой сборных шин. Проводники от средних фаз разъединителей средних выключателей, следующие в нижнем ярусе под поперечными участками ошиновки, соединены между собой и со средней фазой разъединителя трансформаторного присоединения. Проводники от крайних изоляторов поперечных участков ошиновки подключены к крайним фазам разъединителя присоединения.

Примечания:

1. Верхний ярус ошиновки выполняется на вертикальных спусках, закреплённых на фланцах изоляторов в ячейках 1 и 2, и на фланце разъединителя в ячейке 1.

2. Нижний ярус кривой ошиновки между изолятором в ячейке 1 и разъединителем в ячейке 2 монтируется на их фланцах.

Кроме выходных порталов линий электропередачи и трансформаторных присоединений, ячейковые порталы в распределительном устройстве отсутствуют.

К одной из двух линий каждой цепочки $4/3$ возможно подключение шунтирующего реактора (размещение — со стороны подхода к ОРУ линии электропередачи).

Конструкция 5 ОРУ (рис. 9 и 10)

Распределительное устройство разработано для схемы $4/3$ выключателя с двумя трансформаторными присоединениями и одной линией электропередачи с шунтирующим реактором.

Трансформаторные присоединения подключены между крайним и средним выключателем, линия электропередачи с шунтирующим реактором — между двумя средними выключателями.

1. Установки выключателей. Системы сборных шин сооружены с противоположных сторон ОРУ. Присоединяемые к сборным шинам крайние выключатели цепочки $4/3$ размещены в ячейках 1 и 3, средние выключатели установлены в ячейках 1 и 2.

Шунтирующие реакторы с комплектами оборудования расположены со стороны подхода к ОРУ линии электропередачи.

2. Узел линейного присоединения. Включает выполненную под одной системой сборных шинную сборку, к которой подключены четыре разъединителя: два разъединителя средних выключателей, разъединители линии и шунтирующего реактора.

С внутренней и внешней сторон системы шин в сборке предусмотрены две перекрёстные ошиновки. Участки ошиновки описаны в конструкции 4 ОРУ.

3. Узлы трансформаторных присоединений. Подключение трансформаторных присоединений выполнено, как подключение двух линий электропередачи в конструкции 4 ОРУ (т.е. с применением продольно-поперечной и двухъярусной кривой фазной ошиновки).

Короткие шинные мосты связывают разъединители присоединений с выходными порталами. Кроме выходных порталов линии и трансформаторных присоединений, ячейковые порталы в распределительном устройстве отсутствуют.

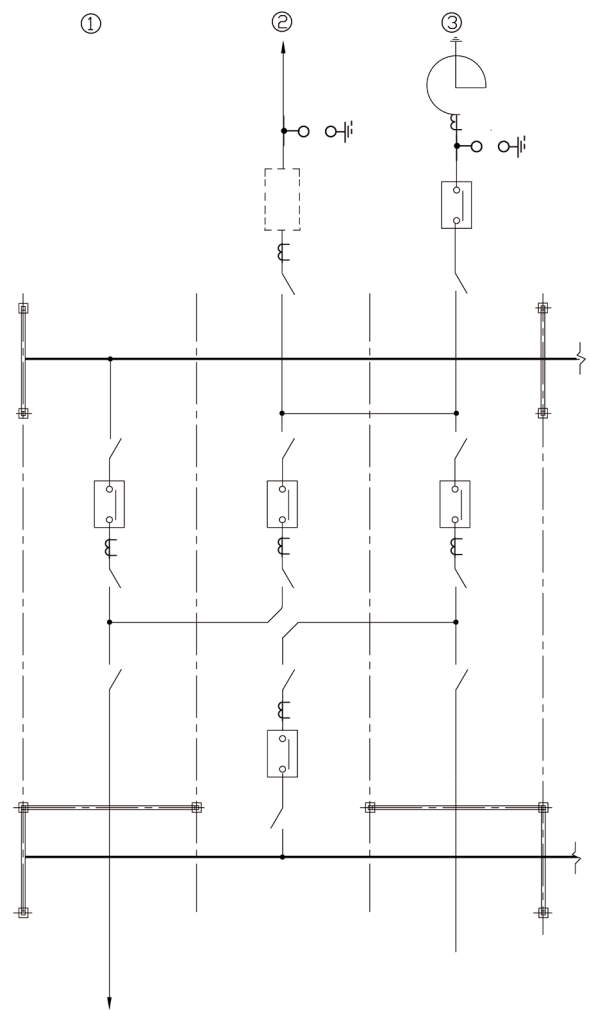


Рис. 9. Конструкция 5. Схема заполнения

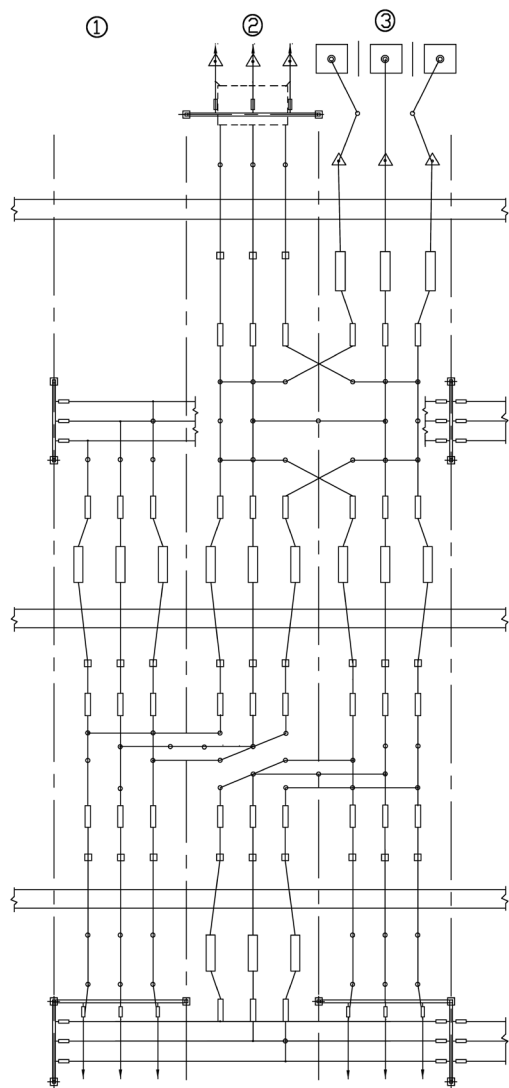


Рис. 10. Конструкция 5. План ОРУ (фрагмент)

Конструкция 6 ОРУ (рис. 11 и 12)

Распредустройство рекомендуется для схемы 4/3 выключателя на присоединение с двумя линиями электропередачи с шунтирующими реакторами и одним трансформаторным присоединением.

Каждая линия включена между крайним шинным и средним выключателем, трансформаторное присоединение — между двумя средними выключателями.

2. Узлы линейных присоединений. Содержат две идентичные двухъярусные шинные сборки на опорных изоляторах с трубчатой ошиновкой.

К каждой сборке подключены четыре разъединителя: разъединители крайнего и среднего выключателей, разъединители линии и шунтирующего реактора.

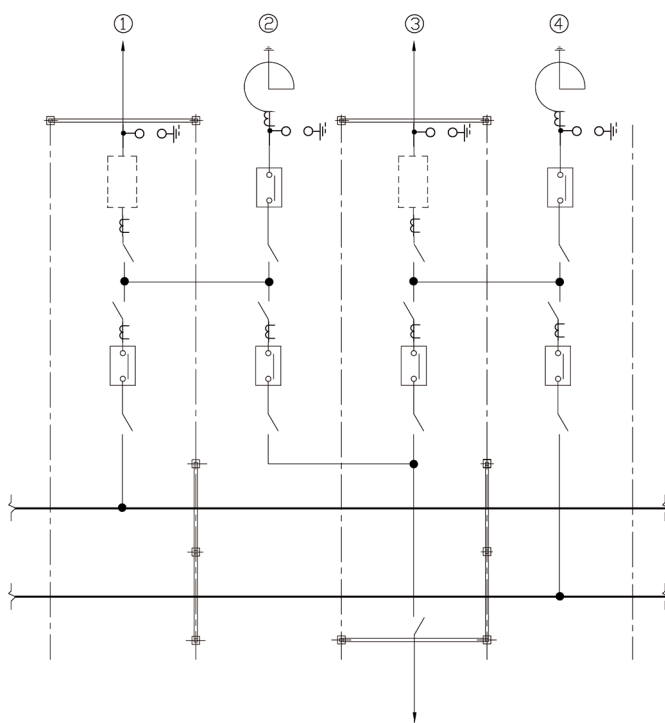


Рис. 11. Конструкция 6. Схема заполнения

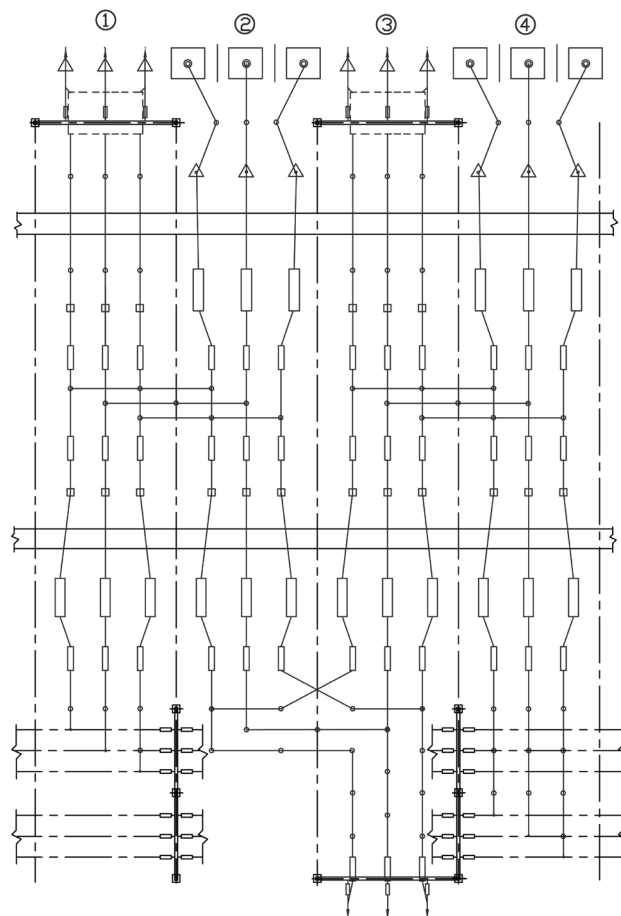


Рис. 12. Конструкция 6. План ОРУ (фрагмент)

Литература

1. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Евтушенко В. А., Чунихин А. А. Подвесные разъединители. М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Долин А. П., Шангин Г. Ф. Открытые распределительные устройства с жёсткой ошиновкой. М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. А. с. 139143. Распредустройство сверхвысокого напряжения/М.А. Сафьян. 1987.
5. Густов Л. Д. Открытое распределительное устройство 500 кВ с подвесными разъединителями// Электрические станции. 1977. № 5.

Шунтирующие реакторы с комплектами оборудования установлены со стороны подхода к ОРУ линии электропередачи.

3. Узел трансформаторного присоединения. Соединение двух разъединителей средних выключателей с разъединителем трансформаторного присоединения выполнено перекрёстной ошиновкой. Участки ошиновки приведены в описании конструкции 4 ОРУ. Кроме выходных порталов линий и трансформаторного присоединения, ячейковые порталы в распредустройстве отсутствуют.

Водный налог

Министерство природных ресурсов и экологии РФ считает обоснованными предложения генерирующих компаний отложить индексацию водного налога и платы за пользование водными объектами с 2015 и 2014 г. соответственно.

Ранее НП «Совет производителей энергии» (куда входят «ИнтерРАО», «Газпром энергохолдинг», «Евросибэнерго», «КЭС-холдинг» и др.) обратилось в министерство с просьбой инициировать изменения в разработанные Минфином России при участии Минприроды России поправки в Налоговый и Водный кодексы, а также постановление Правительства РФ «О ставках платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности». В частности, партнерство предлагало предусмотреть льготные условия повышения ставок для генерирующих компаний.

Как отметил заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ Денис Храмов, сегодня водные платежи составляют не более 2% в себестоимости производства гидрогенерирующих компаний, при

этом вода для них является основным производственным ресурсом. В среднем по стране доля материальных затрат на производство продукции — это 57–60% в выручке хозяйствующих субъектов по всем видам экономической деятельности. Доходы федерального бюджета, полученные за счет водных платежей, поступают, в том числе, на мероприятия, связанные с компенсацией ускоренного ввода ГЭС в эксплуатацию: очистку ложа водохранилищ, берегоукрепление и др.

Сегодня уровень платежей практически никак не стимулирует водопользователей к рациональному водопотреблению. Последний раз ставки индексировались почти 10 лет назад. Гидрогенерирующие компании, фактически, с 2004 по 2013 г. получали инфляционные доходы. Поэтому приведение ставок в соответствие с уровнем цен 2014 г. является давно назревшим решением. Более того, данный законопроект был внесен в Правительство РФ в 2008 г., в связи с началом мирового финансового кризиса индексация платежей была отложена в качестве антикризисной меры.

ФСК ЕЭС инвестирует строительство новых объектов в СКФО

ОАО «ФСК ЕЭС» до 2020 г. построит шесть новых энергообъектов в Северо-Кавказском федеральном округе: три воздушные линии и три подстанции напряжением 330 и 500 кВ. В результате трансформаторная мощность энергообъектов региона увеличится на 1168 МВ·А, а протяженность линий — на 586 км. Общий объем инвестиций в проекты составит более 23 млрд руб. В рамках

нового строительства будут построены подстанции 330 кВ «Ильенко» (Ставропольский край) и «Сунжа» (Чеченская Республика) мощностью по 250 МВ·А каждая, 500 кВ «Моздок» (Республика Северная Осетия-Алания) мощностью 668 МВ·А, а также линии электропередачи 330 кВ «Артем — Дербент» (175 км), «Нальчик — Владикавказ-2» (144 км) и ВЛ 500 кВ «Невинномысск — Моздок» (267 км).

Релейная защита: чувствительность и её коэффициент

О.Г. Захаров

В отечественной практике термином «чувствительность» принято обозначать *свойство релейной защиты, позволяющее выявлять расчётные виды повреждений и ненормальных режимов энергосистемы в зоне действия релейной защиты*.

В ПУЭ [1] термин «чувствительность» [2] используют для характеристики любых защит, независимо от напряжения электроустановки, но определение понятия, обозначаемого этим термином, в данном документе нет.

Если чувствительность некоторых изделий можно определить непосредственно¹, то в релейной защите эту характеристику оценивают косвенно, причем способ оценки зависит от напряжения электроустановки [1]. Здесь необходимо отметить, что во многих других странах оценку чувствительности не производят [3].

Согласно ПУЭ для оценки чувствительности защит в электроустановках напряжением выше 1000 В применяют коэффициент чувствительности [4, 5, 6].

Значение коэффициента чувствительности для защит, реагирующих на возрастание контролируемой величины, находят как отношение ее расчетного значения в пределах защищаемой зоны к уставке срабатывания.

Для токовых защит линии коэффициент чувствительности в общем случае находят по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (1)$$

где $I_{\text{к min}}$ — минимальный ток короткого замыкания для защищаемой линии (обычно — в конце защищаемого участка); $I_{\text{с.з}}$ — ток срабатывания защиты.

Принято считать, что в общем случае такая защита будет работать правильно, если выполняется соотношение:

$$I_{\text{с.з}} < I_{\text{к min}}. \quad (2)$$

Найденное по формуле (1) значение коэффициента чувствительности должно быть не меньше нормированного значения, установленного в [1]. В зависимости от вида защиты оно может изменяться от 1,5 до 2,0.

¹ Например, в метрологии чувствительность средства измерения находят как отношение изменения выходного сигнала к изменению измеряемой величины.

В [3] показано, что при изменении значения коэффициента чувствительности от 1,2 до 1,4 вероятность срабатывания защиты изменяется незначительно — от 0,998 до 1,000.

Рассмотрим теперь, как рекомендуют определять коэффициент чувствительности токовой отсечки в одной из методик расчета уставок (см. [4, пример 2.1]). Для экономии места исходные данные для расчета приведены в экспликациях к формулам.

Расчет начинают с определения пускового тока электродвигателя по формуле:

$$I_{\text{пуск,дв}} = k_{\text{пуск}} I_{\text{ном}} = 5,7 \cdot 113,2 = 645 \text{ А}, \quad (3)$$

где $k_{\text{пуск}}$ — каталожное значение кратности пускового тока, равное 5,7 для асинхронного электродвигателя серии А4; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток электродвигателя, определенный по известным значениям номинальной мощности, номинального напряжения, коэффициента полезного действия и мощности или взятый из каталожных данных.

Пусковой ток может быть определен и по приведенному в каталожных данных номинальному току электродвигателя.

Наименьшее значение тока двухфазного КЗ на выводах электродвигателя $I_{\text{к}}^{(2)}$ находим по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к min}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3500 = 3031 \approx 3000 \text{ А}. \quad (4)$$

где $I_{\text{к min}}^{(3)} = 3500 \text{ А}$ — значение тока трехфазного КЗ на вводах питания асинхронного электродвигателя в минимальном режиме работы системы.

Ток срабатывания токовой отсечки рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{ТО}} = 2,5 I_{\text{пуск,дв}} = 2,5 \cdot 645 = 1612,5 \approx 1612 \text{ А}. \quad (5)$$

Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном КЗ находим по формуле (1), подставив в неё найденные значения:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / I_{\text{ТО}} = \frac{3000}{1612} \approx 1,86. \quad (6)$$

На основании выполненных расчетов в методике [4] сделан вывод: «Коэффициент чувствительности ТО получился меньше двух».

Можно ли говорить, что уменьшение коэффициента чувствительности всего на 7% ($2,00 - 1,86 = 0,14$; $0,14 / 2,00 = 0,07$) по сравнению со

значением, указанным в ПУЭ, делает данную защиту непригодной?

Отметим, что если в формуле (6) будет использовано расчетное значение $I_{\text{к}}^{(2)} = 3031$ А вместо округленного (3000), расчетное значение коэффициента чувствительности будет всего на 6 % ($3031/1612 = 1,88$) меньше значения, рекомендованного ПУЭ.

Приблизительность такого подхода видна и в том, что в формуле (5) условием несрабатывания ТО при пуске электродвигателя служит выбор множителя, равного 2,5, что и приводит к увеличению расчетного тока и, в конечном итоге, уменьшению коэффициента чувствительности.

Если предположить, а потом опытным путем доказать, что токовая отсечка не будет срабатывать при выборе уставки, равной 2,35 пускового тока электродвигателя, то значение коэффициента чувствительности и при пусковом токе 645 А будет удовлетворять требованиям ПУЭ.

В рассматриваемой методике вместо уменьшения множителя в формуле (5) предложено аналогичное по своей сути действие — уменьшение второго сомножителя путем «уточнения» пускового тока электродвигателя¹.

Отметим, что в любом случае реальный пусковой ток электродвигателя останется неизвестным, а все выводы будут основаны на расчетах, выполненных по каталожным данным электродвигателя.

В методике предложено использовать известную формулу для нахождения пускового тока электродвигателя по найденным расчетным путем сопротивлению питающей системы $x_{\text{с max}} = 0,92$ Ом и пусковому сопротивлению электродвигателя $x_{\text{пуск,дв}} = 5,37$ Ом:

$$I_{\text{пуск,дв}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}(x_{\text{пуск,дв}} + x_{\text{с max}})} = \frac{6050}{\sqrt{3}(5,37 + 0,92)} = 555,5 \text{ А}. \quad (7)$$

Ток срабатывания токовой отсечки при таком значении пускового тока составит

$$I_{\text{ТО}} = 2,5 I_{\text{пуск,дв}} = 2,5 \cdot 555,5 = 1388,75 \approx 1389 \text{ А}. \quad (8)$$

В этом случае значение коэффициента чувствительности возрастает до

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / I_{\text{ТО}} = \frac{3000}{1389} \approx 2,16. \quad (9)$$

¹ Для получения требуемого значения коэффициента чувствительности пусковой ток не должен превышать 600 А.

Если в исходную формулу (6) поставить расчетное значение тока $I_{\text{к}}^{(2)} = 3031$ А, то значение коэффициента чувствительности возрастет ещё больше и станет равным 2,18.

После получения искомого результата в методике [4] сделан вывод:

«Коэффициент чувствительности ТО получился больше двух, поэтому применять дифференциальную защиту не требуется».

Оценить такой вывод читатель может самостоятельно.

В электроустановках напряжением до 1000 В для оценки чувствительности токовых защит вместо «коэффициента чувствительности» ПУЭ предусматривает другую характеристику — кратность тока короткого замыкания (ТКЗ), задаваемую в процентах по отношению:

- к номинальному току плавкой вставки предохранителя;
- к току уставки автоматического выключателя с максимальным расцепителем мгновенного действия;
- к номинальному току расцепителя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой;
- к току трогания расцепителя с регулируемой обратозависимой от тока характеристикой.

Значения кратности ТКЗ согласно [1] в зависимости от типа аппарата защиты может находиться в диапазоне

$$100\% < k_{\text{ТКЗ}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{ном}}} < 450\%. \quad (10)$$

Разделив правую и левую часть неравенства на 100 %, можно убедиться, что по своей сути это немного видоизмененный способ задания коэффициента чувствительности.

Сказанное выше позволяет сделать следующие выводы:

1. Использование термина «чувствительность релейной защиты», прежде всего является данью традиции, а понятие, обозначаемое этим термином, не имеет стандартизированного определения.

2. Оценка чувствительности релейной защиты по-разному, в зависимости от напряжения электроустановки, создает ложное впечатление о различии понятий, обозначаемых разными терминами:

- «кратность тока короткого замыкания» (используют в электроустановках напряжением до 1000 В);
- «коэффициент чувствительности» (применяют в электроустановках напряжением выше 1000 В).

3. Нормирование коэффициента чувствительности, а тем более проверка этого коэффициента при расчетах уставок защит, во многом обусловлено свойствами применявшихся ранее реле защиты и перенесено на цифровые устройства без достаточных технических обоснований.

Литература

1. **Правила** устройства электроустановок. М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.

2. **Чувствительность** // [Электронный ресурс «Всё о релейной защите»], <http://www.rza.org.ua/glossary/read/ChUVSTVITELNOST.html> (Материал первоначально был размещен здесь: <http://maximarsenev.narod.ru/slovar2/chuvst.htm>).

3. **Шалин А. И.** Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002.

4. **Гондуров С. А., Михалев С. В., Пирогов М. Г., Соловьев А. Л.** Релейная защита электродвигателей напряжением 6–10 кВ терминалами БМРЗ. Методика расчета. СПб.: ПЭИПК. 2013.

5. **Чернобровов Н. В., Семенов В. А.** Релейная защита энергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1998.

