

Insula Media

ЕЖЕНЕДЕЛЬНЫЙ НОВОСТНОЙ ОБЗОР

СИЛОВОЙ ОСТРОВ

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

ТЕМЫ НОМЕРА

Главный конструктор АО "УТЗ" анализирует тренды ДПМ-2

"Силовые машины" и УТЗ: отключённые турбины АЭС

№43 (606)

25 • 31 октября 2021

WWW.INS-MEDIA.RU

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИДЕАЛЬНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НЕ СУЩЕСТВУЕТ, НО НАСТАЛО ВРЕМЯ ПРИНЯТИЯ НОВЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ БАЛАНСА ИНТЕРЕСОВ УЧАСТНИКОВ.....	3
МИНЭНЕРГО ПОДДЕРЖАЛО УВЕЛИЧЕНИЕ ПЕРИОДА ВЫПЛАТЫ ШТРАФОВ ЗА ЗАДЕРЖКУ ВВОДА МУСОРНЫХ ТЭС	3
КАЗАХСТАНУ ВЫПИШУТ СЧЕТ ЗА ЭЛЕКТРИЧЕСТВО. ИНТЕР РАО ХОЧЕТ НАЧАТЬ КОММЕРЧЕСКИЕ ПОСТАВКИ В РЕСПУБЛИКУ.....	4
КАЗАХСТАН: В МИНЭНЕРГО ИЗУЧАЮТ ВОПРОС ВОЗМОЖНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА АЭС	6
КИТАЙ ПОПРОСИЛ УВЕЛИЧИТЬ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В НОЯБРЕ И ДЕКАБРЕ.....	7
ГЕНЕРАЦИЯ	8
ИНТЕР РАО И СТРУКТУРА МОРДАШОВА УЧРЕДИЛИ СП ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ КАШИРСКОЙ ГРЭС.....	8
БГК НАПРАВИТ НА ТЕХПЕРЕООРУЖЕНИЕ И МОДЕРНИЗАЦИЮ СВОИХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ БОЛЕЕ 4 МЛРД РУБЛЕЙ В 2021 ГОДУ	8
ТГК-1: НА ОБЪЕКТАХ ВНЕДРЕН МЕХАНИЗМ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ ОБОРУДОВАНИЯ.....	9
СГК ЗАВЕРШАЕТ РЕМОНТНУЮ КАМПАНИЮ НА ТЭЦ НОВОСИБИРСКА	10
ENEL: ИНТЕРВЬЮ С ГЕНДИРЕКТОРОМ ФРАНЧЕСКО СТАРАЧЕ.....	11
НА ТЭЦ «МОНДИ СЛПК» ДО КОНЦА ГОДА БУДЕТ ВВЕДЕНО В РАБОТУ ГЕНОБОРУДОВАНИЕ МОЩНОСТЬЮ 84 МВт.....	15
КАЗАХСТАН: НА ТЭЦ АРСЕЛОРМИТТАЛ ТЕМИРТАУ ЗАРАБОТАЛО ОБОРУДОВАНИЕ УРАЛЬСКОГО ТУРБИННОГО ЗАВОДА	15
ИТАЛЬЯНЦЫ И НЕМЦЫ ПОСТРОИЛИ В АРМЕНИИ НОВУЮ КРУПНУЮ ТЭЦ, ЕЕ ЗАПУСЯТ ДО КОНЦА ГОДА.....	16
ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИЕ	18
ЗАВОД «КИРОВ-ЭНЕРГОМАШ» ПОСТАВИТ ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ МОДЕРНИЗИРОВАННЫХ ПЛАВЭНЕРГОБЛОКОВ ДЛЯ БАИМСКОЙ РУДНОЙ ЗОНЫ	18
РОСАТОМ ПРИСТРОИЛ ТУРБИНЫ. ЗАКАЗ НА ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПЛАВУЧИХ АЭС ДОСТАЛСЯ КИРОВСКОМУ ЗАВОДУ	19
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ: СТАТУС СОЗДАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ГАЗОВЫХ ТУРБИН НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	20
УТЗ: АНАЛИЗ ТРЕНДОВ КОММод (ДПМ-2)	22
УРАЛЬСКИЙ