6. **Коэффициент чувствительности** // [Электронный ресурс «Всё о релейной защите»] <http://rza.org.ua/glossary/read/KOEFFICIENT-ChUVSTVITELNOSTI.html>

7. Что такое коэффициент чувствительности защиты? // <http://www.energomir.net/releinaaya/174-2010-01-30-16-08-25.html>.

Инвестиционная программа ФСК ЕЭС на 2014–2019 гг.

«Объем инвестиционной программы «ФСК ЕЭС» на 2014–2019 гг. после корректировки может составить 675,9 млрд руб. Это предусмотрено базовым сценарием программы, который рассматривался на заседании Правления компании», — сообщил директор по внешним коммуникациям ФСК Дмитрий Клоков.

«Базовый вариант, представленный к заседанию и предназначенный для направления в Минэнерго, предусматривает финансирование в объеме 675,9 млрд руб. до 2019 г. В рамках этого сценария компания планирует ввести 20 442 км линий и 71 141 МВ·А мощности, — заявил Д. Клоков. — С учетом всех принятых решений у нас изменились объемы и структура источников финансирования, но компания ставит перед собой цель максимально сохранить запланированные объемы ввода объектов. Для этого предусмотрен целый комплекс мер, в том числе изменение инвестиционных приоритетов, оптимизация расходов, снижение удельных затрат».

В условиях жестких тарифных и кредитных ограничений акцент в проекте инвестиционной программы сделан на обеспечении надежности работы сети и реализации проектов, имеющих важное государственное значение.

Самая крупная статья расходов — реновация фондов — запланирована в объеме 185,28 млрд руб. В частности, на технологическое присоединение заложено 129,77 млрд руб., на развитие сетей — 106,16 млрд, реализацию госпрограмм — 44,68 млрд, схемы выдачи мощности — 58,27 млрд, развитие электросетевой инфраструктуры на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока — 48,46 млрд.

«Такая структура инвестпрограммы в целом обеспечивает выполнение поставленных перед ФСК задач. Несмотря на тарифную «заморозку», ФСК рассчитывает в плановый период снизить рост износа оборудования и увеличить качество снабжения потребителей, при этом сохранив высокий уровень финансовой устойчивости самой компании» — отметил в этой связи Д. Клоков.

Проект строительства Якутской ГРЭС-2

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф.

А. Ф. Дьяков

«18» сентября 2013 г.

ПРОТОКОЛ № 6/13

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

12 сентября 2013 г.

г. Москва

Со вступительным словом выступил

Председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

В своём вступительном слове А. Ф. Дьяков сказал следующее.

Сегодня мы обсуждаем проект строительства Якутской ГРЭС-2 (далее — Проект). Тема эта — очень актуальная. Указом Президента Российской Федерации «О дальнейшем развитии ОАО «Федеральная гидрогенерирующая компания — РусГидро» от 22.11.12 № 1564 было принято решение о финансировании строительства Якутской ГРЭС-2 за счёт средств федерального бюджета. Контроль предоставления средств федерального бюджета строительства Якутской ГРЭС-2 осуществляет Сбербанк России. Такая практика финансирования строительства объектов электроэнергетики применяется впервые.

Целесообразно проектирование и строительство Якутской ГРЭС-2 перевести в категорию типового проекта.

Стоимость строительства Якутской ГРЭС-2 по проекту, представленному ОАО «Институт «Теплоэлектропроект» (ТЭП), весьма высокая даже для условий Республики Саха (Якутия). При этом необходимо учитывать, что Якутская ГРЭС-2 сооружается в тяжёлых природных условиях.

На заседании мы должны разобраться с причинами такого удорожания. Прежде всего, удорожание строительства вызвано выбором площадки размещения Якутской ГРЭС-2 с перепадами высот 100 м.

Станция располагается на двух площадках, связанных между собой эстакадой технологических трубопроводов. Всё это приводит к удорожанию Якутской ГРЭС-2.

Необходимо также ответить на вопрос, почему выбрано газотурбинное оборудование ГТУ LM6000 компании General Electric. Почему не Siemens? Как проводился тендер?

Обращают на себя внимание большие расходы электрической энергии и тепла на собственные нужды Якутской ГРЭС-2, существенно превышающие средние отраслевые значения. Этому необходимо дать объяснение.

Многие решения были заложены в Техническом задании (ТЗ) на разработку проектной и рабочей документации для инвестированного проекта «Строительство Якутской ГРЭС-2». Я и раньше выступал с предложением рассматривать на наших заседаниях прежде ТЗ на проектирование электростанций, а уже потом — сами проекты. В этом случае удастся избежать неправильных решений.

Прошу докладчиков в своих выступлениях ответить на поставленные вопросы, а нашему совместному заседанию — выработать взвешенное решение по проекту строительства Якутской ГРЭС-2.

С докладом:

«Проект строительства Якутской ГРЭС-2», выступил **И. А. Михайлов**, генеральный директор ОАО «Институт «Теплоэлектропроект». Ниже изложены основные положения указанного доклада.

1. Обоснование строительства

Цель строительства — сооружение энергоисточника для компенсации выбывающих электрических мощностей Якутской ГРЭС (ЯГРЭС), обеспечение надёжного тепло- и электроснабжения

Центрального энергетического района (ЦЭР) Республики Саха (Якутия) с учётом перспективного роста тепловых и электрических нагрузок.

Необходимость строительства нового источника энергообеспечения ЦЭР Республики Саха (Якутия) обусловлена следующими факторами (по материалам ОАО АК «Якутскэнерго»):

- значительным ростом электрических (на 70 %) и тепловых (на 30 %) нагрузок на перспективу до 2030 г.;
- необходимостью повышения надёжности энергообеспечения ЦЭР Республики Саха (Якутия) и г. Якутска;
- достижением предела выработки ресурса газотурбинных агрегатов на существующей ЯГРЭС, состоянием зданий и сооружений ЯГРЭС;
- необходимостью увеличения доли комбинированной выработки электрической энергии и тепла с соответствующим ростом экономичности энергоисточников и сокращением расхода газообразного топлива;
- необходимостью внедрения современного, надёжного, экономичного и экологически чистого энергетического оборудования;
- необходимостью улучшения экологической ситуации за счёт вытеснения действующих котельных (всего закрытию к 2020 г. подлежит 81 котельная установленной мощностью 409,64 Гкал/ч) и расширения зоны централизованного теплоснабжения.

Основание для реализации проекта, основные документы:

- Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации для инвестиционного проекта «Строительство Якутской ГРЭС-2»;
- Технические задания на разработку проектной и рабочей документации «Строительство линейной части наружной сети инженерного обеспечения Якутской ГРЭС-2 для инвестиционного проекта «Строительство Якутской ГРЭС-2 (первая очередь)»;
- договор от 26.03.12 № РАО-12/0062 между ОАО «РАО Энергетические системы Востока» и ОАО «Институт «Теплоэлектропроект» на разработку проектной и рабочей документации;
- протокол заседания Совета директоров РАО «Энергетические системы Востока» от 12.03.10 «Об утверждении инвестиционной программы холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на 2010 г. и о приоритетных инвестиционных проектах ОАО «РАО «Энергетические системы Востока»;

- протокол совещания у президента Республики Саха (Якутия) в г. Якутск от 28.07.10;
- протокол совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Сечина от 15.09.11 № ИС-П9-21пр.
- протокол совещания у Председателя Правительства РФ В.В. Путина от 19.03.11 № ВП-П9-16пр, п. 4;
- Программа развития электроэнергетики Республика Саха (Якутия) на 2010 – 2014 гг., утверждённая постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 29.12.10 № 600;
- Схема комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия) до 2020 г., утверждённая постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 06.09.06 № 411;
- Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 г., утверждённая распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.12.09 № 2094-р;
- Программа и Схема развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2011 – 2015 гг., утверждённые постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 18.07.11 № 317;
- Комплексная программа развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа на период до 2025 г., утверждённая приказом Минэнерго России от 16.05.12 № 257.

2. Характеристика объекта и площадки строительства

Установленная мощность (согласно ТЗ):

Якутской ГРЭС-2 (1-я очередь) — не более 180 МВт, не более 470 Гкал/ч (в том числе 300 Гкал/ч — пиковые водогрейные котлы).

Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) — не более 155 МВт, не более 150 Гкал/ч.

В качестве основного и резервного топлива на ТЭС предусмотрен природный газ, аварийного — дизельное топливо марки «З» по ГОСТ 305 – 82.

Обоснование выбора площадки:

В целях оптимального выбора площадки Якутской ГРЭС-2 принимались следующие критерии:

- благоприятные геологические и геодезические условия для строительства;
- возможность обеспечения надёжного газоснабжения по двум независимым ниткам газопроводов высокого давления — 1,8 МПа;
- минимальное расстояние до центральной и южной частей города, являющейся основным

потребителем тепла в настоящее время и на перспективу, а также минимальное расстояние до юго-западной части города, где планируется жилищное строительство согласно генеральному плану города;

- благоприятные экологические условия с учётом соблюдения нормативной санитарно-защитной зоны.

В ходе выбора площадки строительства ЯГРЭС-2 были рассмотрены следующие варианты площадки:

- на существующей ЯГРЭС;
- в районе Вилюйского тракта на границе города;
- в районе ГРС-2 (Птицефабрика) в юго-западной части города;
- в районе ГРС-1 в северо-западной части города;
- Якутской ТЭЦ (ЯТЭЦ).

Недостатки площадки на существующей ЯГРЭС (вариант № 1):

- расположение нового энергоисточника на существующей ЯГРЭС не способствует увеличению надёжности энергоснабжения (выход из строя общего для обоих энергоисточников газопровода, повреждение электрических или тепловых систем отпуска энергии могут привести к аварийным ситуациям);
- на время реконструкции ЯГРЭС требуется ввод дополнительных мощностей (мобильных ГТУ);
- необходимость реконструкции существующего газопровода со снижением давления до 12 атм., газопровод проходит по городской и дачной территории (предписание Ростехнадзора от 14.03.06 № 11 – 10/725). Пропускная способность существующего газопровода при снижении давления не обеспечивает газоснабжение как действующих, так и вновь устанавливаемых эффективных ГТУ. Прокладка дополнительного газопровода не предусматривается;
- в составе нового источника эффективных ГТУ давление газа должно быть не менее 3,0 МПа, что определяет необходимость сооружения дожимной компрессорной станции, обеспечивающей два различных давления газа — не менее 3,0 и 1,8 МПа (для существующих ГТУ). Согласно Правилам безопасности систем газопотребления и газораспределения расстояние от дожимной компрессорной станции и пункта подготовки газа до главного корпуса, складов дизельного топлива, административно-бытового корпуса должно составлять не менее 30 м. Соблюдение данного пункта Правил на

площадке ЯГРЭС не представляется возможным без сноса существующих вспомогательных зданий и сооружений;

- проведение строительно-монтажных работ (СМР) на действующей станции приведёт к снижению надёжности (ГТУ № 5 и 6 расположены в центре машинного зала). Ввиду того, что давление газа на входе в ГТУ будет составлять более 1,2 МПа и мощность станции — более 150 МВт, здание главного корпуса будет относиться к повышенному уровню ответственности согласно Техническому регламенту о безопасности зданий и сооружений. Повышенный уровень ответственности, отнесение конструкций ко второй степени огнестойкости предопределяет крайне значительные по объёму мероприятия по усилению строительных конструкций, либо полный снос главного корпуса;
- необходимость реконструкции открытого распределительного устройства (ОРУ) и расширение существующего закрытого распределительного устройства (ЗРУ);
- выдача электрической мощности по существующим ЛЭП (для прокладки новой ЛЭП до подстанции — (ПС отсутствует коридор);
- отсутствие теплового потребителя в зоне вывода трубопроводов тепловых сетей с ЯГРЭС потребует реконструкции и прокладки новой теплотрассы, при этом для подпитки теплосети потребуются реконструкция химводоочистки на ЯТЭЦ (подпиточная вода готовится на ЯТЭЦ);
- площадка находится на низинной местности в зоне возможного затопления в случае разлива р. Лена;
- отсутствует нормативная санитарно-защитная зона (300 м), жилые дома примыкают к территории ЯГРЭС на расстоянии около 110 – 200 м со стороны улиц Бабушкина и 50 лет Советской Армии (необходим выкуп и расселение близлежащих жилых домов с последующим их сносом).

Недостатки площадки в районе ГРС-2 (Птицефабрика) в юго-западной части города (вариант № 3):

- большое расстояние от тепловых потребителей — 12 км;
- разбор тепла от магистрального теплопровода в этом районе не предполагается;
- необходима прокладка второй нитки газопровода от соседней линии газопровода (на ГРС-2 приходит одна нитка газопровода), проходящей на расстоянии 10 – 15 км;

- наличие грунтовых вод делает затруднительным строительство инженерных сооружений;
- отметка площадки превышает отметку городской застройки на 100 м.

Недостатки площадки в районе ГРС-1 в северо-западной части города (вариант № 4):

- большое расстояние от тепловых потребителей до площадки — 15 км;
- разбор тепла от магистрального теплопровода в этом районе не предполагается;
- несмотря на близкое расположение площадки к ГРС-1 необходимо строительство второй нитки газопровода — 12 км;
- отметка площадки превышает отметку городской застройки на 100 м.

Недостатки площадки ЯТЭЦ (вариант 5):

- предлагаемая к застройке территория холодного склада расположена в подтапливаемой зоне в период весеннего паводка. По результатам инженерно-геологических изысканий установлена гидравлическая связь с прилегающим водоемом;
- ЯТЭЦ располагается на территории распространения многолетних мерзлых грунтов по принципу их использования в качестве основания. По результатам мониторинга с 1982 г. за состоянием грунтов и результатам наблюдений, проводимых Институтом мерзлотоведения СО РАН (г. Якутск), в 2010 г. выявлены образования таликовых зон мощностью от 12 до 25 м. Дальнейшее распространение таликов может привести к существенному снижению несущей способности грунтов и вызвать деформацию строительных конструкций;
- выдача электрической мощности ЯТЭЦ осуществляется по кабельной линии 10 кВ до ПС «Восточная», расположенной в зоне городской застройки жилищного фонда. Выдачу мощности от ГТУ необходимо осуществлять по линии напряжением не ниже 110 кВ, что требует детальной проработки;
- отсутствует санитарно-защитная зона (300 м), жилые дома примыкают к территории ЯТЭЦ.

Строительство Якутской ГРЭС-2 в районе городской застройки невозможно по причине отсутствия свободной площадки в 12,8 га (письмо Агентства земельных отношений городского округа г. Якутск от 11.09.13 № 2302), ввиду наличия заливных водоемов, дачных и городских застроек (Сергелях, Покровский тракт) и, как следствие, отсутствие нормативной санитарно-защитной зоны 300 м.

Учитывая примерно одинаковое расположение площадок от уровня моря по вариантам № 2, 3 и 4 выбрана площадка строительства ЯГРЭС-2 по

варианту № 2 (на границе города вблизи Вилюйского тракта) по следующим критериям:

- несмотря на наличие действующей инфраструктуры на ЯГРЭС, сооружение новой станции на той же территории требует значительной реконструкции практически всех систем коммуникации (электрической, теплофикационной, газоснабжающей), а также большого объема реконструкции главного корпуса, выкупа и расселения близлежащих городских застроек для обеспечения санитарно-защитной зоны 300 м. Кроме того, строительство на площадке ЯГРЭС не решает проблему снабжения теплом перспективного района застройки Сайсарского и Автодорожного районов г. Якутска от когенерационного источника и не снимает экологические и экономические проблемы в связи с теплоснабжением юго-западной части города многочисленными котельными;
- ЯГРЭС остаётся в работе до 2020 г., к этому времени по данным АПБЭ предполагается вывести из эксплуатации ГТУ общей мощностью 275 МВт (4хГТ-35, 3хГТ-45), а после 2020 г. — вывести четвертый агрегат ГТ-45;
- строительство независимого источника на отдельной площадке (№ 2) вне городской черты, обеспечивающего надёжность электро- и теплоснабжения;
- минимальное расстояние площадки № 2 до кольцевой теплосети при загородном размещении станции около 2,5 км;
- относительно небольшое расстояние площадки № 2 до магистрального газопровода высокого давления (примерно 2 км) минимальные затраты на привод газовых компрессоров (сжатие газа с начального давления 1,8 МПа, а не 1,2 МПа в случае строительства ГРЭС-2 в городской черте);
- близость магистральных ЛЭП и наличие места для расположения распределительной системы и подсоединения к ЛЭП на ПС Хатын-Урях, ПС Табага и ПС Бердигестях;
- площадка находится на возвышенной местности вне зоны возможного затопления в случае разлива реки Лены.

Недостаток — площадка расположена на 100 м выше уровня городской застройки. Во избежание превышения допустимого давления теплосети было принято решение о разработке двухконтурной системы теплоснабжения, в связи с чем потребовалось выделение двух площадок: основной и вторичной.

Место размещения объекта:

Основная площадка находится на расстоянии 0,85 – 0,65 км к северу от Вилюйского тракта.

Колебание абсолютных отметок рельефа площадки — от 194,0 до 208,0 м. Площадь основной площадки в границах ограждения составляет 12,8 га.

Вторичная площадка находится в 0,65 км к югу от основной площадки и в непосредственной близости от Вилюйского тракта (25 м) в районе пересечения тракта с границей города. Площадка представляет собой пустырь с абсолютными отметками рельефа 96,0 — 99,0 м.

Территория проектируемой Якутской ГРЭС-2 находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП) мощностью 200 — 400 м. Средние годовые температуры грунтов в пределах исследуемой территории изменяются от -1 до $-3,3$ °С.

Вечномерзлые грунты основания и отсутствие скальных грунтов во всех вариантах предполагаемых площадок строительства обусловили необходимость применения большого количества сборных железобетонных свай.

На основной площадке находятся газотурбинные установки, котлы-утилизаторы, водогрейные котлы. На вторичной площадке располагаются подогреватели сетевой воды, водоподготовительная установка, насосные группы сетевой воды, подпитки и насосы циркуляции внутренних контуров.

3. Основные проектные решения

Для основной и вторичной площадок разработаны схемы генерального плана.

В состав Проекта входят также следующие линейные объекты строительства: водоснабжение и водоотведение, газоснабжение, подъездная автодорога, магистральные тепловые сети, пиковая водогрейная котельная (ПВК), электрические сети выдачи мощности.

Схема выдачи мощности определила оптимальный вариант выдачи мощности Якутской ГРЭС-2 на напряжении 110 кВ.

Основные технологические решения:

В результате разработки Проекта электрическая мощность Якутской ГРЭС-2 составит 339 МВт, тепловая — 570 Гкал/ч.

После рассмотрения обоснования инвестиций ОАО «РАО ЭС Востока», согласно письму № БВ-9/3798 от 25.07.12 «О составе основного оборудования Якутской ГРЭС-2» принято решение об установке семи блоков ГТУ LM6000.

В составе Якутской ГРЭС-2 предполагаются:

- семь блоков с авиационными ГТУ LM6000 комплектно с турбогенератором производства фирмы General Electric (GE США) номинальной мощностью при условиях ISO 42,3 МВт каждый;

- семь котлов-утилизаторов водогрейных (КУВ) единичной тепловой мощностью 42,9 Гкал/ч;
- три ПВК единичной тепловой мощностью 100 Гкал/ч.

Строительство ГРЭС согласно ТЗ предусматривается с выделением двух очередей:

- 1-й очереди, состоящей из четырех модулей ГТУ + КУВ и трех ПВК с необходимой общестанционной инфраструктурой;
- 2-й очереди, состоящей из трех модулей ГТУ + КУВ с дооснащением необходимым оборудованием и организацией необходимых связей.

Особенностью технологических решений является наличие двух контуров сетевой воды: внутреннего контура котлов-утилизаторов и внешнего контура сетевой воды городской теплотрассы.

Выдача мощности Якутской ГРЭС-2 в энергосистему осуществляется по восьми воздушным линиям через вновь сооружаемое КРУЭ 10 кВ и на напряжении 10 кВ для присоединенного потребителя на ПС «Дачная».

Результаты рассмотрения и согласования технологических решений:

Для оптимизации проекта Якутской ГРЭС-2 были предприняты следующие шаги:

- совместно с Заказчиком был выполнен ряд мероприятий для сокращения габаритов главного корпуса, в частности:

отведённые на этапе обоснования инвестиций (ОБИН) для электрических кабелей пролеты шириной 4 м каждый и расположенные вдоль каждой из турбин были убраны из компоновки, электрические кабели в проектной документации проходят над автопроездами;

по согласованию с GE расстояние между осями газовых турбин было сокращено до 22 м; отметка установки КРУЭ 110 кВ снижена с 14,0 до 0,0 м.

Описанные выше технические решения позволили сократить длину машинного зала по сравнению с ОБИН на 36 м;

- установленные в ЦТП кожухотрубные вертикальные теплообменные аппараты, имеющие по сравнению с пластинчатыми меньшие габариты, позволяют скомпоновать здание ЦТП наиболее оптимально;
- температурный график внутреннего контура 180 °С/100 °С также был определен ТЭП для возможности применения наиболее компактного теплообменного оборудования;
- тепловая схема выполнена с резервированием теплообменного оборудования с возможностью замены теплообменного и насосного

оборудования контура ГТУ + КУВ на оборудование контура 2ГТУ + 2КУВ.

Основные строительные решения:

Якутская ГРЭС-2 сооружается в особых природных условиях, характеризующихся суровыми климатическими условиями, сейсмичностью и наличием в основаниях зданий и сооружений вечномёрзлых грунтов. Станция располагается на двух площадках, связанных между собой эстакадой технологических трубопроводов.

Принятые объёмно-пространственные и объёмно-планировочные решения зданий и сооружений на обеих площадках обоснованы технологическими компоновками и габаритами основного и вспомогательного оборудования, коммуникационными и функциональными связями, а также противопожарными требованиями и обеспечивают безопасные и благоприятные условия работы персонала, строительства и эксплуатации.

Исходя из особенностей природных условий Проектом предусмотрено:

- на первичной площадке блокирование в едином объёме главного корпуса основных производственных помещений, включающем машинное отделение газовых турбин (4 установки 1-й очереди и 3 установки 2-й очереди), административно-бытовых помещений со столовой и медицинским пунктом, помещений электротехнических устройств и АСУ ТП, насосной хозяйственно-бытового водоснабжения;
- на вторичной площадке проектом предусмотрена блокировка помещений ВПУ и ЦТП в объединённый корпус.

Блокировка главного и объединённого корпусов позволила сократить коммуникационные и технологические связи между производственными отделениями, улучшить условия эксплуатации, условия комфортности для персонала и энергосбережения.

Каркасы основных зданий и сооружений Якутской ГРЭС-2 выполнены в стальных конструкциях. Для элементов каркасов применены сварные и прокатные двутавры преимущественно из низколегированных марок стали.

Междуэтажные перекрытия выполняются из монолитного железобетона с использованием несъёмной опалубки из оцинкованного профилированного листа.

Наружные стены выполнены из металлических утепленных панелей типа «сэндвич».

На основании анализа инженерно-геологических условий, сейсмичности района, конструктивных особенностей сооружений и с учётом требований СНиП по проектированию оснований

и фундаментов на вечномёрзлых грунтах в качестве оснований сооружений приняты вечномёрзлые грунты, используемые по I принципу, т.е. в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружений.

Для сохранения мерзлого состояния грунтов основания и обеспечения их расчетного теплового режима предусмотрено устройство холодных (вентилируемых) подполий, а также осуществление других инженерных мероприятий по устранению или уменьшению теплового воздействия сооружений на них. Перекрытия вентиляруемых подполий, которые являются фундаментами зданий, сооружений и основного оборудования (газовых турбин и котлов), проектируются монолитными железобетонными по сборным железобетонным сваям.

Заезд автотранспорта в здания предусматривается по эстакадам, также имеющим вентиляруемые подполья.

Габариты главного корпуса — 161,5 × 131,5 м.

4. Техничко-экономические показатели

Строительство 1-й очереди:

- установленная электрическая мощность — 193,48 МВт;
- установленная тепловая мощность — 469,6 Гкал/ч;
- удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии — 223,06 г у.т./кВт·ч;
- удельный расход условного топлива на отпуск тепла — 145,75 кг у.т./Гкал.

Строительство 1-й и 2-й очередей:

- установленная электрическая мощность — 338,59 МВт;
- установленная тепловая мощность — 569,8 Гкал/ч;
- удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии — 230,6 г у.т./кВт·ч;
- удельный расход условного топлива на отпуск тепла — 145,75 кг у.т./Гкал.

Техничко-экономические показатели строительства 1-й и 2-й очередей

Показатель	1-я очередь	1-я и 2-я очереди
Общая стоимость строительства в текущих ценах (с НДС), млн руб.	24226	34592
В том числе:		
строительные работы	9013	12208
монтажные работы	3585	4715
оборудование	9171	14330
прочие работы и затраты	2457	3339
Продолжительность строительства, мес.	29	44

Показатель	1-я очередь	1-я и 2-я очереди
Расчетный тариф на электроэнергию, руб./кВтч	2,40	
Тариф на тепло, руб./Гкал	874,4	
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн руб.	22064	38570
Внутренняя норма доходности (IRR), %	18,47	20,50
Индекс прибыльности (IP)	1,98	2,42
Срок окупаемости капитальных вложений (PB) от начала строительства, лет	8,2	7,8
Дисконтированный срок окупаемости (DPB), лет	11,3	10,2
Срок окупаемости капитальных вложений с момента ввода в эксплуатацию, лет	5,7	5,1

5. Резюме

- Разработан ряд технических и компоновочных решений, позволивших минимизировать размеры главного корпуса.
- Особенности строительства на вечномёрзлых грунтах вызвали необходимость применения специальных технических решений по фундаментам, что привело к увеличению капитальных затрат.
- Стоимость строительства определена по сборникам Федеральных единых расценок со следующими индексами изменения сметной стоимости для Республики Саха (Якутия) (по письму Минрегионразвития № 2836-ИП/12/ГС от 03.12.12):

строительно-монтажные работы — 10,06;
 оборудование для объектов энергетики — 3,82;
 прочие работы и затраты — 7,53.

В результате доля затрат на строительно-монтажные работы в общих капитальных затратах оказалась повышенной (примерно 60%).

- Удельная стоимость строительства:
 1-я очередь — 3758 дол. США/кВт,
 1-я и 2-я очереди — 3066 дол. США/кВт.

С докладом:

«Технологический и ценовой аудит проекта строительства Якутской ГРЭС-2» выступил С. В. Уласевич, генеральный директор ЗАО «СВЕКО Союз Инжиниринг». Ниже изложены основные положения доклада С. В. Уласевича.

1. Цели и содержание технологического и ценового аудита

Нашей компании было поручено провести технологический и ценовой аудит проекта строительства Якутской ГРЭС-2 (Проект). Подробные результаты изложены в отчёте, а сегодня я в докладе останавливаюсь на основных выводах и предложениях

по оптимизации данного Проекта, к которым мы пришли в ходе аудита.

Прежде всего, о целях аудита. Нам было предложено рассмотреть целесообразность строительства станции, включая выбор основной технологии, и дать предложения по оптимизации технических решений и ценовых параметров объекта.

Отвечая на данные вопросы, мы рассмотрели основные факторы, которые влияют на ключевые параметры. К числу таких факторов относятся:

- вывод из эксплуатации мощностей существующей ЯГРЭС-1, диктующий необходимость их замещения надёжным и оптимальным образом;
- выбор площадки, влияющий на технологическую концепцию станции с точки зрения теплофикационной части (двухконтурная или одноконтурная схема теплоснабжения);
- балансовая ситуация в ЦЭР Якутии по электрической энергии и теплу, включая прогнозы энергопотребления, что влияет как на определение параметров станции по мощности, так и на выбор основной технологии (ГТУ-ТЭЦ или ПГУ);
- возможность оптимизации проектно-сметных решений.

Изучение упомянутых факторов привело нас к рассмотрению нескольких вариантов развития и оптимизации Проекта. Именно с учётом этой вариантности я и хотел бы доложить вам о результатах проделанной работы.

Прежде чем перейти к вариантам, два слова хотелось бы сказать о целесообразности выполнения самого проекта и выборе площадки.

2. Факторы, влияющие на проект и возможные варианты его развития

Основные предпосылки необходимости строительства Якутской ГРЭС-2:

- исчерпание назначенного заводом-изготовителем ресурса газовых турбин ст. № 1, 2, 5, 6, 7, 8 ЯГРЭС-1;
- низкая надёжность работы агрегатов ГТ-45;
- плохое состояние зданий и сооружений;
- трудности реконструкции ЯГРЭС-1 под иные ГТ и КУ в условиях действующего оборудования;
- близость жилой застройки;
- трудности газоснабжения в городской черте;
- угроза подтопления территории ЯГРЭС-1 при разливах р. Лена.

Налицо необходимость вывода мощностей действующей ЯГРЭС-1. Станция была построена в 1970 г, является основным источником электроэнергии в районе, значительная часть оборудования выработала не только заводской, но и назначенный ресурс, оборудование

обладает крайне низким КПД (ниже 30%) и неудовлетворительной надёжностью. Станция находится среди жилой застройки и под угрозой подтопления р. Лена.

Данные факторы, так же как и прогнозы потребления электрической энергии и тепла, которые были разработаны ЗАО «АПБЭ», планы по закрытию более 90 мелких котельных, убедили нас в том, что решение о реализации проекта строительства Якутской ГРЭС-2 в технологии ГТУ-ТЭЦ являются абсолютно обоснованным.

3. Местоположение ЯГРЭС-2

О выборе площадки. На этапе выбора месторасположения Якутской ГРЭС-2 было рассмотрено четыре варианта. Первый — на территории ЯГРЭС-1, три других — на возвышенном (коренном) берегу р. Лена. Выбор пал на площадку рядом с Вилюйским трактом по условиям наименьшего расстояния до трасс теплоснабжения, газоснабжения и линий электропередачи.

Мы можем подтвердить, что из всех рассмотренных данная площадка является оптимальной, хотя уровень расположения её над городской застройкой, как и в двух других случаях, диктует необходимость создания двухконтурной схемы теплоснабжения.

Строительство на площадке действующей ЯГРЭС-1 не может быть признано оптимальным по причинам близости городской застройки, угрозы подтопления, стесненности и необходимости продолжения работы станции в условиях строительства, что скажется на надёжности её работы, трудностей подключения по газу, неудачного расположения тепловой мощности относительно города.

4. Варианты развития проекта

О рассмотренных нами вариантах. Нулевым вариантом мы назвали вариант строительства станции, полностью совпадающий с проектно-сметной документацией (ПСД). Не буду на нём останавливаться, поскольку он подробно доложен И. А. Михайловым в предыдущем докладе.

Оптимизация смет

Перейду сразу к предложенным нам мерам по оптимизации смет. Прежде всего, хотел бы оговориться, что проектно-сметная документация (ПСД), предоставленная нам на анализ в июне этого года, и по которой мы делали замечания, к настоящему времени претерпела естественные изменения в ходе работы ТЭП над Проектом. Поэтому результат анализа смет может быть нами представлен так: нами были предложены корректировки на общую сумму 4,5 млрд руб. Из них на 1,5 млрд руб. наши корректировки были приняты — эти корректировки в основном касались применённых расценок и коэффициентов. Ещё по 3 млрд руб. у нас были сомнения в правильности определения объёмов работ и материалов, которые мы

были вынуждены оценивать из нашего опыта и объектов-аналогов. В частности, это касалось трубопроводов, кабельной продукции, свай.

На сегодняшний день можно сказать следующее: по 1,5 млрд руб. к настоящему моменту разработана документация, которая определяет объём и должна быть нами проверена и подтверждена правильность определения сметной стоимости, (потом наши замечания, возможно, могут быть сняты), ещё по 1,5 млрд руб. объём может быть окончательно определён и доказан в ходе разработки рабочей документации.

Поэтому до окончательного подтверждения объёмов мы рассматриваем общий резерв по сметам в размере 4,5 млрд руб. (около 16%), понимая, что после уточнения он может быть несколько уменьшен.

Улучшения в объёмно-планировочные решения

Помимо оптимизации смет нам представляется целесообразным рассмотреть ещё один вариант, который мы условно назвали вариант 2, и который предполагает внесение некоторых улучшений в объёмно-планировочные решения.

Изучая объекты-аналоги за рубежом в условиях Севера, мы обратили внимание на открытую компоновку комплексного водоочистительного устройства (КВОУ) и существенно меньшие высоты зданий. Нам представляется целесообразным рассмотреть возможность такой оптимизации на стадии руководящих документов (РД), при этом мы предлагаем провести дополнительное совещание с изготовителем газовых турбин, а также рассмотреть нормы, ограничивающие возможность уменьшения подкранового пространства, если таковые отличаются от мировых аналогов.

Есть и ещё одно предложение, на которое мы вышли, рассматривая меры, позволяющие снизить стоимость строительства станции. В своем докладе И. А. Михайлов упомянул о дисбалансе в стоимости работ и оборудования, вызванном опережающим ростом индекса на строительные работы в регионе (на сегодня он составляет 10 к 2001 г., в то время как в большинстве регионов он колеблется на уровне 6—8). Данный индекс применяется для промышленности и строительства и учитывает ценообразование по очень широкому спектру объектов. Учитывая, что крупного энергетического строительства в Якутском регионе в прошедшие годы было не так много, данная цифра может оказаться искажённой, и представлялось бы целесообразным рассмотреть возможность определения указанного индекса для энергетических объектов в Якутии отдельно.

Отказ от строительства 2-й очереди Якутской ГРЭС-2

Следующий вариант, который мы рассматривали, изучая факторы, влияющие на проект, — это вариант, учитывающий переток по вновь вводимой ВЛ 220 кВ Томмот — Майя, который мог бы обеспечить 150 МВт

дополнительной мощности в ЦЭС Республики Саха (Якутия) и таким образом поставить под вопрос необходимость строительства второй очереди станции.

Также мы рассматривали необходимость строительства теплофикации на второй очереди или её использования только в пиковом режиме в зависимости от числа часов использования мощности (ЧЧИУМ). Однако подтверждаемое ЗАО «АПБЭ» ЧЧИУМ в размере 6500 ч и отсутствие перетока по ВЛ позволяет сделать вывод о необходимости строительства 2-й очереди и её работе в базовом режиме с теплофикацией. Таким образом, данный вариант можно исключить из дальнейшего рассмотрения.

Строительство 1-й очереди Якутской ГРЭС-2 и нескольких мини-ТЭЦ

Еще один вариант, предлагаемый нами к рассмотрению, — это вариант распределённой генерации. В ходе разработки схемы теплоснабжения г. Якутска, которая начата в настоящее время, параллельно со строительством 1-й очереди станции мы предлагаем рассмотреть концепцию, широко распространённую, например, в Скандинавии, где параллельно с «базовой» станцией имеется ряд мини-ТЭЦ, расположенных на минимальном расстоянии от потребителей. При этом существенно снижается риск ошибки в прогнозах энергопотребления и появляются возможности экономии по совокупности затрат, относимых на тарифы.

Данный вариант является наиболее гибким, так как позволяет наращивать мощность Якутской ГРЭС-2 по мере увеличения спроса на электрическую энергию и тепло.

Ориентировочная стоимость реализации варианта 4 составляет 25–30 млрд руб. в том числе 17,1 млрд руб. (без НДС) по 1-й очереди.

Применение современных газопоршневых установок с электрическим КПД 44–46%, а также экономия на теплосетевой инфраструктуре позволит получить экономический эффект и избежать серьёзных ошибок в прогнозировании спроса на электрическую энергию и тепло.

Определение технико-экономических параметров распределённой генерации по варианту 4 рекомендуется выполнить при разработке схемы теплоснабжения г. Якутска.

Энергосбережение

Также мы предлагаем рассмотреть вариант, связанный с энергосбережением.

Состояние системы теплоснабжения Якутска предполагает возможность внедрения ряда энергосберегающих мероприятий:

- восстановление повреждённой тепловой изоляции с применением современных технологий,

- применение при капитальных ремонтах предизолированных труб;
- применение сетевых насосов с частотным приводом;
- переход от центрального «качественного» регулирования отпуска тепла к индивидуальному «количественному» регулированию.

Данные мероприятия могут позволить снизить теплопотребление на 10–15% и более, что подтверждается опытом работы скандинавских компаний (например, AlfaLaval) в проектах, реализованных в гг. Мурманске, Иркутске и странах Балтии. Годовая стоимость мероприятий 2–3 млрд руб., экономический эффект от внедрения — до 600 млн руб./год.

На наш взгляд, целевым должен быть вариант 2, направленный на максимальную оптимизацию сметных и технических решений, но при этом мы рекомендовали бы серьёзно рассмотреть возможность применения варианта 4, для чего необходимо провести исследование возможности применения распределённой генерации в ходе выполнения схемы теплоснабжения г. Якутска.

5. Экономика проекта

Сроки окупаемости, определяемые нами для различных вариантов, являются более продолжительными, чем в расчетах ТЭП, что объясняется тем, что мы вели расчеты исходя из ЧЧИУМ, предложенных ЗАО «АПБЭ».

Генпроектировщиком принято ЧЧИУМ в размере 7500 ч/год.

Прогнозом ЗАО «АПБЭ» предусматривается ЧЧИУМ:

- 2016 г. — 4000 ч;
- 2019 г. — 5000 ч;
- 2025 г. — 6500 ч;
- 2030 г. — 6500 ч.

Граница окупаемости проекта по ЧЧИУМ составляет 5922 ч/год при стоимости строительства в соответствии с проектной документацией в размере 29,3 млрд руб. (без НДС) и линейной части наружной сети инженерного обеспечения (рис. 1).

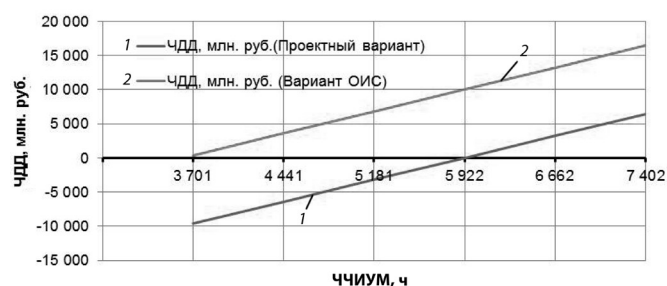


Рис. 1. Оценка чувствительности Проекта к изменению ЧЧИУМ

Граница окупаемости проекта по тарифу составляет 1,91 руб./кВт·ч при ЧЧИУМ согласно прогнозу ЗАО «АПБЭ» и стоимости топлива 3727 руб./тыс.м³ (рис. 2).

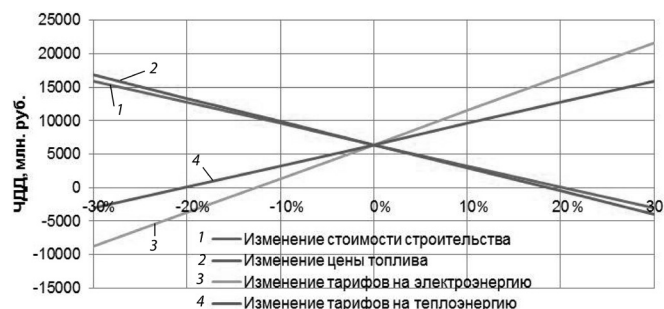


Рис. 2. Оценка чувствительности чистого дисконтированного дохода (ЧДД) к ценам, тарифам, стоимости строительства

6. Удельные показатели стоимости строительства и объекты-аналоги

Сравнения стоимостных показателей Проекта с объектами-аналогами за рубежом

Одна из наиболее непростых задач, которая стояла перед нами в ходе выполнения аудита, была задача сравнить стоимостные показатели Проекта с объектами-аналогами за рубежом. Почему непростая? Дело в том, что не так много мест на Земле, где совпали бы: климатические условия и удалённость от инфраструктуры, недавнее строительство газотурбинных электростанций сопоставимой мощности, технология, используемая на такой станции. Оказалось, что в Скандинавии в сопоставимых условиях в последнее время строятся станции комбинированной выработки в основном на биотопливе или станции с мусоросжиганием.

В Канаде, где централизованное теплоснабжение очень сильно распространено, последняя ГТУ-ТЭЦ была построена более 10 лет назад, а на Аляске, где вводы были не так давно, в основном применяются ПГУ и индивидуальное отопление зданий.

За аналог нами были приняты аляскинские станции, ввиду наиболее «свежих» данных, однако далее предстояла задача сопоставить ПГУ и ГТУ-ТЭЦ с точки зрения удельной стоимости капиталовложений на 1 кВт электрической установленной мощности, после чего, сопоставить разные объёмы и условия строительства в Анкоридже и Якутске. В сравнении стоимости ПГУ — ГТУ мы пользовались собственными расчётами и данными Международного энергетического агентства.

По нашей оценке стоимость строительства ГТУ-ТЭЦ в условиях Аляски могла бы составлять 1700 — 1750 дол. США/кВт. Далее предстояло понять, как эта

цифра соотносится с условиями Якутской ГРЭС-2.

Для того чтобы иметь сопоставимые объёмы мы выделили из объёма строительства ПВК, двухконтурную схему (т.е. учли «высотность»), влияние вечной мерзлоты. В проектном случае получили 2378 дол. США/кВт, а в случае, «оптимизированном» по 2-му варианту, — 1917 дол. США/кВт.

Разница с «аляскинским» вариантом нашего «оптимизированного» варианта вполне объяснима и допустима ввиду разной логистики, имеющейся инфраструктуры, наличия и мобильности строительных мощностей, развитости региона, но разница с проектным вариантом, как нам кажется, все-таки выглядит достаточно существенной.

Оптимизация смет и проектных решений приближает стоимость Якутской ГРЭС-2 к объектам-аналогам за рубежом в сопоставимых условиях.

Выбор технологии и оборудования

- Технология ГТУ-ТЭЦ наилучшим образом подходит для Проекта по условиям тепловых нагрузок и режимов.
- Технические характеристики ГТУ LM6000 удовлетворяют условиям проекта.
- На территории России имеется сервисно-ремонтная база завода-изготовителя.
- Имеется значительный парк аналогичных ГТУ, закупаемых для других проектов Заказчика.
- Выбор типа ГТУ в проекте (LM6000 производства GE) проведён до выполнения конкурсных процедур, однако в ходе проведения конкурса удалось расширить круг изготовителей.
- Проводимый конкурс является «конкурсом поставщиков», в нём не участвуют непосредственные производители.

Целесообразность Проекта, применённые технологические и технические решения, выбор основного оборудования можно считать обоснованными, однако ценовые показатели могут быть оптимизированы.

7. Выводы

1. Проект строительства Якутской ГРЭС-2 является обоснованным с точки зрения необходимости его реализации, выбранной технологии и типа основного оборудования.

2. Среди рассмотренных вариантов, наилучшие показатели имеет вариант 2 — строительство Якутской ГРЭС-2 в составе двух очередей — с оптимизацией технических и сметных решений.

3. Удельная стоимость Проекта (около 2700 дол. США/кВт, или около 2370 дол. США/кВт в объёме, приведённом к объектам аналогам) превышает рассмотренные зарубежные аналоги и аналитические данные зарубежных и отечественных источников, что обусловлено:

- удорожанием проекта вследствие необходимости строительства на возвышенности;
- отдельными завышениями объёмов и коэффициентов при разработке сметных расчётов;
- высоким региональным индексом федеральных единичных расценок (ФЕР);
- строительством в условиях вечной мерзлоты.

Рекомендации:

1. Продолжить реализацию Проекта с возможным внесением корректировок на стадии РД в технические и сметные решения с целью сократить стоимость Проекта.

2. В целях оптимизации сметной стоимости Проекта рассмотреть возможность разработки и применения сметных расценок и индексов на СМР по Якутии для энергетического строительства.

3. При разработке схемы теплоснабжения города Якутска проработать вариант распределённой генерации.

В обсуждении докладов приняли участие:

Академик РАН **О. Н. Фаворский**; чл.-корр. РАН **Г. Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ»; канд. техн. наук **В. В. Нечаев** — директор по технологическому развитию электроэнергетики ЗАО «АПБЭ»; доктор техн. наук **Ф. Л. Коган** (ОАО ИЦ ЕЭС «Фирма ОРГРЭС»); доктор техн. наук **Е. О. Адамов** — научный руководитель ФГУП «НИКИЭТ им. Н. А. Доллежалая»; доктор техн. наук **Б. И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий; доктор техн. наук **Ю. Н. Кучеров** — начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»; доктор техн. наук, проф. **Б. К. Максимов** — заместитель заведующего кафедрой «РЗ и А» НИУ «МЭИ»; доктор техн. наук **В. А. Баринов** — заведующий отделением перспектив развития электроэнергетики ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского»; **А. Ф. Бондаренко** — советник первого заместителя председателя правления ОАО «СО ЕЭС», канд. техн. наук **В. Д. Буров** — заведующий кафедрой Тепловых электрических станций НИУ «МЭИ»; **С. Н. Толстогузов** — генеральный директор ОАО «РАО ЭС Востока»; **А. З. Колодезников** — министр жилищного и коммунального хозяйства и энергетики правительства Республики Саха (Якутия); **О. В. Тарасов** — генеральный директор ОАО АК «Якутскэнерго».

1. В своём выступлении **В. В. Нечаев** указал на следующие недостатки Проекта.

Безопасность. При установленной тепловой мощности 569,8 Гкал/ч и температурном графике 180/100 °С суммарный расход теплоносителя в генерирующем внутреннем контуре составит 6700 м³/ч, или 1,86 м³/с. При скорости теплоносителя 1,0 м/с. суммарное сечение подающих

и обратных теплопроводов составит 3,72 м² и при длине около 200 — 250 м. Объём теплоносителя составит 744 — 930 м³.

При повреждении любого из подающих теплопроводов вследствие гидроудара или других причин может возникнуть тяжёлая аварийная ситуация с затоплением перегретой водой и выводом из строя оборудования вторичной площадки. Эта угроза не может быть предотвращена каким-либо проектным решением и является следствием неправильно выбранной площадки для Якутской ГРЭС-2.

Надёжность. Главная задача двухконтурной схемы — обеспечение гидравлической независимости теплосетевого контура от генерирующего внутреннего контура путём гидравлической их развязки и минимизации статических напоров у источника и в теплосети. В то же время эта задача выполнима только при нормальном состоянии теплообменного оборудования, расположенного на вторичной площадке.

При длительной эксплуатации нельзя исключить повреждения внутренних поверхностей этого оборудования и перетекания теплоносителя с большим давлением из внутреннего контура в сторону теплосети с меньшим его давлением. Необходимо отметить, что с учётом статического напора давление во внутреннем контуре всегда будет выше, чем в теплосетевом, поэтому угроза повышения статического давления в последнем всегда присутствует.

В связи с этим, как частичное решение проблемы, дополнительно к гидравлическому разделению целесообразно предусмотреть быстродействующие защитные устройства, отсекающие теплосетевую контур от теплообменников, а также разрывные мембраны со сбросом избыточного давления из обратной теплосети.

Экономичность. Из приведённых технико-экономических показателей 1-й и 2-й очередей следует аномально высокая удельная стоимость строительства, составляющая 3000 дол. США за установленный киловатт. При этом вызывает сомнение правильность оценки дисконтированного и простого сроков окупаемости, составляющих соответственно 13,8 и 5,7 лет, особенно с учётом слишком высокого принятого числа часов использования электрической мощности (7441 ч) в условиях резко переменного режима работы Якутской ГРЭС-2 и умеренных тарифов на электроэнергию и тепло.

Одной из главных причин такого удорожания является необходимость в дополнительном оборудовании и трубопроводах для создания двухконтурной схемы и размещения Якутской ГРЭС-2 на двух удалённых друг от друга площадках. В длинах технологических трубопроводов, соединяющих две эти площадки, их удаление друг от друга может превысить 300 м.

Эта же причина вызывает снижение тепловой экономичности в связи с высокими потерями тепла с уходящими газами во внутреннем контуре и в результате низкого КПД водогрейных котлов-утилизаторов, составляющего 67–70%.

Эти факторы как следствие вынужденных технических решений, обусловленных необходимостью строительства технологически единой Якутской ГРЭС-2 на двух удалённых друг от друга площадках, также свидетельствуют об ошибочном решении заказчика и города о выделении для строительства электростанции рассматриваемой площадки.

Вывод. По условиям предварительной оценки безопасности, надёжности и экономичности вынужденных проектных технологических решений, обусловленных необходимостью строительства технологически единой Якутской ГРЭС-2 на двух удалённых друг от друга основной и вторичной площадках с разностью высот, превышающей 100 м, следует признать, что выделенная территория для строительства электростанции непригодна.

Предложения:

- При отказе Заказчика найти новую площадку рекомендовать ОАО «РАО ЭС Востока» и проектной организации ОАО «Институт «Теплоэлектропроект» рассмотреть возможность и экономическую целесообразность строительства Якутской ГРЭС-2 на выделенной территории в варианте ПГУ с размещением на основной площадке газотурбинного оборудования и паровых котлов-утилизаторов (КУП), а на вторичной площадке теплофикационных паровых турбин типа ТР (без конденсатора). Связь ПГУ — ТР и КУП по пару целесообразно осуществить удалённым транспортом пара первого контура с усиленной теплоизоляцией. Пар второго контура целесообразно использовать для целей подогрева и деаэрации основного конденсата бойлеров, а также подпиточной воды на основной площадке. Три пиковых водогрейных котла целесообразно также разместить на вторичной площадке, а в случае невозможности выполнить проект самостоятельной пиковой котельной — с размещением её в городе.
- Принимая во внимание недостаточный температурный (470 °С) потенциал выхлопа ГТУ LM6000 GE, используемых в Проекте, целесообразно рассмотреть в предлагаемом парогазовом варианте применение двух теплофикационных дубль-блоков на базе ГТУ MS6001FA (6FA) GE единичной мощностью 77,6 МВт с выхлопом 600 °С суммарной электрической мощностью 420 МВт и тепловой 290–300 Гкал/ч.

Выпуск этих ГТУ начнётся в IV квартале 2014 г. на совместном предприятии «Русские газовые турбины» в г. Рыбинске. Применение ГТУ 6FA значительно без потери надёжности упростит компоновочные решения и позволит получить удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении до 1500 кВт·ч/Гкал и удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии менее 200 г/(кВт·ч).

- Рекомендовать ОАО «РАО ЭС Востока» разработать проекты реконструкции устаревших ЯГРЭС и ЯТЭС с удельными расходами условного топлива соответственно 408,7 и 484,5 г/(кВт·ч), имея в виду последовательный перевод на когенерацию производства электроэнергии и тепла и максимальное увеличение теплофикационной выработки электроэнергии на этих ТЭС.
- Рекомендовать ОАО «РАО ЭС Востока» выполнить в 2014 г. необходимые проектные проработки по диверсификации технологической структуры источников теплоснабжения особенно во вновь строящихся кварталах г. Якутска за счёт экономически обоснованного применения централизованных или распределённых теплонасосных систем, а также прямого использования электроэнергии для покрытия отопительно-вентиляционной нагрузки и ГВС. Это также позволит устранить в перспективе резко переменный график электрической нагрузки и увеличить число часов использования электрической мощности с соответствующим улучшением технико-экономических показателей и сроков окупаемости.

2. **Б. К. Максимов** указал на то, что в схеме выдачи мощности Якутской ГРЭС-2 мощность трансформаторов завышена примерно в 2 раза, что обеспечивает их неполную загрузку. Завышенная мощность трансформаторов также сказывается на повышенной стоимости Якутской ГРЭС-2.

3. **Г. Г. Ольховский** обратил внимание на недостатки проекта Якутской ГРЭС-2. Так, в условиях значительного суточного и сезонного изменения электрической и тепловой нагрузки необходимо предусмотреть газовый байпас подогревателя сетевой воды и сжигание перед ним дополнительного топлива для независимого изменения электрической и тепловой нагрузки, как это сделано на ЯГРЭС-1.

Прекращать производство электроэнергии на ЯГРЭС-1 волевым решением неразумно.

Анализ состояния зданий и сооружений ЯГРЭС-1 отсутствует. Эта станция уже реконструировалась на ходу с заменой четырёх ГТ-25 на ГТ-45 в 90-е годы прошлого века. По имеющемуся газопроводу даже при 12 атм. можно будет подать такое

же количество газа, какое требуется, например, при замене всех турбин ГТ-35 на более мощные LM6000, хотя, конечно, дожимная компрессорная потребует. Такое решение будет на порядок дешевле создания Якутской ГРЭС-2.

4. **В. А. Барин** указал на то, что проблема инвестирования в Якутскую ГРЭС-2 может быть серьезно затруднена, если Правительство РФ в 2014 г. откажется от индексации тарифов естественных монополий, в том числе и тарифов на электроэнергию.

5. **С. Н. Толстогузов** в своём выступлении отметил следующее.

С учётом прогнозируемых нагрузок потребителей на территории ЦЭР Республики Саха (Якутия) уровень спроса на электроэнергию принимается 2110 млн кВт·ч в 2020 г. при 1653 млн кВт·ч в 2012 г., что соответствует темпам прироста за период 2013—2020 гг. 3,1%. В последующий период с учётом интенсивного развития добывающей промышленности и роста коммунально-бытовых нагрузок принимается увеличение спроса на электроэнергию до 2518 млн кВт·ч в 2025 г. со среднегодовыми темпами прироста 3,6%, последующим замедлением темпов до уровня среднегодового прироста 1,9% и достижением уровня электропотребления 2770 млн кВт·ч в 2030 г.

Максимум электрической нагрузки ЦЭР прогнозируется 513 МВт к 2030 г., фактически в 2012 г. составил 325 МВт.

Баланс мощности ЦЭР Республики Саха (Якутия) с вводом ЯГРЭС-2 будет выходить на условия самобаланса к 2020 г. без избытков мощности сверх нормативного резерва.

К 2025 г. на час максимума нагрузки возникнет дефицит мощности в размере 90,4 МВт. В этом случае баланс мощности сводится с учётом резервирования из ОЭС Востока по ВЛ 220 кВ Томмот — Майя.

На уровне 2030 г. дефицит мощности составит 188,7 МВт, т.е. сверх возможного максимума перетока мощности по ВЛ 220 кВ Томмот — Майя в размере 150 МВт. Таким образом, для повышения надёжности электроснабжения потребителей ЦЭР в период 2025—2030 гг. целесообразно предусмотреть ввод новой генерации в ЦЭР в размере 50—100 МВт.

Необходимо отметить, что перспективные балансы мощности ЦЭР Якутии формируются без учёта получения-передачи мощности в час максимума нагрузки энергорайона в период до 2020 г. Мощность электростанций в энергорайоне должна полностью обеспечивать местную потребность без учёта перетока в час максимума нагрузки потребителей по строящейся протяженной (755 км) ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Нижний Куранах — Томмот — Майя, на которой возможны аварийные отключения (возможен длительный период ремонта).

При выборе оборудования учитывались климатические условия расположения Якутской

Прогноз баланса мощности ЦЭР Якутии, МВт

Показатель	Годы									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Максимум нагрузки, МВт	338,0	345,0	357,0	364,0	370,0	375,0	385,0	390,0	466,3	513,0
Потребность в установленной мощности ЦЭР (с учётом резерва 22%), МВт	410,6	417,6	605,6	456,6	591,1	470,6	482,0	488,0	581,3	638,0
Располагаемая мощность на максимум нагрузки, МВт	455,8	449,8	449,8	500,8	465,8	513,3	478,9	478,9	478,9	437,3
В том числе										
Якутская ГРЭС-1	356,0	356,0	356,0	231,0	196,0	116,0	81,0	81,0	81,0	36,0
Якутская ГРЭС-2	0,0	0,0	0,0	170,0	170,0	297,5	297,5	297,5	297,5	297,5
Получение мощности из ОЭС Востока, МВт, всего	0	0	0	0	0	0	0	0	90,4	188,7
Итого покрытие максимума нагрузки (включая ДЭС), МВт	455,8	449,8	449,8	500,8	465,8	513,3	478,9	478,9	569,3	626,0
Избыток (+) /дефицит (-) мощности, МВт	57,8	44,8	32,8	56,8	14,8	55,3	8,9	2,9	0,0	0,0
Электропотребление ЦЭР Якутии, млн кВт·ч	1695	1745	1800	1857	1918	1983	2050	2110	2518	2770
В том числе Якутская ГРЭС-2, млн кВт·ч	0	0	0	680	809	1398	1488	1517	1934	1934
Число часов использования мощности Якутской ГРЭС-2	0	0	0	4000	4756	4700	5000	5100	6500	6500
Переток электроэнергии из ОЭС Востока, млн кВт·ч	0	0	154	207	315	240	330	360	349	753

ГРЭС-2, характер нагрузки энергорайона, надёжность и длительный опыт эксплуатации оборудования. Проведённый сравнительный анализ авиационных и энергетических газотурбинных установок показывает на предпочтительность применения авиационных ГТУ типа LM6000 по следующим причинам:

- электрический КПД ГТУ в базовом режиме на номинальной нагрузке LM6000 — 41 %, 6FA (SGT800) — 37 %. Коэффициент использования топлива в режиме когенерации на ГТУ-ТЭЦ с применением 6FA (SGT800) меньше в сравнении с применением LM6000 как следствие перерасход топлива — около 30 тыс. т у.т./год. Выход из работы одной ГТУ 6FA повлечёт более значительные возмущения в системе. В составе 1-й очереди необходимо строить не менее трех ГТУ 6FA, что значительно удорожает проект строительства 1-й очереди;
- диапазон регулирования ГТУ:
LM6000 — от 5 до 100 %;
6FA (SGT800) — от 30 до 100 %;
- сокращение межремонтного интервала вследствие превышения пусков ГТУ:
LM6000 — нет ограничений по пускам/остановам, что характерно для ЦЭР Якутии;
6FA (SGT800) — неминуемое сокращение межремонтного интервала более чем в 1,5 раза.

При рассмотрении прогнозируемого режима эксплуатации ГТУ 6FA (SGT800) в составе ГТУ-ТЭЦ, в случае всего шести внеплановых остановов и форсированных пусков, фактический межремонтный интервал сократится в 1,5 раза и составит 2,7 лет;

- суммарная продолжительность ремонтов ГТУ с учётом капитального ремонта:
LM6000 — 17 дней (в случае приобретения запасной ГТУ);
6FA (SGT800) — 63 дня.
- Более длительные остановки на ремонт ГТУ 6FA (SGT800) также увеличивают затраты в связи с недовыработкой электроэнергии и тепла;
- срок поставки и монтажа ГТУ:
LM6000 — поставка 9–12 мес, монтаж — до 6 мес. (всего 15–18 мес);
6FA (SGT800) — поставка 12–14 мес, монтаж 8–12 мес (всего 20–26 мес);
 - температура уходящих газов ГТУ на номинальном режиме работы:
LM6000 — 450 °С;
6FA (SGT800) — 600 °С.

ГТУ 6FA (SGT800) с температурой уходящих газов 570–600 °С создана для генерации пара в составе парогазовой установки по утилизационной или сбросной схеме либо в составе сушильных

агрегатов промышленных производств. Сброс высокотемпературных уходящих газов в низкотемпературный котел-утилизатор водогрейный (КУВ) повлечёт дополнительные затраты на изготовление, эксплуатацию и техническое обслуживание КУВ.

Применение ГТУ LM6000 с температурой уходящих газов 450 °С позволяет использовать стандартные КУВ из существующей номенклатуры предприятий-изготовителей. ГТУ LM6000 предназначена для работы как в пиковом, так и в базовом режимах, и не имеет ограничений по количеству пусков. Время набора полной нагрузки составляет 10 мин.

График электропотребления ЦЭР Якутии по причине преобладания коммунально-бытовой нагрузки имеет резко переменный характер, в связи с чем по режимным условиям в данных энергосистемах целесообразно использовать манёвренное оборудование, способное работать в переменных режимах без ограничений по числу пусков и остановов с установленной единичной мощностью не более 60 МВт, что оптимальным образом соответствует выбору ГТУ LM6000;

- унификация парка ГТУ LM6000:
5-й и 4-й блоки Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, ввод 2012 г. и 2013 г. — 5 шт. LM6000;
ТЭЦ Восточная г. Владивосток, ввод 2015 г. — 3 шт. LM6000;
Якутская ГРЭС-2, ввод — до 2017 г. 7 шт. LM6000.

Итого ГТУ LM6000 в количестве 15 шт. позволит оптимизировать:

затраты на сервисное обслуживание ГТУ. С поставщиком оборудования компании GE Energy существует договоренность о снижении стоимости планового сервиса на каждую купленную ГТУ в размере 1 %;

объём и стоимость ЗИП (запасных частей).

Имеется обоснование требовать от поставщика оборудования снижения стоимости (скидку) закупаемого оборудования.

6. **А. З. Колодезников** в своём выступлении указал на то, что в течение двух лет администрация Республики Саха (Якутия) совместно с проектными институтами (ЗАО ПИК «Энерготраст», ООО «Инженерный центр энергетики Башкортостана», ОАО «Институт «Теплоэлектропроект») и ОАО АК «Якутскэнерго» рассматривала все возможные площадки строительства Якутской ГРЭС-2. В результате долгого обсуждения обоснования выбора площадки президентом Республики Саха (Якутия) Е. А. Борисовым была утверждена площадка строительства, расположенная на западной границе г. Якутска в районе Вилюйского тракта (протокол от 28.07.10 № Пр-22-А1).

Администрация Республики Саха (Якутия) согласно решению совещания у заместителя Председателя Правительства РФ И. И. Сечина (протокол от 15.09.11 № ИС-П9-21пр) готова финансировать строительство Якутской ГРЭС-2 в размере 25 %, но не более 1 млрд руб.

7. Генеральный директор ОАО АК «Якутскэнерго» **О. В. Тарасов** в своём выступлении отметил, что большой опыт эксплуатации ГТЭС когенерационного цикла (с котлами-утилизаторами), имеющийся у ОАО АК «Якутскэнерго», свидетельствует о том, что газотурбинная ТЭЦ в условиях г. Якутска является наиболее удобным и простым энергоисточником.

Сооружение паросиловой ТЭЦ требует длительных и достаточно сложных строительных работ, решение проблемы технического водоснабжения, водоподготовки, установки массивных агрегатов, что в условиях г. Якутска особенно затруднительно. На ГТУ-ТЭЦ значительная часть этих проблем отсутствует. При правильном распределении теплофикационных нагрузок и современном газотурбинном оборудовании КПД и коэффициент использования топлива (КИТ) ГТУ-ТЭЦ не уступают, а (при достаточной оптимизации) превосходят аналогичные показатели для паросиловых ТЭЦ.

При наличии достаточных запасов природного газа сооружение угольной ТЭЦ со всеми проблемами (доставки угля, золошлакоудаления и загрязнения окружающей среды) не представляется целесообразным. Необходимо отметить, что удельные капитальные вложения для станций, работающих на угле, выше в 1,5–2 раза удельных капитальных вложений аналогичных станций, работающих на природном газе.

Сооружение ТЭЦ на базе газопоршневых двигателей (далее ГПП) также нецелесообразно. Малая единичная мощность привела бы к необходимости установки большого числа агрегатов (при мощности 240 МВт не менее 40–50 шт.). Высокая стоимость эксплуатации и сервиса, относительно малое количество утилизируемого тепла, большая масса агрегатов сравнительно небольшой мощности практически исключают сооружение на их базе ТЭЦ большой мощности в условиях г. Якутска.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Одной из основных причин, обусловивших высокую стоимость строительства Якутской ГРЭС-2, является высокая стоимость применяемого импортного газотурбинного оборудования. Стоимость газовых турбин ГТУ LM6000 компании General Electric (GE) в Проекте завышена. В настоящее время проводятся конкурсные процедуры по выбору основного оборудования, в результате

которых стоимость указанного оборудования необходимо снизить.

Также представляется завышенной стоимость строительно-монтажных работ. Стоимость строительно-монтажных работ никогда не превышала стоимости оборудования. В Проекте строительно-монтажные работы рассчитаны с применением индексов Минрегионразвития России. В настоящее время эти расценки являются общими для промышленности и энергетики, и поэтому их правомерность применения для создания объектов энергетики на территории Республики Саха (Якутия) требует специального рассмотрения. Необходимо, чтобы Минрегионразвития России, Минэнерго России, Росстандарт, Госстрой России разработали и утвердили расценки на строительно-монтажные работы специально для объектов энергетики (в данном случае — с учётом условий Республики Саха (Якутия)).

Обращают на себя внимание большие расходы электрической энергии и тепла на собственные нужды Якутской ГРЭС-2, существенно превышающие средние отраслевые значения.

2. ОАО «Институт «Теплоэлектропроект» в ходе рабочего проектирования строительства Якутской ГРЭС-2 необходимо оптимизировать проектно-сметные решения, в том числе по предложениям ЗАО «СВЕКО Союз Инжиниринг», а также за счёт **исключения использования дизельного топлива в качестве аварийного.**

3. При указанных в Проекте тарифах на электроэнергию и тепло срок окупаемости капитальных вложений в строительство Якутской ГРЭС-2 является приемлемым. Однако при планируемом Правительством РФ замораживании тарифов на электроэнергию и тепло окупаемость Якутской ГРЭС-2 будет затруднена.

4. Судьбу существующей Якутской ГРЭС-1 целесообразно решить после разработки схемы теплоснабжения г. Якутска. Однако в любом случае Якутскую ГРЭС-1 и Якутскую ТЭЦ необходимо сохранить при условии проведения их реконструкции.

5. Целесообразно провести сравнение стоимости строительства по рассматриваемому проекту Якутской ГРЭС-2 и стоимости реконструкции существующих станций — Якутской ГРЭС-1 и Якутской ТЭЦ — и инженерных систем.

С заключительным словом и по проекту решения выступил председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков.**

А. Ф. Дьяков предложил создать рабочую группу по выработке решений настоящего совместного

заседания. В рабочую группу должны войти все докладчики, участники обсуждения и заинтересованные участники заседания.

Заслушав доклады, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Отметить, что основное оборудование — газотурбинные агрегаты на существующей Якутской ГРЭС-1 — достигло предела выработки своего ресурса, физически и морально изношено.

2. Отметить важность, своевременность и крайнюю необходимость строительства современной, надёжной, экономичной и экологически чистой станции — Якутской ГРЭС-2. Строительство Якутской ГРЭС-2 позволит обеспечить надёжное электроснабжение Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия) и перевести на централизованное теплоснабжение Сайсаркий и Автодорожный округа г. Якутска, закрыв не менее 80 низкоэффективных и неэкологичных котельных.

3. Отметить, что на уровне городской застройки г. Якутска отсутствует подходящая для строительства Якутской ГРЭС-2 свободная площадка площадью не менее в 12,8 га ввиду наличия заливных водоёмов и городской застройки. Также на уровне городской застройки отсутствует площадка, соответствующая требованиям к санитарно-защитной зоне в 300 м от планируемой Якутской ГРЭС-2. Принять к сведению, что **протоколом** совещания у Президента Республики Саха (Якутия) от 28.07.10 № Пр-22-А1 из всех рассмотренных альтернативных площадок утверждена площадка у Вилюйского тракта.

4. Считать технически обоснованными принятые в проекте ОАО «Институт «Теплоэлектропроект» согласно действующей нормативной документации основные технологические решения.

5. Рекомендовать Минрегионразвития России, Минэнерго России, Госстрою России и Росстандарту разработать и утвердить индивидуальные расценки на строительно-монтажные работы для объектов энергетики (в настоящее время расценки являются общими для промышленности и энергетики).

*Заместитель председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЭЭС», доктор техн. наук., проф.
В. В. Молодую*

*Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЭЭС», канд. техн. наук
Я. Ш. Исамухамедов*

6. Рекомендовать Минэнерго России и Росстандарту инициировать изменения в следующие нормативные документы, используемые при проектировании Якутской ГРЭС-2:

Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций (ВНТП-81);

Руководство по сооружению бетонных фундаментов под турбоагрегаты и по выполнению подливок опорных плит и рам турбин и генераторов, Минэнерго СССР, 1979 г.;

Нормативы численности промышленно-производственного персонала электростанций с газотурбинными установками мощностью 12–150 МВт, ОАО «ЦОТ Энерго».

7. Рекомендовать Минэнерго России и Минэкономразвития России совместно с Правительством Республики Саха (Якутия) инициировать работу по расчётам прогнозного тарифа на электрическую и тепловую энергию в г. Якутске.

8. Рекомендовать Правительству Республики Саха (Якутия) в рамках разработки схемы теплоснабжения г. Якутска рассмотреть варианты тепло- и электроснабжения города от нескольких когенерационных источников.

9. Рекомендовать ОАО «Институт «Теплоэлектропроект» в ходе рабочего проектирования строительства Якутской ГРЭС-2 продолжить работу по оптимизации проектно-сметных решений, в том числе по предложениям ЗАО «СВЕКО Союз Инжиниринг», а также за счёт исключения использования дизельного топлива в качестве аварийного.

10. Рекомендовать ОАО «РАО ЕЭС Востока» для оптимизации стоимости строительства:

- провести государственную экспертизу достоверности сметной стоимости строительства;
- при проведении конкурентных закупок оборудования и услуг генерального подрядчика принять меры по снижению стоимости строительства.

11. Рекомендовать ОАО «РАО ЕЭС Востока» разработать оптимальный график работы Якутской ГРЭС-2, обеспечивающий максимальную технико-экономическую эффективность станции.

*Учёный секретарь Научного совета РАН
по проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики, заведующий
отделением ОАО «Энергетический институт
им. Г. М. Кржижановского», доктор
техн. наук, проф.*

В. А. Баринов

Проект строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф.

А. Ф. Дьяков

«8» ноября 2013 г.

ПРОТОКОЛ № 8/13

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

07 ноября 2013 г.

г. Москва

Со вступительным словом выступил председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

В своём вступительном слове А. Ф. Дьяков сказал следующее.

Сегодня мы обсуждаем проект строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ (БТЭЦ). Тема эта — очень актуальная. Стоимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ по проекту, представленному ЗАО «КОТЭС», — весьма высокая. При этом необходимо учитывать то, что 2-я очередь Благовещенской ТЭЦ сооружается на существующей площадке Благовещенской ТЭЦ, где уже есть инфраструктура, которая будет использоваться и 2-й очередью Благовещенской ТЭЦ. Фактически рассматриваемый проект — это расширение Благовещенской ТЭЦ. На нашем заседании мы должны разобраться с причинами такого удорожания.

Паровые энергетические котлы БКЗ, применяемые в проекте 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ, хорошо себя зарекомендовали в процессе многих лет эксплуатации, однако эти котлы уже с большим стажем. Необходимо ответить на вопрос, насколько модернизированы эти котлы.

Особо прошу обратить внимание докладчиков на следующее: используемая система сжигания топлива и золошлакоудаления; применяемый коэффициент монтажных работ; удельные расходы топлива и расход на собственные нужды; система экологической защиты; сметная стоимость; выполнение в проекте рекомендаций Главгосэкспертизы.

По результатам нашего обсуждения целесообразно решить, можно ли проектирование

и строительство Благовещенской ТЭЦ перевести в категорию типового проекта. Доступность энергии, надёжность её поставки и учёт экологических требований — вот та трилемма — единство трех основных принципов, которые должны соблюдаться при проектировании и эксплуатации любой электростанции.

Многие спорные решения были заложены в Техническом задании (ТЗ) на разработку проектной и рабочей документации 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Я и раньше выступал с предложением рассматривать на наших заседаниях прежде ТЗ на проектирование электростанций, а уже потом — сами проекты. В этом случае удастся избежать неправильных решений.

Прошу докладчиков в своих выступлениях ответить на поставленные вопросы, а нашему совместному заседанию — выработать взвешенное решение по проекту строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

С докладом «Результаты разработки проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ» выступил **Д. Ф. Серант** — генеральный директор ЗАО «КОТЭС». Ниже изложены основные положения его доклада.

1. Обоснование строительства

Цель строительства — сооружение энергоисточника для компенсации выбывающих электрических мощностей в Амурском регионе, ликвидация части нарастающего дефицита тепла и повышение надёжности электроснабжения г. Благовещенска.

Необходимость строительства нового источника энергообеспечения г. Благовещенска обусловлена следующими факторами:

- нарастающим дефицитом тепла для покрытия тепловых нагрузок в г. Благовещенске;

- необходимостью повышения надёжности энергообеспечения г. Благовещенска;
- демонтажем устаревшего электрогенерирующего оборудования на Райчихинской ГРЭС, намеченным на 2014 г.;
- отработкой паркового ресурса турбинного оборудования и проведением ремонтно-восстановительных работ по гидроагрегатам и реконструкции электротехнического оборудования на Зейской ГЭС;
- перспективой увеличения экспорта электрических мощностей в Китай;
- необходимостью внедрения современного, надёжного, экономичного энергетического оборудования.

Основание для реализации проекта, основные документы:

- Техническое задание на разработку документации для инвестиционного проекта «Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ» электрической мощностью 110 МВт, тепловой мощностью 175 Гкал/ч в г. Благовещенске к договору № 30 – 11К/ПИР от 26.04.11;
- протокол заседания Совета директоров РАО «Энергетические системы Востока» от 12.03.10 «Об утверждении инвестиционной программы холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на 2010 г. и о приоритетных инвестиционных проектах ОАО «РАО «Энергетические системы Востока»;
- протокол совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Сечина от 15.09.11 № ИС-П9 – 21пр.;
- протокол совещания у Председателя Правительства РФ В. В. Путина от 19.03.11 № ВП-П9 – 16пр, пункт 4;
- Комплексная программа развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа на период до 2025 г., утверждённая приказом Минэнерго России от 16.05.12 № 257.

2. Характеристика объекта и площадки строительства

Установленная мощность Благовещенской ТЭЦ (согласно заданию на проектирование) составляет 280/315 МВт, тепловая — 817 Гкал/ч.

На Благовещенской ТЭЦ установлены три турбоагрегата:

- ПТ-60-130/13-1,2 ст. № 1;
- Т-110/120-130-4 ст. № 2;
- Т-110/120-130-4 ст. № 3;

четыре энергетических котлоагрегата БКЗ-420-140-7 ст. № 1–4 и два водогрейных котла КВГМ-100-150.

В качестве основного и резервного топлива на БТЭЦ предусмотрен бурый уголь.

Реализация проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ в составе одной турбины Т-110/120-130 и двух котлов БКЗ началась в 1988 г., но не была завершена. В эксплуатацию были введены следующие объекты строительства 2-й очереди БТЭЦ:

- котлоагрегат БКЗ-420-140 ст. № 4;
- питательный насос № 5 типа ПЭ-580-185;
- дымовая труба с газоходами;
- градирня № 3 и водовод добавочной воды;
- эстакада технологических трубопроводов (строительная часть без монтажа трубопроводов).

Выполнено расширение главного корпуса для установки котлоагрегата ст. № 5 и турбоагрегата ст. № 4, частично выполнены работы по внутривоздушным сетям, очистным сооружениям, ОРУ 110 кВ и другим объектам производственного назначения.

Недостатки площадки Благовещенской ТЭЦ:

- необходима значительная реконструкция ряда действующих вспомогательных зданий и сооружений в связи с вводом дополнительной мощности (береговая насосная с камерой переключения, багерные насосные 1-го и 2-го подъёмов, циркуляционная насосная станция, топливоподача, камера переключений на золоотвале и пр.);
- отсутствует установленная нормативная санитарно-защитная зона (500 м), жилые дома примыкают к промплощадке на расстоянии около 170 м со стороны улицы Нагорная (необходимо установление расчетной санитарно-защитной зоны);
- отсутствует объект гражданской обороны — защитное сооружение (необходимо проектирование и строительство защитного сооружения).

Топливо

Основным топливом на Благовещенской ТЭЦ для 2-й очереди является бурый уголь Ерковецкого разреза (Райчихинское месторождение), растопочным топливом — топочный мазут М-100. Доставка топлива на ТЭЦ осуществляется железнодорожным транспортом.

В дальнейшем также планируется использование углей Ерковецкого разреза.

Расчётный часовой расход угля для котла БКЗ-420-140 при номинальной производительности составляет 91,7 т/ч; суточный расход топлива 2200,8 т/сут.; годовой расход топлива на один котел — $5,9605 \cdot 10^5$ т; годовой расход топлива на пять котлов — $2,98025 \cdot 10^6$ т (при числе часов использования установленной мощности 6500 ч/год).

Очистка дымовых газов и золошлакоудаление

Согласно ГОСТ Р 50831 — 95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование» к котельным установкам предъявляются следующие экологические требования по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу (табл. 1).

Таблица 1. Требования по составу загрязняющих веществ в уходящих газах (для котлов паропроизводительностью 420 т/ч и более) при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,4$

Загрязняющее вещество	Массовая концентрация в дымовых газах, мг/м ³ (при нормальных условиях)
Зола	до 150
Оксид серы	700
Оксиды азота	300

Согласно письму ОАО «Сибэнергомаш» № 02 — 1.4390/125ф от 09.02.12 для котла Е 420-13,8-560БТ содержание загрязняющих веществ в дымовых газах следующее:

- концентрация оксидов азота в дымовых газах составляет не более 300 мг/м³ при $\alpha = 1,4$;
- концентрация оксидов серы в дымовых газах определенная расчетным методом определено на уровне 630 мг/м³ при $\alpha = 1,4$;
- концентрация твердых частиц в уходящих дымовых газах за котлом составляет 18,4 г/м³ при $\alpha = 1,28$.

Для очистки дымовых газов от частиц золы предусматривается установка электрофильтров.

Золошлакоудаление

Существующая система гидрошлакозолоудаления — обратная с возвратом осветленной воды в главный корпус и подачей её на охлаждение шлака, на золосмывные аппараты, золовые и шлаковые сопла. Техническая вода на смыв и транспорт шлака и золы подаётся из коллектора осветлённой воды. В постоянном торце главного корпуса установлена группа насосов осветлённой воды.

Внутростанционное гидрозолошлакоудаление от всех существующих котлов осуществляется совместно по самотечным каналам с побудительными соплами в приёмную ёмкость багерной насосной станции № 1.

Схема удаления шлака и золы в пределах главного корпуса — гидравлическая, с устройством нового золошлакового канала от котла ст. № 5. Удаление золы из-под электрофильтров осуществляется гидравлическим способом. Сухая зола от четырех бункеров электрофильтра, по золопускным трубам поступает в золосмывные аппараты, расположенные над отм. 0,00, где перемешивается

с водой. Образовавшаяся золоводяная пульпа поступает в канал в пульпопроводах системы ГЗУ.

Схема гидрошлакозолоудаления, пневмозолоудаления

Существующая система гидрошлакозолоудаления — обратная с возвратом осветлённой воды в главный корпус и подачей её на охлаждение шлака, на золосмывные аппараты, золовые и шлаковые сопла. Техническая вода на смыв и транспорт шлака и золы подаётся из коллектора осветлённой воды. В постоянном торце главного корпуса установлена группа насосов осветлённой воды.

Внутростанционное гидрошлакозолоудаление от всех существующих котлов осуществляется совместно по самотечным каналам с побудительными соплами в приёмную ёмкость багерной насосной станции № 1.

Схема удаления шлака в пределах главного корпуса — гидравлическая, с устройством нового золошлакового канала от котла ст. № 5, схема удаления золы — пневмогидравлическая. Удаление золы из под электрофильтров типа ЭГБМ 2-64-12-6-4 фирмы ООО «ФингоСервис» осуществляется пневмогидравлическим способом. Сухая зола от четырех бункеров 1-го поля электрофильтра по золопускным трубам поступает в золосмывные аппараты, расположенные на отм. 13,80, где перемешивается с водой. Образовавшаяся золоводяная пульпа по пульпопроводу поступает в канал системы ГЗУ. Сухая зола от бункеров 2,3,4 полей электрофильтра с помощью сжатого воздуха по аэрожелобам поступает в промбункер сбора сухой золы, откуда направляется на золосмывные аппараты, смешивается с водой и сбрасывается в систему ГЗУ или направляется по золопроводам на отгрузку сухой золы автотранспортом.

Золошлаковые каналы для транспортировки золошлаковой пульпы, выполняются в виде углублений в полу на отм. 0,00. Профиль канала обкладывается камнелитыми желобами и плиткой (базальтовая облицовка) для предотвращения эрозивного износа. Уклон каналов должен обеспечивать самотечное движение золошлаковой пульпы и принимается не менее 0,01. Для транспорта золошлаковой пульпы предусмотрены побудительные сопла с подачей на них смывной воды. Побудительные сопла устанавливаются в торцах канала и перед местным сопротивлением потоку пульпы: в местах сброса воды, золы и шлака у шлаковых ванн, у смывных аппаратов, на поворотах, в узлах соединения каналов и т.п.

Принципиальная схема пылегазовоздухопроводов (ПГВП)

Схема ПГВП отражает технологические взаимосвязи оборудования и определяет необходимый

объём запорно-регулирующих органов и состав оборудования котельной установки.

Система пылеприготовления выполнена по схеме прямого вдувания угольной пыли в топку. Сушка топлива осуществляется смесью топочных газов, забираемых из верхней части топки, и дымовых газов, забираемых после дымососов. Размол угля выполняется в четырех молотковых мельницах типа ММТ 1500/2510/750 с инерционным сепаратором.

Котел оснащен следующим тягодутьевым оборудованием, шт.:

дымосос ДН-26х2 – 0,62	—	2;
дутьевой вентилятор ДН-26ГМ	—	2;
дымосос рециркуляции ДН-15	—	2;
мельничный вентилятор ВВСМ-3 – 1	—	4.

Для подогрева воздуха устанавливаются паровые калориферы СО-110 (12 шт.). Пар на калориферы котла подаётся от стационарного коллектора пара 6 кгс/см².

Для эффективной очистки газов устанавливается электрофильтр типа ЭГБМ 2-64-12-6-4 фирмы ООО «ФингоСервис» со степенью очистки газов 98,6%.

Система очистки дымовых газов

Концентрация оксидов азота в дымовых газах не более 300 мг/м³ при $\alpha = 1,4$.

Содержание окислов серы в дымовых газах

Концентрация оксидов серы в дымовых газах определенная расчетным методом определено на уровне 679 мг/м³ при $\alpha = 1,4$.

Концентрация твердых частиц в дымовых газах составляет 139 мг/м³ при $\alpha = 1,4$.

Мероприятия по снижению удельных выбросов загрязняющих веществ

Подавление оксидов азота выполняется с помощью применения технологических методов сжигания угля и предусматривается конструкцией котла Е-420-13,8-560БТ.

Улавливание твердых частиц. Для очистки дымовых газов от частиц золы предусматривается установка электрофильтров типа ЭГБМ 2-64-12-6-4 производства фирмы ООО «ФингоСервис» со степенью очистки 98,6%.

Установка электрофильтра типа ЭГБМ 2-64-12-6-4. В проектной документации строительства 2-й очереди БТЭЦ для котельной установки ст. № 5 в схеме пылегазовоздухопроводов предусматривается установка электрофильтра типа ЭГБМ 2-64-12-6-4 со степенью очистки 98,6% производства фирмы ООО «ФингоСервис». (Габаритный чертеж электрофильтра № 23095-3 ГЧ, ООО «НТЦ ФИНГО Инжиниринг»).

Помещение электрофильтра расположено в двух ячейках по 12 м по фронту, глубиной 38 м, над

отм. + 13,80 (ряды Д-Ж). Электрофильтр — двухсекционный, четырехпольный типа ЭГБМ 2-64-12-6-4 установлен над отм. + 27,80 открытым способом.

В электрофильтре типа ЭГБМ применены современные технические решения, прошедшие эксплуатационную проверку:

- расстояние между одноимёнными электродами — 350 мм, что позволило значительно снизить массу и стоимость оборудования электрофильтра без снижения эффективности очистки газов;
- надёжные агрегаты питания полей электрофильтра на 100 кВ (амплитудное значение) с микропроцессорной системой управления;
- элементы осадительных электродов нового профиля ЭФ-640, изготовленные на современном профилировочном стане. Конфигурация профиля элемента осадительного электрода обеспечивает повышенную жёсткость и оптимальный уровень напряжённости электрического поля в межэлектродном пространстве;
- приводы встряхивания осадительных и коронирующих электродов с применением импортных мотор-редукторов, не требующие технического обслуживания в течение всего срока эксплуатации;
- импортные опорно-проходные фарфоровые изоляторы на более высокий уровень рабочего напряжения;
- полимерные изоляторы тяги механизмов встряхивания коронирующих электродов, полностью исключившие случаи выхода их из строя;
- микропроцессорная система управления оборудованием электрофильтра (электроприводы механизмов встряхивания, обогрев изоляторов, уровень пыли в бункерах, пылевыгрузка, пылемер и прочее) в комплекте с панелью дистанционного управления.

Таким образом, конструктивное исполнение предлагаемого оборудования выполнено на высоком научно-техническом уровне, что обеспечивает гарантии долговечной и эффективной работы.

Система управления электрофильтром построена на базе промышленного контроллера фирмы Siemens серии Simatic S7 — 300.

3. Основные проектные решения

При реализации проекта расширения 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ планируется увеличение установленной электрической мощности станции до 400/410 МВт и установленной тепловой мощности до 1005 Гкал/ч.

Схема выдачи мощности определила оптимальный вариант выдачи мощности турбоагрегатом

ст. № 4 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ в сети 110 кВ с учётом всей располагаемой мощности электростанции в нормальной схеме и при отключении (аварийном или ремонтном) одного элемента схемы выдачи мощности электростанции и прилегающей электрической сети.

Для завершения строительства 2-й очереди необходимо выполнить строительные-монтажные работы в соответствии с титульным списком зданий и сооружений по объекту «Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ» (табл. 2).

Таблица 2. Титульный список зданий и сооружений по объекту «Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ»

№ п/п	Наименование зданий и сооружений	Вид строительства
I	Глава 1. Подготовка территории строительства	
II	Глава 2. Основные объекты строительства	
1	Главный корпус	Реконструкция
2	Газоходы	Новое строительство
3	Открытая установка трансформаторов с путями перекачки	Завершение строительства
4	ОРУ 110 кВ	Расширение
5	Здание релейных панелей	Реконструкция
6	Кабельное хозяйство, кабельная эстакада	Новое строительство
7	Эстакада технологических трубопроводов	Новое строительство
<i>Топливоподача</i>		
8	Узел пересыпки № 2	Реконструкция
9	Галерея конвейера № 6	Реконструкция
10	Узел пересыпки № 8	Реконструкция
11	Галерея конвейеров № 6, 8	Реконструкция
12	Узел пересыпки № 6	Реконструкция
13	Галерея конвейера № 7	Реконструкция
14	Узел пересыпки № 7	Реконструкция
15	Узел пересыпки № 9	Реконструкция
16	Галерея конвейера № 9/1	Завершение строительства
17	Узел натяжной станции конвейера № 9/1	Завершение строительства
18	Аварийный выход с топливоподачи (из узла натяжной станции конвейеров 9/1)	Завершение строительства
19	Блок-контейнерная компрессорная станция	Новое строительство
<i>Техническое водоснабжение</i>		
20	Циркуляционная насосная станция	Реконструкция
21	Градирня № 4 с узлом подключения	Новое строительство
22	Циркводоводы	Расширение
23	Береговая насосная станция	Реконструкция
<i>Внешнее гидрозолоудаление</i>		
24	Золошлакопроводы (с камерой переключений на золошлакопроводах)	Новое строительство
25	Багерная насосная станция 1-го подъема	Реконструкция
26	Багерная насосная станция 2-го подъема	Реконструкция
27	Багерная насосная. Блочно-модульное здание частотных преобразователей	Новое строительство
III	Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения	
28	Объект ГО	Реконструкция.
IV	Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи	
29	Железнодорожные пути	Расширение и реконструкция

№ п/п	Наименование зданий и сооружений	Вид строительства
30	Внутриплощадочные автодороги	Расширение и реконструкция
31	Внешняя связь, сигнализация и видеонаблюдение	Расширение
V	Глава 6. Сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения	
32	Бак аварийного слива турбинного масла	Новое строительство
33	Бак аварийного слива трансформаторного масла	Новое строительство
34	Бак аварийного слива трансформаторного масла из под электрофильтров	Новое строительство
35	Канализация	Реконструкция
36	Хозяйственно-противопожарный водопровод	Реконструкция
37	Аварийные маслостоки	Расширение
38	Теплоснабжение	Реконструкция
VI	Глава 7. Благоустройство территории	
39	Вертикальная планировка и благоустройство	Расширение
40	Молниезащита и заземление	Расширение
41	Наружное и охранное освещение	Расширение
42	Ограждение территории. КПП	Новое строительство. Расширение
VII	Глава 8. Временные здания и сооружения	
43	Временные здания и сооружения строительной базы, включая укрупнительные сборочные площадки, закрытые и открытые склады	Расширение, реконструкция и новое строительство

В составе проекта были выполнены:

- инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания;
- обследования зданий и сооружений незавершенного строительства и реконструируемых в рамках строительства 2-й очереди;
- обследование электромагнитной обстановки на площадке БТЭЦ;
- внестадийная работа «Схема выдачи электрической мощности Благовещенской ТЭЦ».

Основные технологические решения

В качестве основного оборудования при строительстве 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ принято оборудование, согласованное с Заказчиком:

- котел паровой типа *E-420-13,8-560BT* (БКЗ-420-140) — однобарабанный, паропроизводительностью 420 т/ч, с параметрами пара за котлом: давление 140 кгс/см², температура 560 °С, температура питательной воды 230 °С;
- турбина паровая типа *T-120/130-12,8-8МО*, теплофикационная с одновенечной регулирующей ступенью, одновальная, трехцилиндровая. Номинальный расход пара на турбину 520 т/ч (при номинальных начальных параметрах пара). Номинальная мощность турбины составляет 120 МВт, максимальная — 130 МВт. Максимальный отпуск тепла от турбины ст. № 4 в горячей воде 188 Гкал/ч, в паре из нерегулируемого отбора — 70 т/ч. Пар перед поступлением на пиковые бойлеры или на

производство дросселируется в редукционно-охлаждающей установке.

Турбина сопрягается и устанавливается на одном фундаменте с генератором ТФ-125-2УЗ с воздушным охлаждением;

- генератор типа *ТФ-125-2УЗ* с воздушным охлаждением и статической тиристорной самовозбуждения (СТС). Активная мощность турбогенератора 125 МВт, номинальное системное напряжение 10,5 кВ, частота вращения 3000 мин⁻¹.

Данный выбор основного оборудования отвечает следующим условиям:

- 1) оборудование устанавливается в существующие ячейки котла и турбоагрегата, подключается к существующим коллекторам острого пара и питательной воды;
- 2) выполнена унификация основного оборудования проектируемой части с существующим оборудованием для эксплуатации ТЭЦ с поперечными связями;
- 3) выбранное оборудование имеет необходимые технические характеристики, отвечающие требованиям Технического задания на разработку проектной документации для инвестиционного проекта «Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ».

Устанавливаемый турбоагрегат участвует в покрытии базовых теплофикационных нагрузок ТЭЦ.

Отпуск тепла с горячей водой и паром имеет сезонную характеристику и достигает своего максимума в зимний период. Система теплоснабжения города — закрытая. Температурный график теплосети 150°C/70°C. Продолжительность отопительного периода 5232 ч.

Схема циркуляционной воды и охлаждения механизмов собственных нужд устанавливаемого оборудования в главном корпусе — обратная с испарительными градирнями, подпитка из реки Зeya.

Существующая система гидрозолоудаления — обратная с возвратом осветлённой воды в главный корпус. Внутростанционное гидрозолошлакоудаление от всех существующих котлов осуществляется совместно по самотёчным каналам с побудительными соплами в приемную ёмкость багерной насосной № 1. Схема удаления шлака и золы в пределах главного корпуса — гидравлическая, с устройством нового золошлакового канала от котла ст. № 5.

Для подачи технической воды выполняется реконструкция береговой насосной станции.

Выход дымовых газов на вновь устанавливаемом котле ст. № 5 выполняется через существующую дымовую трубу с устройством новых газоходов.

При расширении БТЭЦ котлоагрегатом ст. № 5 существующий конвейерный тракт выдачи топлива со склада не обеспечивает суммарную требуемую производительность и подлежит реконструкции. Проектируемый тракт топливоподачи оборудуется системой гидросмыва, противопожарным водопроводом, автоматической системой водяного пожаротушения, системами пылеподавления и аспирации. Вместимость угольного склада при расширении не увеличивается и составляет 680 тыс. м³.

Источником воды для систем хозяйственно-противопожарного водопровода является городской водопровод.

Для выдачи мощности турбоагрегата ст. № 4 проектом предусматривается расширение существующего ОРУ 110 кВ до ячейки № 14 (ячейки № 13, 14). Связь блочного трансформатора с ОРУ осуществляется гибкой связью.

Основные строительные решения

Промплощадка, предназначенная под строительство проектируемой 2-й очереди, представляет собой комплекс зданий и сооружений, разработанных в соответствии с компоновкой основного технологического оборудования с простым решением фасадов без сложных форм с использованием качественных и эффективных материалов.

Компоновочные решения существующей части Благовещенской ТЭЦ ранее были выполнены на основании типового проекта ТЭЦ заводского изготовления на твердом топливе — ЗИТТ.

Ряд зданий и сооружений построены и введены в эксплуатацию. Настоящим проектом рассматриваются в том числе здания и сооружения незавершённые и неохваченные строительством.

В данном проекте архитектурно-планировочные решения зданий выполнены в соответствии с компоновкой технологического оборудования и обеспечивают безопасные и благоприятные условия работы персонала, удобства эксплуатации, строительства, монтажа и механизации ремонтных работ.

В решении архитектуры и конструкций зданий и сооружений учтены современные тенденции в проектировании промышленных предприятий.

Эвакуационные пути, выходы из зданий и помещений предусматриваются в соответствии с требованиями действующих строительных норм и правил с учётом категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, площадей, отметок расположения и числа работающих.

В части архитектурно-строительных решений проектной документацией предусматривается реконструкция элементов здания главного корпуса.

Главный корпус представляет собой каркасное здание со сложным семипролётным поперечником шириной 129 м со значительными перепадами высот между отделениями. Компоновка главного корпуса — правая, шаг колонн — 12 м. Относительная отметка ± 0.000 соответствует абсолютной отметке 139.80 в Балтийской системе высот.

Вторая очередь главного корпуса в осях 13/1 — 20 запроектирована для котлов № 4, 5 и турбоагрегата № 4 и повторяет поперечные габариты 1-й очереди. Бункерно-деаэрационное отделение (БДО), котельное отделение, отделение дымососов и газоочистки имеют забег на один шаг (оси 19 — 20) по отношению к машинному отделению.

В поперечном направлении главный корпус скомпонован из следующих отделений: машинное, деаэрационное, бункерное, котельное и помещение золоулавливателей (электрофильтрная).

4. Техничко-экономические показатели

В табл. 3 приведены технико-экономические показатели Благовещенской ТЭЦ с учётом реализации строительства 2-й очереди. Стоимость строительства указана в соответствии со сводным сметным расчётом, направленным в ФАУ «Главгосэкспертиза России» для прохождения экспертизы сметной документации. Техничко-экономические показатели будут уточнены по результатам корректировки сметной документации в соответствии с замечаниями ФАУ «Главгосэкспертиза России».

Таблица 3. Основные технико-экономические показатели Благовещенской ТЭЦ с учётом реализации проекта (на момент прохождения государственной экспертизы)

Показатель	1-я очередь	2-я очередь	В целом по БТЭЦ
Установленная электрическая мощность, МВт	280	120	400
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	817	188	1005
Число часов использования установленной электрической мощности, ч/год	3586	3867	3670
Число часов использования установленной тепловой мощности, ч/год	2600	3884	2840
Общая стоимость строительства в ценах на III квартал 2013 г. (с НДС), млн руб.	—	8654	—
В том числе:			
строительных работ		1901	
монтажных работ		1167	
оборудования		4375	
прочих		1211	
Продолжительность строительства, мес.		21	
Чистая приведённая стоимость (NPV), млн руб.		574,87	
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %		12,8	
Срок окупаемости, лет		12,05	
Дисконтированный срок окупаемости, лет		25	
Себестоимость тепла, руб./Гкал	529	681	568
Удельные капитальные затраты с НДС (в расчёте только по электрической мощности), дол. США/кВт		2216	

5. Резюме

Выполненные расчёты эффективности инвестиций проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ подтверждают экономическую целесообразность реализации данного проекта. Проект обеспечивает приемлемую норму доходности собственного капитала в размере 12%.

Проект повышает эффективность производства энергии на Благовещенской ТЭЦ, что способствует получению дополнительной прибыли, увеличению рентабельности компании и укреплению её позиций на энергетическом рынке.

Стоимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ по состоянию на III квартал 2013 г., переданная в ФАУ «Главгосэкспертиза России»

По результатам прохождения госэкспертизы проектной документации была откорректирована сметная документация и на сегодняшний день передана в ФАУ «Главгосэкспертиза России».

В результате выполненных расчетов полная сметная стоимость строительства по сводному сметному расчёту в ценах по состоянию на III квартал 2013 года с учётом средств на покрытие затрат по уплате НДС в размере 18% составляет **8653805,633** тыс. руб., в том числе:

- строительно-монтажных работ — 3067760,427;
- оборудования — 4374775,108;
- прочих работ и затрат — 1211270,098.

С заключением по результатам технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ» выступил **А. В. Камочкин** — руководитель проекта, консультант по технологии ООО «Эрнст энд Янг — оценка и консультационные услуги» (EY).

Ниже изложены основные положения его доклада.

1. Цели и задачи проведения технологического и ценового аудита

- Аудит технологических решений согласно проектной документации по строительству 2-й очереди БТЭЦ.
- Аудит сметной документации проекта 2-й очереди БТЭЦ.
- Анализ спроса на тепловую и электрическую энергию и мощность.
- Разработка предложений по оптимизации проекта.
- Разработка альтернативных вариантов реализации проекта.
- Выводы и рекомендации.

2. Анализ спроса на электрическую мощность

Для покрытия дефицита и обеспечения требуемого резерва электрической мощности необходимо ввести не менее 110 МВт.

3. Сравнение исходного проекта 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ с аналогами и альтернативными источниками энергии

Перечень удельных показателей стоимости строительства объектов-аналогов и альтернативных источников энергии, дол. США/кВт:

- БТЭЦ 2-я очередь — 2631;
- российские аналоги на угле — 2633;
- международные аналоги на угле — 2500;
- российские аналоги на природном газе — 2394;
- международные аналоги на природном газе — 2000;
- российские аналоги атомная генерация — 3800;
- Источники на солнечной энергии — 7500.

Выводы:

- стоимость исходного проекта 2-й очереди БТЭЦ соответствует российским и международным аналогам;
- выбранный вариант топлива на местном Ерковецком буром угле является оптимальным.

4. Сводная информация по экспертному заключению по результатам технологического и ценового аудита

Вариант 0 (рекомендован ЕУ с учётом мероприятий по оптимизации согласно Варианту 0а). Исходный проект 2-й очередь БТЭЦ.

Состав основного оборудования и основные показатели:

- один пылеугольный котел БКЗ-420-140;
- одна теплофикационная турбина Т-120/130-12,8-8;
- электрическая мощность — 120 МВт;
- тепловая мощность — 188 Гкал/ч;
- стоимость реализации проекта — 9,5 млрд руб. с НДС;
- удовлетворение спроса:
 - на электрическую мощность — 109%;
 - на тепловую мощность — 33%;
- удельная стоимость (с НДС) — 2631 дол./кВт;
- срок строительства — 4 года;
- простой срок окупаемости — 12 лет;
- дисконтированный срок окупаемости — 25 лет;
- чистая приведённая стоимость (NPV) — 0,5 млрд руб.;
- внутренняя норма рентабельности (IRR) — 12,8%.

Выводы:

- частичное удовлетворение спроса на тепловую мощность;
- приемлемые инвестиционные показатели;
- необходимость ввода дополнительной тепловой мощности в среднесрочной перспективе через 5–7 лет.

Риски:

- отсутствие возможности развития инфраструктуры г. Благовещенска из-за нехватки тепловой мощности;
- неполучение БТЭЦ прибыли за отпуск дополнительного тепла.

Рекомендации

Проект рекомендован в качестве 1-го этапа по частичному удовлетворению спроса на тепловую мощность с учётом мероприятий по оптимизации проекта согласно Варианту 0а.

Вариант 0а рекомендован ЕУ в качестве 1-го этапа варианта 1. Оптимизация сметной стоимости, технических и организационных решений исходного проекта 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

Основные показатели:

- стоимость реализации проекта в прогнозных ценах — 9,05 млрд руб. с НДС;
- удельная стоимость (с НДС) — 2513 дол./кВт;
- срок строительства — 4 года;
- простой срок окупаемости — 12 лет;
- дисконтированный срок окупаемости — 24 года;
- чистая приведённая стоимость (NPV) — 0,5 млрд руб.;
- внутренняя норма рентабельности (IRR) — 13,4%.

Выводы:

- уменьшение стоимости проекта на 5%, или 450 млн руб. с НДС;
- частичное удовлетворение спроса на тепловую мощность;
- улучшенные инвестиционные показатели.

Риски:

- отсутствие возможности развития инфраструктуры г. Благовещенска из-за нехватки тепловой мощности;
- неполучение БТЭЦ прибыли за отпуск дополнительно тепла.

Рекомендации:

- проект рекомендован в качестве 1-го этапа по частичному удовлетворению спроса на тепловую мощность;
- применение полномасштабной автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), оптимизирующей работу оборудования;
- применение частотно-регулируемых приводов (ЧРП) для насосных агрегатов;
- уменьшение производительности башенной градирни.

Предложения по оптимизации исходного проекта 2-й очереди БТЭЦ:

- сметная документация по проекту 2-й очереди БТЭЦ выполнена в соответствии с объёмами

согласно проектной документации за исключением несоответствия немногочисленных позиций, оцениваемых ЕУ в 0,1 % стоимости реализации проекта или около 10 млн руб. с НДС;

- оптимизационные решения, позволяющие сократить стоимость проекта (уменьшение производительности градирни, применение ЧРП для насосов, ужесточение требований к АСУ ТП и т.д.) приведут к сокращению бюджета проекта на 42,5 млн руб., или на 0,5 % стоимости проекта;
- основные предложения по оптимизации и повышению эффективности Инвестиционного проекта находятся в плоскости организационных вопросов. За счёт применения организационных мероприятий возможный экономический эффект по оценке ЕУ составляет от 5 до 10 % (от 400 до 900 млн руб. с НДС).

Вариант 1 (рекомендован ЕУ в качестве основного варианта). 2-я очередь Благовещенской ТЭЦ и дополнительные котлы для теплофикации

Состав основного оборудования и основные показатели:

- два паровых пылеугольных котла с ЦКС для теплофикации;
- один пылеугольный котел БКЗ-420-140;
- одна теплофикационная турбина Т-120/130-12,8-8;
- электрическая мощность — 120 МВт;
- тепловая мощность — 188 + 384 = 572 Гкал/ч;
- стоимость реализации проекта в прогнозных ценах (с НДС) — 13,6 млрд руб.;
- удовлетворение спроса: на электрическую мощность — 109%; на тепловую мощность — 100%;
- удельная стоимость (с НДС) — 3777 дол./кВт;
- срок строительства — 4 + 2 года;
- простой срок окупаемости — 12 лет;
- дисконтированный срок окупаемости — не достигается;
- чистая приведённая стоимость (NPV) — 1,6 млрд руб.;
- внутренняя норма рентабельности (IRR) — 7,7%

Выводы:

- полное удовлетворение спроса на тепловую мощность;
- негативные инвестиционные показатели (отсутствие окупаемости).

Риски:

- увеличение стоимости проекта на 43 %, или на 4,1 млрд руб. с НДС;
- увеличение сроков реализации проекта на 2 года.

Рекомендации:

- проект рекомендован к реализации с разбивкой на два инвестиционных проекта: 1-й этап — строительство 2-й очереди БТЭЦ, 2-й этап — строительство дополнительных котлов для теплофикации;
- проработать мероприятия по увеличению тарифов на тепло для улучшения инвестиционных показателей проекта.

5. Рекомендации по результатам аудита

ЕУ рекомендует для покрытия спроса по тепловой и электрической мощности реализацию варианта 1 с разбивкой на два инвестиционных проекта:

- 1-й инвестиционный проект — строительство 2-й очереди БТЭЦ с установкой котла типа БКЗ-420-140 и турбины типа Т-120/130-12,8-8МО электрической мощностью 120 МВт и тепловой мощностью 188 Гкал/ч и стоимостью с учётом оптимизационных мероприятий 9,05 млрд руб. с НДС (в прогнозных ценах на максимальный период строительства 4 года);
- 2-й инвестиционный проект — установка дополнительных паровых котлов мощностью 384 Гкал/ч для теплофикации г. Благовещенска (с учётом изменения тарифов на тепло) стоимостью 4,55 млрд руб. с НДС;
- общая стоимость двух инвестиционных проектов — 13,6 млрд руб. с НДС.

В обсуждении докладов приняли участие:

Академик РАН **О. Н. Фаворский**; академик РАН **Г. А. Филиппов**; чл.-корр. РАН **Г. Г. Ольховский** — президент ОАО «ВТИ»; доктор техн. наук **Б. И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий; доктор техн. наук **В. В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ МЭИ; канд. экон. наук **В. А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК; канд. экон. наук **В. И. Чемоданов** — заместитель генерального директора ОАО «Институт «Энергосетьпроект»; **Ю. В. Егошин** — начальник отдела контроля реализации инвестиционных программ Минэнерго России; **А. А. Рогов** — заместитель руководителя Представительства Амурской области; **Е. А. Евтушенко** — главный инженер проекта «2-я очередь строительства Благовещенской ТЭЦ»; **Р. И. Валиахметов** (Минэнерго России); **В. Н. Бородин** — заместитель генерального директора, главный инженер ОАО «РАО ЭС Востока»; **Ю. Л. Антименко** — заместитель директора Дирекции перспективных балансов ЗАО «АПБЭ».

В своём выступлении **В. А. Джангиров** указал на следующие недостатки Проекта. В Проекте не рассмотрено, как меняется схема теплоснабжения г. Благовещенска в связи с вводом 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ, не представлена схема выдачи мощности Благовещенской ТЭЦ, не рассмотрено обеспечение персоналом 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

В Проекте принят в качестве исходной ситуации демонтаж Райчихинской ГРЭС. Однако такой демонтаж представляется нецелесообразным, поскольку на площадке Райчихинской ГРЭС существует инфраструктура, которую можно использовать. Целесообразно не выводить мощности Райчихинской ГРЭС, а модернизировать их.

Ю. В. Егшин указал на то, что технологический и ценовой аудит проведён с низким качеством проработки. Аудит не удовлетворяет Техническому заданию и требует значительной корректировки. Минэнерго России детально проработало заключение Инжиниринговой компании и готово предоставить замечания для доработки заключения.

Г. Г. Ольховский в своём выступлении отметил, что такую станцию, как 2-я очередь Благовещенской ТЭЦ, можно было предлагать 30 лет тому назад. Оборудование, используемое в проектной документации, основано на технологических решениях 80-х годов прошлого века. Во Франции или Бельгии такой Проект не приняли бы. Оборудование ТЭЦ должно работать экономично круглый год, в том числе и в конденсационном режиме. Применённая в Проекте паровая турбина Уральского турбинного завода не обеспечивает высокие экономические показатели работы. В представленном Проекте нет технического прогресса. Целесообразно не снижать сметную стоимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ, а дать техническое задание Уральскому турбинному заводу и Барнаульскому котельному заводу на разработку экономичного оборудования.

Автоматизация Благовещенской ТЭЦ — недостаточна, штатный коэффициент — высокий. Необходимо было одновременно с разработкой проекта 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ предусмотреть также и реконструкцию существующей Благовещенской ТЭЦ.

А. А. Каплун предложил окончательную оценку стоимости строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ определить ФАУ «Главгосэкспертиза России». Независимый аудит «Эрнст энд Янг — новые технологии» показал необходимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Рекомендуемые им мероприятия будут рассмотрены. «Эрнст энд Янг — новые технологии»

выполнил полноценный независимый технический и ценовой аудит проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

А. А. Рогов отметил чрезвычайно высокую важность пуска 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ для г. Благовещенска. Без пуска 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ город не может развиваться. Благовещенская ТЭЦ — это и новые рабочие места. Необходимо поддержать Проект и начать строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

В. В. Кудрявый указал на то, что Проект выполнен без анализа графиков тепловой нагрузки. Не рассмотрен вариант покрытия дефицита тепла от электробойлерных. Такое решение даст возможность полностью загрузить ТЭЦ и улучшить экономические показатели основного оборудования.

Топливоподачу 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ необходимо было проектировать с АСУ ТП такой же, как на ТЭЦ-22. Для полной оценки Проекта необходимо провести его технологическую экспертизу.

В. Н. Бородин указал на то, что на 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ применено оборудование, аналогичное существующему на Благовещенской ТЭЦ, персонал которой имеет опыт эксплуатации соответствующего оборудования. Необходимо принять это техническое решение, а ОАО «РАО ЭС Востока» модернизирует Благовещенскую ТЭЦ за свой счёт.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Важность строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ позволит компенсировать выбывающие электрические мощности в Амурском регионе, ликвидировать нарастающий дефицит тепла и повысить надёжность энергоснабжения г. Благовещенска. Расширение Благовещенской ТЭЦ позволит также создать новые рабочие места.

2. Положительным качеством представленного ЗАО «КОТЭС» проекта 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ является то, что в нём применяется отечественное оборудование: паровая турбина Уральского турбинного завода, котёл Барнаульского котельного завода и генератор. Однако это оборудование выпускается в течение продолжительного периода, а сведений о модернизации принятого в Проекте оборудования для улучшения его технико-экономических показателей не представлено. Целесообразно дать техническое задание Уральскому турбинному заводу и Барнаульскому котельному заводу на модернизацию основного оборудования для использования его в проекте строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

3. Стоимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ по проекту, представленному

ЗАО «КОТЭС», превышает объекты-аналоги. 2-я очередь Благовещенской ТЭЦ сооружается на существующей площадке Благовещенской ТЭЦ, где уже есть инфраструктура (подъездные пути, топливоподача, золоотвалы, дымовая труба и другое оборудование), которая будет использоваться и 2-й очередью Благовещенской ТЭЦ. Фактически рассматриваемый Проект — это расширение Благовещенской ТЭЦ. Однако дополнительно необходимо выполнить большой объём работ по реконструкции существующих зданий и сооружений. Работа по снижению стоимости строительства ведётся. Сметная документация в настоящее время находится в ФАУ «Главгосэкспертиза России», где проходит экспертизу сметной документации. Окончательная стоимость строительства может быть утверждена только после получения положительного заключения экспертизы. Дополнительное снижение стоимости проекта может быть достигнуто при проведении конкурентных закупочных процедур по выбору генерального подрядчика.

4. Представленные в Проекте числа часов использования установленной мощности по теплу и электрической мощности представляются низкими. Целесообразно выполнить анализ графиков тепловой нагрузки и на этой основе разработать предложения по увеличению числа часов использования загрузки 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

5. Автоматизация Благовещенской ТЭЦ — недостаточна, штатный коэффициент при таком низком уровне внедрения АСУ ТП — высокий.

6. Ценовой аудит 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ выполнен с низким качеством проработки как по технической части, так и по сметной документации. Сопоставление удельных показателей стоимости строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ выполнено для объектов нового строительства угольных конденсационных электростанций. Вывод аудитора «Эрнст энд Янг — оценка и консультационные услуги» основан на несопоставимых объектах. Сопоставление удельных показателей стоимости строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ выполнено для объектов нового строительства угольных конденсационных электростанций мощностью от 200 МВт (удельные капитальные затраты в строительство ТЭЦ с турбинами 100–120 МВт выше блоков с турбинами 200 МВт). Поэтому вывод аудитора «Эрнст энд Янг — новые технологии» о том, что стоимость исходного проекта 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ соответствует российским и международным аналогам не соответствует действительности.

С заключительным словом и по проекту решения выступил председатель Научного совета РАН

по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**. Он предложил создать рабочую группу по выработке решений настоящего совместного заседания. В рабочую группу должны войти все докладчики, участники обсуждения и заинтересованные участники заседания.

Заслушав доклады, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Отметить важность и своевременность реализации проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Строительство 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ позволит компенсировать выбывающие электрические мощности в Амурском регионе, ликвидировать нарастающий дефицит тепловой энергии и повысить надёжность энергоснабжения г. Благовещенска. Расширение Благовещенской ТЭЦ позволит также создать новые рабочие места.

Совместное заседание поддерживает проект строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ и рекомендует ОАО «РусГидро» совместно с генеральным подрядчиком разработать эффективный график строительства объекта, обеспечивающий его ввод в 2015 г.

2. Положительным качеством представленного ЗАО «КОТЭС» проекта 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ является то, что в нём применяется отечественное оборудование: паровая турбина Уральского турбинного завода, котёл Барнаульского котельного завода и генератор. Однако это оборудование выпускается в течение продолжительного периода, а сведений о модернизации принятого в Проекте оборудования для улучшения его технико-экономических показателей не представлено. Целесообразно дать техническое задание Уральскому турбинному заводу и Барнаульскому котельному заводу на модернизацию основного оборудования для использования его в проекте строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

3. Стоимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ по проекту, представленному ЗАО «КОТЭС», — завышена. Фактически рассматриваемый Проект — это расширение Благовещенской ТЭЦ, и удельная стоимость строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ должна быть ниже.

Совместное заседание рекомендует Заказчику и Инвестору проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ строго применить все

замечания ФАУ «Главгосэкспертиза России» к сметной документации и утвердить проектно-сметную документацию в соответствии с итоговой ценой, полученной после государственной экспертизы.

4. Представленные в Проекте числа часов использования установленной мощности по теплу и электрической мощности являются низкими. Анализ графиков тепловой нагрузки Благовещенской ТЭЦ поможет разработать предложения по увеличению

*Заместитель председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», доктор техн. наук., проф.
В. В. Молодюк*

*Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», канд. техн. наук
Я. Ш. Исамухамедов*

числа часов использования загрузки 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ.

5. Совместное заседание рекомендует ОАО «РАО Энергетические системы Востока» рассматривать на совместных заседаниях технические задания на проектирование объектов электроэнергетики, а уже потом — сами проекты. В этом случае удастся избежать многих неправильных проектных решений.

*Учёный секретарь Научного совета РАН
по проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики, заведующий
отделением ОАО «Энергетический инсти-
тут им. Г. М. Кржижановского», доктор
техн. наук, проф.*

В. А. Баринев

Получено положительное решение по сметной части проекта строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ

ОАО «РАО Энергетические системы Востока» 6 декабря получило положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза» по сметной части проектной документации строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ. Генеральным проектировщиком объекта стало ЗАО «КОТЭС». Положительное заключение Главгосэкспертизы по технической части проектной документации было получено ранее. Возведение 2-й очереди городской ТЭЦ является приоритетным для Благовещенска, так как отсутствие запаса тепловых мощностей накладывает серьезные ограничения на строительство жилья и социальных объектов. Для завершения строительства 2-й очереди необходимо выполнить монтаж основного оборудования: турбоагрегата ст. № 4,

котлоагрегата ст. № 5, а также вспомогательного оборудования. Расширение мощности было предусмотрено еще первоначальным проектом станции, поэтому агрегаты разместятся в уже готовом корпусе. Напомним, 2-я очередь Благовещенской ТЭЦ — один из четырех проектов инвестиционной программы ОАО «РусГидро» по строительству новых энергообъектов на Дальнем Востоке, реализуемых совместно с ОАО «РАО Энергетические системы Востока» в соответствии с Указом Президента РФ. После сооружения 2-й очереди установленная электрическая мощность ТЭЦ вырастет на 120 МВт и составит 400 МВт, тепловая мощность — на 188 Гкал/ч и составит 1005 Гкал/ч. Завершение строительства 2-й очереди станции запланировано на 2015 г.

Экспертное заключение по Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 гг.

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»,
председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, профессор

А. Ф. Дьяков

«15» ноября 2013 г.

ПРОТОКОЛ № 9/13

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

07 ноября 2013 г.

г. Москва

Со вступительным словом выступил председатель Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков**.

С экспертным заключением по документу «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 гг.», утвержденному Минэнерго, апрель 2013 г. выступил доктор техн. наук проф. **Б. И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, председатель Экспертного совета Сообщества потребителей электроэнергии. Ниже изложены основные положения его доклада.

Замечания к Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 гг.

По Разделу 1. Основные цели и задачи.

При формулировке основных целей и задач Схемы и программы развития Единой энергетической системы (Схема и программа), кроме обеспечения надёжного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, необходимо включить в качестве важнейших целей как повышение эффективности работы отрасли, так и обеспечение приемлемой цены на электроэнергию для потребителей. Для раскрытия этих целей следующие версии схемы и программы развития ЕЭС России необходимо дополнить следующими разделами.

В первом разделе дать основные характеристики электроэнергетики России как отрасли экономики в сравнении с другими странами (Европейским союзом — ЕС-27, Организации экономического развития и сотрудничества — OECD и т.д.). К таким характеристикам относятся: электровооружённость страны, интенсивность электропроизводства, затраты электроэнергии на функционирование самой электроэнергетики. Кроме того, необходимо сравнить с другими странами электропотребление (нетто) в России, приходящееся на душу населения, и электроэффективность экономики. Также необходимо предоставить динамику электропотребления за предыдущие 10 лет.

Во втором разделе проанализировать суммарные затраты всех конечных потребителей электроэнергии в доле ВВП в России по сравнению с другими странами, а также отдельно для промышленных потребителей и домашних хозяйств. Кроме того, сравнить цену на электроэнергию для промышленности и домашних хозяйств в евро Центрального банка (ЦБ) и паритете покупательной способности Европейского союза (ППС ЕС).

В третьем разделе должны быть представлены динамика цены на электроэнергию для различных потребителей отдельно в первой и во второй ценовых зонах за предшествующий период (6 – 7 лет), прогноз стоимости электроэнергии на период 2013 – 2019 гг. и сравнение её со стоимостью в других странах с учётом стоимости топлива для электростанций в сопоставимых ценах, паритетом покупательной

способности доллара и уровнем налоговой нагрузки на стоимость электроэнергетики.

В четвёртом разделе необходимо проанализировать сложившуюся структуру цены на электроэнергию для конечных потребителей, которая сегодня «с легкой руки» ФСТ России приобрела экономически парадоксальный вид: доля цены производства электроэнергии составляет чуть выше 40 %, в то время как доля всех инфраструктурных составляющих вместе с услугами сбытовых компаний достигла почти 58 % для средних и малых промышленных потребителей. А ведь все стоимости инфраструктурных организаций (тарифы) регулируются государством. Именно эта доля должна быть уменьшена как минимум в 2 раза по аналогии с зарубежными странами.

В пятом разделе необходимо представить предложения по дальнейшему развитию реформы электроэнергетики, в которых должны быть отражены рыночные механизмы хозяйствования, гармонично сочетающие экономические интересы всех субъектов энергетического рынка, включая промышленных потребителей.

По Разделу 2. Прогноз спроса на электрическую энергию по Единой энергетической системе ЭЭС России и территориям субъектов Российской Федерации на 2013–2019 гг.

1. Отсутствуют обоснования темпа роста электропотребления на период 2013–2019 гг., как и в предыдущих материалах Минэнерго России в 2011 и 2012 гг. Принятое значение среднегодового темпа роста электропотребления в ЭЭС России 1,82 % явно завышено и никак не связано с прогнозами Минэкономразвития России по темпам роста ВВП в стране на среднесрочный период.

2. В представленных замечаниях Сообщества потребителей электроэнергии (СПЭ) показано, что в период 2013–2019 гг. во время роста ВВП на 1 % среднегодового темпа роста ВВП приходится 0,33 % роста электропотребления. Из этого следует, что при среднегодовом темпе роста ВВП около 3 % и ниже, среднегодовой темп роста электропотребления будет равняться 1 % и ниже.

3. Все основные показатели, принятые в прогнозе Минэнерго России в 2013 г., существенно завышены. К ним, кроме электропотребления, относятся: максимум электрической нагрузки, объём ввода новых генерирующих мощностей, ввод протяжённости высоковольтных линий и трансформаторных мощностей.

4. Прогноз Минэнерго России 2013 г. по электропотреблению в России к 2019 г., равный 1206 млрд кВт·ч должен быть снижен минимум на 65 млрд кВт·ч до 1139 млрд кВт·ч; а по электропотреблению в ЭЭС

России — с 1153,6 до 1089,8 млрд кВт·ч или минимум на 63,8 млрд кВт·ч.

По Разделу 3. Прогноз максимальных электрических нагрузок ЭЭС России, объединённых энергетических систем (ОЭС) и по территориям субъектов Российской Федерации за 2013–2019 гг.

Прогноз Минэнерго 2013 г. по значениям максимальной электрической нагрузки в осенне-зимний максимум 2019–2020 гг. должен быть снижен на 10,7 ГВт, — с 175,7 до 165 ГВт.

По Разделу 4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2013–2019 гг.

Нормативные значения резервов мощности в ЭЭС России и в отдельных ОЭС являются фундаментальными параметрами обеспечения надёжности функционирования ЭЭС России и ОЭС. Они существенно влияют на спрос на мощность и, соответственно, на объём дополнительных вводов новых генерирующих мощностей, а также на темп выводов старых мощностей в ЭЭС России. Поэтому конкретные цифры по нормативам резерва мощности требуют очень серьёзного обоснования и должны утверждаться, как минимум, на уровне министра энергетики РФ.

В Схеме и программе Минэнерго России 2011, 2012, 2013 гг. указывается на то, что значения резервов мощности во всей ЭЭС России и в ОЭС определены «в соответствии с методическим подходом к определению нормативных значений резерва мощности энергосистемы, разработанным в составе Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистемы».

В Минэнерго России 2011, 2012 и 2013 гг. дается ссылка на эти документы, но не приводятся ни год издания этих материалов, ни организация, которая их разработала, ни процедура их обсуждения и рецензирования, ни процедура их утверждения и, соответственно, отсутствует периодичность их пересмотра.

Спрос на мощность по ЭЭС России в 2019 г. по прогнозу Минэнерго России 2013 г. должен быть снижен на 13 ГВт — с 216 до 203 ГВт.

По Разделу 5. Прогноз развития действующих и предполагаемых к сооружению новых генерирующих мощностей.

Объём ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС в период 2013–2019 гг. должен быть сокращён на 4,55 ГВт — с 11,27 до 6,72 ГВт. Это связано с тем, что практика в предыдущий период показала, что сроки вводов энергоблоков АЭС в промышленную эксплуатацию сдвигаются минимум на 2–4 года. Строительство двух блоков ориентированной на экспорт электроэнергии Балтийской

АЭС остановлено из-за отказа стран Балтии и Польши приобретать эту энергию и неконкурентного уровня стоимости электроэнергии в Калининградской области в 2019 г. — планируемом году пуска этой станции. Но если даже гипотетически Балтийская АЭС будет все-таки достроена, то в балансе электропотребления внутри страны она никак не участвует.

По Разделу 6. Прогноз балансов мощности и электрической энергии ЕЭС России на 2013–2019 гг.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России, которая по прогнозу Минэнерго России 2013 г. в 2019 г. будет равна 237,8 ГВт, должна уменьшиться до 224,8 ГВт. Располагаемая мощность упадет с 221 до 217 ГВт. А общий объем ввода новых генерирующих мощностей, равный 33,1 ГВт по прогнозу Минэнерго 2013 г., должен снизиться до 23,1 ГВт или на 30% за счёт уменьшения вводов энергоблоков АЭС и ТЭС. Кроме того, в период до 2019 г. необходимо увеличить объёмы вывода из эксплуатации старых мощностей на ТЭС не менее чем на 10,0 ГВт. Сэкономленные за счёт их содержания средства необходимо направить на реконструкцию и перевооружение эксплуатируемых энергоблоков ТЭС.

По Разделу 7. Прогноз спроса на топливо организации электроэнергетики ЕЭС России (без учёта децентрализованных источников) на период 2013–2019 гг.

В прогнозе Минэнерго 2013 г. отсутствует развернутая программа реконструкции и технического перевооружения действующих газовых блоков — главного резерва снижения удельных расходов топлива на отпущенную электрическую энергию. Только реконструкция серийных газовых энергоблоков 150, 200 и 300 МВт суммарной мощностью 23,4 ГВт даст снижение потребления газа в электроэнергетике минимум на 10% в период 2013–2019 гг.

По Разделу 8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учётом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2013–2019 гг.

Ввод электросетевых объектов ЕНЭС напряжением 220 кВ и выше, которые в соответствии с прогнозом Минэнерго России 2013 г. должны достичь протяженности ВЛ 40,6 тыс. км и трансформаторной мощности 137,7 тыс. МВ·А к 2019 г., должен быть сокращен на 30% в соответствии с сокращением на это же значение вводов новых генерирующих мощностей. В результате в период 2013–2019 гг., предлагается ввести воздушных линий до 220 кВ и выше 28,4 тыс. км и соответствующих трансформаторных мощностей — 96,4 тыс. МВ·А. При этом доля объектов реновации должна составлять минимум 60% общих вводов, а не 40%, как это фактически было

в 2011 г. Доля объектов реновации в общем вводе новых мощностей должна постоянно увеличиваться.

По Разделу 9. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 220–750 кВ по энергосистеме Московской области и г. Москвы на период 2012–2018 гг. и на период 2013–2019 гг.

1. Отсутствуют обоснования среднегодового темпа роста электропотребления на период 2013–2019 гг. Принятые значение среднегодового темпа роста электропотребления для базового варианта 2,73% и регионального варианта 3,55% никак не связаны с прогнозируемыми среднегодовыми темпами роста валового регионального продукта (ВРП) Москвы 4,0–4,7% и Московской области — 6,9%. Тогда, среднегодовой темп роста ВРП Московского региона будет равняться 4,53–5,10%. В предшествующий период 1999–2008 гг. среднегодовой темп роста ВРП региона был практически в 2 раза выше и составлял 9,2%. При этом среднегодовой темп электропотребления равнялся 4,2%.

2. В Московском регионе в период роста ВРП (1999–2008 гг.) коэффициент эластичности электропотребления к ВРП региона равнялся 0,39. Это значит, что на 1% роста ВРП приходится 0,39% роста электропотребления. В последующий период времени коэффициент эластичности может только уменьшаться. Тогда в период 2012–2013 гг. на основании прогноза среднегодового темпа роста ВРП, среднегодовой темп роста электропотребления будет находиться в диапазоне 1,6–2,0%, (оценка сверху).

3. Все основные показатели, принятые в прогнозе Минэнерго России, существенно завышены: электропотребление — минимум на 12,6 млрд кВт·ч, максимум электрической нагрузки к 2019 г. — на 2,7 ГВт. Соответственно завышен объём ввода новых генерирующих мощностей, высоковольтных линий и трансформаторных мощностей для Московского региона.

4. Неверно выполнена экспертная оценка перспективного спроса на электрическую энергию и уровня потребления мощности по г. Москве в разделе электроснабжения новых потребителей в зоне расширения Москвы. Анализ потенциального объёма рынка потребителей, объёма инвестиций по годам для обеспечения строительства на новой территории и возможности строительного комплекса Московского региона показали, что реальный спрос на электроэнергию будет не 20 млрд кВт·ч до 2020 г., а всего 1,5 млрд кВт·ч. Это значение вполне укладывается в разброс между рассмотренными различными сценариями электропотребления до 2020 г.

По Разделу 10. Оценка необходимых объемов капитальных вложений в сооружение электростанций

и электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше на 2013–2019 гг.

Суммарные капитальные вложения в электроэнергетику России в период 2013–2019 гг., равные 3,35 трлн руб., в том числе по генерирующим объектам — 1,77 трлн руб., электрическим сетям 220 кВ и выше — 1,59 трлн руб., по прогнозу Минэнерго 2013 г. должны быть сокращены на 30% до 2,35 трлн руб. (на 1 трлн руб., или в среднем на 143 млрд руб. в год), в том числе по генерирующим мощностям — до 1,2 трлн руб. и по сетям — до 1,1 трлн руб.

В обсуждении доклада приняли участие:

Академик РАН **А.А. Макаров**; академик РАН **О.Н. Фаворский** — руководитель Секции энергетики Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН; академик РАН **Г.А. Филиппов**; проф. **Г.П. Кутовой** — советник ЗАО «ОМК» по энергетике; доктор техн. наук **В.В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ МЭИ; канд. экон. наук **В.А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, канд. экон. наук **В.И. Чемоданов** — заместитель генерального директора ОАО «Институт «Энергосетьпроект»; **Е.А. Евтушенко** — главный инженер проекта «2-я очередь строительства Благовещенской ТЭЦ»; **А.В. Ильенко** — член правления ОАО «СО ЕЭС», директор по управлению развитием ЕЭС России.

В своём выступлении **В.А. Джангиров** отметил, что при составлении прогноза мощности и выработки электроэнергии на действующих и предлагаемых к сооружению новых электростанциях должны учитываться следующие условия:

- техническое перевооружение ТЭЦ;
- снижение выработки электроэнергии на КЭС, использующих природный газ, с учётом режима их работы и рыночных отношений;
- целесообразность увеличения электрической мощности в пункте размещения ТЭЦ;
- изменение коэффициента теплофикации ТЭЦ;
- возможность выделения дополнительных ресурсов природного газа для ПГУ-ТЭЦ с учётом эффективности его использования;
- учёт климатических особенностей регионов;
- результаты компоновочных проработок новых электростанций.

Существенным недостатком представленного Экспертного заключения является отсутствие технико-экономического анализа существующего состояния генерирующих мощностей и предложений по строительству (с указанием типов) и выводу

из работы (демонтажу) генерирующих мощностей, а также сетевых объектов, обеспечивающих выдачу вновь вводимых мощностей в региональном разрезе с оценкой согласованных заинтересованными сторонами объёмов и источников финансирования, что снижает достоинства заключения в целом и не обеспечивает корректность и обоснованность прогнозируемого роста требуемых вводов генерирующих мощностей.

Е.А. Евтушенко отметил, что представленный метод прогнозирования электропотребления через эластичность между электропотреблением и ВВП обеспечивает обоснованный прогноз при определенной структуре экономики России. Поэтому автору целесообразно дать определение что такое «наша экономика».

А.Ф. Дьяков указал на то, что темпы роста электропотребления и темпы роста ВВП нельзя связывать напрямую. Основным принципом развития экономики нашей страны всегда являлся принцип опережающего развития электроэнергетики как базиса развития промышленного производства и повышения качества жизни населения. В последние годы отказ в подключении к сетям получили потребители на общую мощность 7 млн кВт. Причина — высокая стоимость, затруднённый порядок подключения и недостаточное развитие электрических сетей. Однако это совсем не означает, что потребители не нуждаются в электроэнергии. Сомнительным представляется также попытка автора связать объёмы электропотребления и вывоз капитала за рубеж.

А.А. Макаров в своём выступлении показал, что статистическая обработка данных в представленном Экспертном заключении — некорректна. На основании недостаточного ряда статистических данных представленная выборка не может быть репрезентативной. В частности, данные относящиеся к периоду 90-х годов прошлого века — периоду кризиса российской экономики, не могут быть использованы для прогноза, разрабатываемого в настоящее время при совершенно других экономических условиях.

При анализе периода советской экономики игнорируется тот факт, что в СССР не было понятия ВВП, а был национальный доход. Сейчас в России используется ВВП, и его наполнение пересматривается через 5–7 лет. Так, в 2014 г. структура ВВП будет пересмотрена в сторону повышения вносимым дополнительными составляющими, обеспечивающих рост ВВП на 20–22%. Так, в структуре ВВП будет учтена деятельность Минобороны России и др.

Более правильно электропотребление рассчитывать по различным видам экономической деятельности и в региональном разрезе.

В представленном Экспертном заключении отсутствуют методические положения расчёта спроса на электроэнергию. Для разработки схемы и программы развития ЕЭС России необходимо разработать и принять методические положения комплексного среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию во взаимосвязи с индикаторами социально-экономического развития страны и регионов. Схема и программа развития ЕЭС России, разрабатываемая на основе такого методического положения, должна быть не только обоснованной, но и стимулирующей развитие экономики страны.

Ответ Б. И. Нигматулина на замечания А. А. Макарова:

«При анализе периода советской экономики игнорируется тот факт, что в СССР не было понятия ВВП, а был национальный доход».

В Экспертном заключении при анализе советского периода учтён тот факт, что в СССР не было понятия ВВП, а был национальный доход. Для этого выполнен пересчёт национального дохода в ВВП по отраслям, начиная с 1961 г., с использованием методики и данных по темпам роста ВВП, описанных в монографии А. Н. Пономаренко «Ретроспективные национальные счета России 1961 – 1990 гг.» (Изд-во «Финансы и статистика», М., 2002 г.). В Экспертном заключении показано, что сами ежегодные значения ВВП и темпы его ежегодных изменений хорошо коррелируют с соответствующими значениями инвестиций в основной капитал (ИОК) и электропотреблением в советский и в постсоветский периоды.

«По поводу структуры ВВП и его наполнения, которые пересматриваются каждые 5–7 лет»

В Экспертном заключении показано, что, начиная с 1997 г. и по настоящее время, доля товаров и услуг в структуре ВВП России составляет 40 – 45%, а доля услуг — 55 – 60%. Также показано, что среднегодовое значение коэффициента эластичности ВВП к ИОК оставалось неизменным и равным 0,57 в период 1999 – 2012 гг., что говорит о стабильности структуры ВВП в течение продолжительного периода.

«Структура ВВП будет пересмотрена в 2014 г. в сторону внесения дополнительных составляющих, обеспечивающих рост ВВП на 20–22%. В структуре ВВП будет учтена деятельность Минобороны России и др.»

В настоящее время во всех официальных документах Минэкономразвития России, Минфина России и других правительственных организаций до 2030 г. прогнозируется ежегодный рост ВВП России не более 2,5 – 3%. Отсутствуют принятые документы, указывающие на то, что рост ВВП будет скачкообразно увеличен до 20 – 22% за счёт включения в него дополнительных составляющих. Если же

структура ВВП будет пересмотрена в 2014 г. путём внесения дополнительных составляющих, обеспечивающих рост ВВП на 20 – 22%, то потребуются пересчитать все предыдущие темпы роста с учётом этих дополнительных составляющих. Однако ежегодные темпы изменения ВВП из-за этих составляющих будут мало отличаться от настоящих значений. В представленном анализе используются только темпы изменения ВВП, ИОК и электропотребления, а не их абсолютные значения.

«Отсутствуют методические положения расчёта спроса на электроэнергию».

В представленном Экспертном заключении использованы следующие методические положения расчёта спроса на электроэнергию. Показано, что существует однозначная связь между среднегодовыми темпами роста (падения) электропотребления, а также среднегодовыми темпами роста ВВП и ИОК. На основании этих связей и при заданном прогнозе среднегодовых темпов роста ИОК на ближайшие 5 – 10 лет — не более 5% — получается среднегодовой темп роста ВВП не более 3%, а соответствующий ему среднегодовой темп роста электропотребления — не более 1%. Это значение и принято в последующем определении объёма инвестиций в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2013 – 2019 гг.

Кроме того, следует отметить, что, начиная с 2007 г., все существующие прогнозы электропотребления в России на среднесрочную перспективу были завышены в 2 – 3 раза. Это касается и прогноза развития энергетики, выполненного ИНЭИ РАН, который обсуждался на заседании Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» 26 марта 2013 г. В представленном ИНЭИ РАН прогнозе предусматривается среднегодовой рост электропотребления 1,82% (базовый вариант) и 2,12% (инновационный вариант). Необходимо учитывать, что среднегодовой темп изменения электропотребления в стране — это макроэкономический параметр, и, как показано в Экспертном заключении, он прямо связан с такими макроэкономическими параметрами как среднегодовой темп изменения ВВП и ИОК в стране.

«Схема и программа развития ЕЭС России, разрабатываемая на основе такого методического положения, должна быть не только обоснованной, но и стимулирующей развитие экономики страны».

Для стимуляции экономики страны прежде всего необходим обоснованный прогноз электропотребления. Любые завышения и занижения прогноза приводят к завышению или занижению инвестиционной программы в электроэнергетику. В настоящее время существующие инвестиционные программы оказались завышенными на 30 – 50%. В результате цены на электроэнергию для конечных

потребителей также оказались завышенными. И это является одной из главных причин стагнации экономического роста в стране.

«Для разработки схемы и программы развития ЕЭС России необходимо разработать и принять методические положения комплексного среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию во взаимосвязи с индикаторами социально-экономического развития страны и регионов».

Настоящий анализ показал, что все программы развития регионов слишком оптимистичны, завышены и не соответствуют фактическим темпам роста валового регионального продукта (ВРП). Надо иметь в виду, что главным индикатором социально-экономического развития страны в целом и регионов является темп роста ВВП страны и ВРП конкретного региона. Все остальные параметры базируются на этих двух индикаторах. Системный оператор должен учитывать такую методологию для корректировки своих прогнозов электропотребления и максимальной электрической нагрузки.

Г. П. Кутовой отметил, что все прогнозы электропотребления надо проверять. Так, в советское время заявки реализовывались на 45–55%. Заявки на подключение и сейчас не реализуются полностью.

Накоплен большой объём устаревшего и неэкономичного оборудования, состояние которого не соответствует современным техническим требованиям, условиям эксплуатации и режимам работы сетей. Изношенность и недостаточная развитие распределительных сетей — сейчас самая острая проблема. В течение многих десятилетий распределительные электрические сети развивались недостаточно, по «остаточному» принципу.

При разработке схемы и программы развития ЕЭС России необходимо правильно увязывать увеличение спроса на электроэнергию с объёмами ввода новых и вывода физически старых и экологически неприемлемых энергетических мощностей, обеспечивая тем самым необходимые резервы мощностей и постоянное обновление основных производственных фондов. Это позволит удерживать показатели стоимости электроэнергии (мощности) на экономически обоснованном уровне.

Что касается высоковольтных электрических сетей, то при ограничении передачи необходимо оценивать финансовые потери от этого ограничения и как это влияет на структуру договоров на оптовом рынке. Без такого анализа нельзя разрабатывать инвестиционные программы.

В. В. Кудрявый в своём выступлении отметил, что после достижения стоимости электроэнергии для промышленных потребителей России уровня, превышающего тариф для основных зарубежных конкурентов,

положение отрасли радикально меняется. Введение ограничения роста тарифов в 2014 г. ниже уровня инфляции — это только начало длительного существования электроэнергетики в условиях недостаточного финансирования. Мы к этому не готовы ни структурно, ни по принципам хозяйствования.

Без качественного перевода всех видов энергетического бизнеса на противозатратные механизмы отрасль станет сначала тормозом для экономики, а потом и сама остановится в своем развитии.

Считаю целесообразным включить в план работы НП «НТС ЕЭС» и Научного совета вопрос о принципах обеспечения устойчивого электроснабжения потребителей при длительных финансовых ограничениях.

А. В. Ильенко указал на то, что в представленном Экспертном заключении используется упрощенные подходы для составления прогнозов и предложил рассмотреть их для учёта ограничений «сверху». Предложения докладчика по снижению объёмов сетевого строительства нельзя принять, поскольку значительный объём электрических сетей строится для их модернизации. В Экспертном заключении приводятся прогнозы потребления электрической энергии и мощности Московской энергосистемы, фактически превышенные в предыдущих периодах, что ставит под сомнение качество представленной работы.

В. И. Чемоданов отметил, что представленный в докладе метод прогноза спроса на электрическую энергию не принимает во внимание качество ВВП. Основную часть электроэнергии потребляет материальное производство. В первую очередь при прогнозировании электропотребления необходимо идти «снизу» от потребителя. При прогнозировании спроса на электроэнергию необходимо использовать вероятностные методы и коэффициенты, поскольку полностью заявленного спроса не будет. В то же время потребители не снимают свои заявки, а электрические сети готовятся обеспечить эти заявки.

В решении Совместного заседания необходимо ответить, какая система прогнозирования нами применяется (или будет применяться) и какими методическими положениями она утверждена.

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Представленное **Б. И. Нигматулиным** Экспертное заключение представляет собой авторский подход, но не целостную методiku ретроспективного экономико-статистического анализа и моделирования на этой основе перспективных макроэкономических показателей развития экономики страны и ЕЭС России в целом.

На основе проведённого анализа с использованием своего подхода Б. И. Нигматулин предлагает пересмотреть принятые в Схеме и программе

развития ЕЭС России на 2013–2019 гг. показатели по динамике спроса на электроэнергию, установленную мощность электростанций и электрических сетей, а также капитальные вложения в сторону значительного их снижения, что принято быть не может. Эти предложения необходимо проанализировать с целью возможности их учёта при разработке следующего варианта Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2014–2020 гг.

2. 26 марта 2013 г. на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научно-технического совета ОАО «ИнтерРАО ЕЭС» были рассмотрены **представленные ИНЭИ РАН «Предложения по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию для разработки схемы и программы развития ЕЭС России».**

Было рекомендовано ОАО «СО ЕЭС»:

- на основе представленных ИНЭИ РАН «Предложений по развитию методики среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию для разработки схемы и программы развития ЕЭС России» сформировать техническое задание (ТЗ) на разработку методических положений комплексного среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию (Методические положения) для использования их при разработке схем и программ развития ЕЭС России;
- на основе указанного ТЗ организовать разработку методических положений с участием ИНЭИ РАН.

Представленный Б. И. Нигматулиным подход к ретроспективному экономико-статистическому анализу и моделированию перспективных макроэкономических показателей развития экономики страны и ЕЭС России целесообразно учесть в разрабатываемых в настоящее время ИНЭИ РАН методических положениях.

С заключительным словом и по проекту решения выступил председатель Научного совета РАН

*Заместитель председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», доктор техн. наук, проф.
В. В. Молодюк*

*Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», канд. техн. наук
Я. Ш. Исамухамедов*

по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А. Ф. Дьяков.** Он предложил создать рабочую группу по выработке решений настоящего совместного заседания. В рабочую группу должны войти все докладчики, участники обсуждения и заинтересованные участники заседания.

Заслушав доклады, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, выступивших в дискуссии, Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Принять к сведению экспертное заключение Б. И. Нигматулина по документу «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013–2019 гг.», утверждённому Минэнерго России в апреле 2013 г.

2. Рекомендовать ИНЭИ РАН организовать обсуждение разрабатываемого ИНЭИ РАН по контракту ОАО «СО ЕЭС» проекта «Методических положений среднесрочного прогнозирования спроса на электроэнергию для разработки Схемы и программы развития ЕЭС России» с приглашением представителей ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Сообщества потребителей электроэнергии (Б. И. Нигматулин) и других заинтересованных организаций.

3. Рекомендовать Минэнерго России перед утверждением очередного варианта схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период рассматривать его на совместных заседаниях Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики.

4. Рекомендовать НП «Совет рынка» установить в регламенте годовой отчётности обязательное выполнение анализа стоимости сетевых ограничений на оптовом рынке электроэнергии (мощности) для технико-экономического обоснования нового строительства электросетевых объектов ЕНЭС.

*Учёный секретарь Научного совета РАН
по проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики, заведующий
отделением ОАО «Энергетический институт
им. Г. М. Кржижановского», доктор
техн. наук, проф.*

В. А. Барин

Актуальные вопросы управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России

Первый заместитель председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Николай Шульгинов в Москве провел техническое совещание с заместителями генеральных директоров филиалов ОАО «СО ЕЭС» Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) и руководителями технологического блока исполнительного аппарата Системного оператора.

По видеоконференцсвязи в совещании также приняли участие директора по управлению режимами — главные диспетчеры, директора по техническому контроллингу, директора по развитию технологий диспетчерского управления и директора по информационным технологиям филиалов Системного оператора ОДУ.

В начале совещания Николай Шульгинов отметил организацию подготовки исполнительного аппарата и филиалов Системного оператора к осенне-зимнему периоду (ОЗП) 2013/2014 г., а также работу комиссий по проверке готовности филиалов к ОЗП.

Первый заместитель председателя Правления также отметил, что планы этого года по оптимизации структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России полностью выполнены. Реализованы проекты укрупнения операционных зон Костромского, Пензенского и Липецкого региональных диспетчерских управлений (РДУ). Оптимизация организационной структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России направлена на повышение надежности работы, улучшение управляемости ЕЭС России и повышение эффективности функционирования ОАО «СО ЕЭС». По мнению Николая Шульгинова, необходимо и в дальнейшем продолжить работу по оптимизации структуры и, с учетом накопленного опыта, полностью исключить все технологические и организационные риски, связанные с реализацией таких проектов.

Особое внимание в своем выступлении Николай Шульгинов уделил вопросу согласования разработанного ОАО «СО ЕЭС» проекта Правил технологического функционирования энергосистем (ПТФЭ) — базового отраслевого документа, определяющего обязательные технические требования, в том числе при производстве, передаче и потреблении электроэнергии, оперативно-диспетчерском управлении энергосистемой, проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии в целях обеспечения надежного и устойчивого функционирования электроэнергетической системы, качественного и стабильного электроснабжения потребителей.

ПТФЭ также содержат требования к подготовке, поддержанию и повышению квалификации персонала организаций электроэнергетики.

Их принятие ликвидирует огромный нормативный пробел в организации, функционировании и развитии Единой энергосистемы России, возникший в процессе реформирования отрасли. В настоящее время на нормативном уровне отсутствуют критерии принятия технических и инвестиционных решений по ключевым системообразующим вопросам, связанным с обеспечением надежной и безопасной работы энергосистемы.

«Вопрос скорейшего законодательного закрепления правил, устанавливающих обязательные отраслевые требования, для нас является приоритетным, работа по правилам обеспечивает прозрачность действий Системного оператора. Дополнительно к ПТФЭ должен быть в короткие сроки подготовлен пакет изменений в действующие нормативно-правовые акты в целях их синхронизации с ПТФЭ», — подчеркнул Николай Шульгинов.

Первый заместитель председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» напомнил участникам совещания о необходимости обеспечения устойчивой работы ЕЭС России и энергосистемы Кубани при прохождении осенне-зимнего периода в условиях проведения в феврале — марте 2014 года XXII зимних Олимпийских игр и XI зимних Паралимпийских игр в Сочи.

Член Правления ОАО «СО ЕЭС», директор по техническому контроллингу Павел Алексеев подвел итоги подготовки Системного оператора к работе в ОЗП 2013/2014 г. В период с октября по ноябрь в филиалах ОАО «СО ЕЭС» — 7 ОДУ и 56 РДУ — прошли проверки готовности к работе в осенне-зимний период 2013/2014 г., по итогам которых все филиалы получили паспорта готовности к работе в ОЗП. 14 ноября на основании решения комиссии Министерства энергетики Российской Федерации Системному оператору вручен паспорт готовности к работе в осенне-зимний период 2013/2014 г. За 11 мес 2013 г. Системный оператор реализовал комплекс режимных и организационно-технических мероприятий по обеспечению ввода в работу 146 линий электропередачи напряжением 110–500 кВ и 2640 МВт генерирующих мощностей,

проведению капитальных и средних ремонтов 44210 МВт генерирующих мощностей и выполнению годовых планов ремонтов линий электропередачи напряжением 220 – 750 кВ. Системным оператором выданы задания по автоматической частотной разгрузке на 110,8 ГВт и графики аварийного ограничения потребления электроэнергии (мощности) на 925,6 ГВт·ч (34,3 ГВт), а также обеспечен контроль за их выполнением.

Начальник службы долгосрочного планирования энергетических режимов Игорь Тупицин проанализировал динамику потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России за 11 мес 2013 г. Потребление электроэнергии с начала года составило 912,6 млрд кВт·ч, что на 0,1 % меньше, чем за аналогичный период 2012 г. Общая отрицательная динамика обусловлена и уменьшением объемов потребления электроэнергии предприятиями цветной и черной металлургии, деревообрабатывающей промышленности, а также наличием в 2012 г. дополнительного дня високосного года. В то же время за этот период в структуре электропотребления положительную динамику потребления электроэнергии продемонстрировали добывающая отрасль промышленности, строительство и производство строительных материалов, бытовые потребители.

Заместитель председателя Правления Федор Опадчий проанализировал положение дел в области автоматизации технологической деятельности ОАО «СО ЕЭС» и представил план развития автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) на 2014 г. Он отметил, что Системный оператор ежегодно разрабатывает и реализует несколько десятков новых проектов по автоматизации технологических процессов управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России. По числу функционирующих корпоративных технологических систем Системный оператор опережает все крупные российские электроэнергетические компании и находится на одном уровне с компаниями

нефтедобывающей отрасли. Федор Опадчий сообщил, что в план развития АСДУ на 2014 г. включено 75 проектов. При этом он отметил, что при реализации проектов их целесообразно разделить по ключевым технологическим направлениям, таким как «Диспетчеризация», «Рынки, краткосрочное планирование», «Долгосрочное планирование, развитие», «Технический контроллинг» и др.

Заместитель директора по управлению режимами ЕЭС Андрей Жуков представил результаты разработки и внедрения в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Востока централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) нового поколения. ЦСПА ОЭС Востока имеет двухуровневую структуру, предусматривающую установку программно-технического комплекса (ПТК) верхнего уровня ЦСПА в ОДУ Востока и локальных устройств противоаварийной автоматики нижнего уровня на Приморской ГРЭС, Зейской и Бурейской ГЭС. ЦСПА нового поколения обладает расширенным функционалом, включающим возможности выбора управляющих воздействий с учетом обеспечения статической и динамической устойчивости, предотвращения токовых перегрузок. Повышена точность оценки электроэнергетического режима.

ПТК верхнего уровня выполнен на базе мультисерверной системы, реализующей функцию распараллеливания вычислительного процесса выбора управляющих воздействий, что обеспечивает повышение быстродействия и надежности функционирования ПТК. В 2013 г. успешно проведены комплексные испытания и завершена опытная эксплуатация ЦСПА. Ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА в ОЭС Востока запланирован на декабрь 2014 г.

Всего на совещании было рассмотрено 15 вопросов. По итогам совещания сформировано более 60 поручений, направленных на решение актуальных вопросов по всем направлениям деятельности технологического блока Системного оператора и его филиалов.

Проект строительства двух энергоблоков ПГУ 247,5 МВт на Челябинской ГРЭС

ЗАО «КОТЭС» получило положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» по проекту строительства двух энергоблоков ПГУ по 247,5 МВт в г. Челябинске. Новое строительство планируется осуществить на площадке Челябинской ГРЭС (ОАО «Фортум»), на правом берегу реки Миасс. В проект заложены два энергоблока ст. № 1,2 (ПГУ

247,5 МВт) с возможным расширением третьим энергоблоком. ПГУ планируется оснастить современным оборудованием фирмы Alstom: газотурбинной установкой GT13T2 мощностью 184,5 МВт, генератором, паротурбинной установкой конденсационного типа с теплофикационными отборами и котлом-утилизатором.

Лидеры на рынке ГТУ

На основе исследований российского рынка газотурбинных установок информационное агентство INFOLine составило рейтинг компаний производителей ГТУ по объему реализации за период с 2008 по 2013 г. В рейтинг вошли крупнейшие Российские и зарубежные компании.

Так последние 5 лет лидером отрасли является ОАО «ПМЗ». Общий объем поставок ГТУ составил 550 МВт или 27% всех поставок. Второе место занимает «Сатурн-Газовые турбины», чьи показатели ниже, чем у «ПМЗ» на 45%. Но стоит отметить, что на фоне постепенного сокращения объема реализации «ПМЗ», «Сатурн-ГТ» может в ближайшее время занять позиции лидера. Третье место среди российских производителей занимает НПО «Искра» — 290 МВт. Четвертое место занимает «КМПО» с показателями чуть более 220 МВт.

В исследовании «Распределенная энергетика РФ» специалисты INFOLine подсчитали, что за

последние пять лет большая часть оборудования производится в России — 73%. Доля зарубежных поставщиков газотурбинных установок для распределенной генерации составляет 27%. Лидером в этом сегменте является компания «Solar». Однако, её позиции не столь очевидны, и можно утверждать, что первое место компания делит с украинским производителем газотурбинных установок «ЗОРЯ-Машпроект». Объем вводов данными компаниями, по подсчетам аналитиков ИА INFOLine, находится на уровне 125 МВт. В последние два года наблюдается снижение доли импорта ГТУ на российский рынок, после увеличения в 2010 г. По итогам 2013 г. объем импорта ГТУ может стать минимальным за последние 5 лет.

Стоит отметить сложившуюся тенденцию — доля отечественного оборудования на объектах малой энергетики обратно пропорциональна доле этого же оборудования на объектах, строящихся по ДПМ.

ВЛ 220 кВ «Шепси — Дагомыс» поставлена под напряжение

25 декабря ЗАО «ИСК «Союз-Сети» поставило под напряжение реконструированную воздушную линию 220 кВ «Шепси-Дагомыс» в Краснодарском крае. Воздушная линия является одной из ключевых в Сочинском регионе, ее реконструкция повысила надежность обеспечения электроэнергией территорию республики Абхазия и стратегические объекты Туапсинского района, потребителей Большого Сочи, включая олимпийские объекты горного и прибрежного кластеров.

Работы по реконструкции линии начались в мае 2012 г. За это время были установлены 148 усиленных опор и смонтировано 62 км инновационного термостойкого провода AERO-Z, обладающего большей проводимостью и устойчивостью к обледенению.

На проводах новой линии установлена современная система плавки гололеда. В основе этой

системы — выпрямительные установки плавки гололеда контейнерного типа. В отличие от ранее применявшихся новые устройства малогабаритны и позволяют оперативно регулировать ток при плавке, не допуская перегрева проводов.

Воздушная линия проходит в основном по горным районам Краснодарского края, кроме того, пересекает несколько заповедных зон, в том числе Сочинский национальный парк, что усложняло строительные работы. Тем не менее, реконструкция линии была проведена практически в срок.

Воздушная линия 220 кВ «Шепси — Дагомыс» введена в работу в 1966 г. Она обеспечивает электроснабжение Туапсинского нефтеперерабатывающего завода, морского порта Туапсе и Туапсинского участка железной дороги, а также транзит электроэнергии для потребителей Сочинского региона и республики Абхазия.

Генподрядчиком строительства первой очереди Якутской ГРЭС-2 выбрано ТЭК Мосэнерго

Холдинг «РАО ЭС Востока» (входит в Группу РусГидро) подвел итоги открытого конкурса на право заключения договора генподряда на строительство первой очереди Якутской ГРЭС-2. Победителем признано ОАО «Теплоэнергетическая компания

Мосэнерго». Также в конкурсе приняли участие ОАО «ГлобалЭлектроСервис» и ОАО «ВО «Технопромэкспорт». Предложенная победителем цена по результатам проведенной переторжки составила 17,381 млрд руб. с НДС при стартовой (максимальной) цене конкурса 19,687 млрд руб.

Коммунальная энергетика остро нуждается в отраслевых стандартах

Приватизация коммунальной энергетики в России привела к появлению 3600 локальных организаций (ТСО) без единой политики и стандартов эксплуатации, а также к завышенным тарифам.

Проблемы российской коммунальной электроэнергетики у всех на виду. Прежде всего это — низкий уровень надежности электросетевого комплекса, низкие темпы восстановления электроснабжения потребителей после аварий, медленное присоединение новых потребителей к сетям, а также низкий уровень энергетической эффективности распределительного электросетевого комплекса (высокий уровень потерь).

В Свердловской области проведено исследование, которое показывает разницу между обслуживанием в крупной сетевой компании и мелких территориальных сетевых организациях: потери электроэнергии в 4 раза ниже, средний тариф в 2 раза ниже. Также несопоставимы затраты на инвестиции и обновление оборудования (табл 1).

Таблица 1

Параметр	Сети МРСК	Сети ТСО
Потери, %	5,96	23
Средний тариф на передачу, руб./ (МВт·ч)	301	630
Объем инвестиционной программы (с ОАО «ЕЭСК»), млн руб.	3794	133
Удельные инвестиционные затраты, млн руб./1000 у.е.	15,8	0,48

Решения по выводу отрасли из кризиса предложены экспертами на конференции 3 декабря «Проблемы распределительного электросетевого комплекса России».

Председатель Комитета ГД ФС РФ по энергетике Иван Грачев отметил, что, если для сетей высокого напряжения (110 кВ и выше), где управление практически полностью передано государственной компании ОАО «Россети», вопросы понятны, то большое количество собственников, занимающихся коммунальной электроэнергетикой, тормозит дальнейшее развитие отрасли при том, что каждый из них имеет свои взгляды на вопросы эксплуатации. По его мнению, необходимо выработать и внедрить единые стандарты внесением изменений в законодательство.

Президент Ассоциации электроснабжения городов России «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО» Александр Маслов считает, что в настоящее время

территориальные сетевые организации, находящиеся в руках частного собственника, как правило, владеющего небольшими участками электрической сети, сами себе определяют качество предоставляемой услуги, практически не несут никакой ответственности перед потребителем.

Схема управления электрическими сетями, когда множество различных сетевых компаний работают под единым контролем государственной структуры, достаточно успешно применяется в США. В Великобритании весь электросетевой комплекс также не сосредоточен в руках одной мегакомпании. Там существует Национальная сетевая компания и несколько региональных распределительных компаний. По-сути, эта модель была взята за основу при реформировании электроэнергетики в России.

В Финляндии существует сетевой оператор национальной сети, несколько операторов региональных сетей и более сотни распределительных сетевых компаний.

Александр Маслов предложил три варианта дальнейшего развития отрасли в плане регулирования работы мелких ТСО:

- 1) консолидация в единую сетевую компанию;
- 2) консолидация в рамках СРО;
- 3) консолидация в рамках единого министерства.

Эксперты были единодушны — важно выбрать способ консолидации электросетевого комплекса в зависимости от уровня сетей. В целях прекращения роста количества ТСО и, как следствие, снижения роста тарифов, а также прекращения бесконтрольного дробления взаимосвязанного сетевого распределительного комплекса необходимо законодательно минимизировать возможности для создания и функционирования мелких ТСО. Сформировать и внедрить правовую базу, мотивирующую всех участников рынка осуществлять энергоэффективную деятельность. В части внедрения механизмов, направленных на выработку единых стандартов деятельности ТСО, разработать общедокументальные стандарты ТСО и законодательно внедрить порядок обязательности их исполнения всеми ТСО (любой формы собственности). Установить контроль за исполнением данных стандартов. Принять нормы проектирования энергообъектов.

Когда будет наведен порядок в законодательстве, перестанут расти тарифы, все мелкие собственники, работающие на рынке, будут работать по единым стандартам, в России появится эффективная система коммунальной электроэнергетики.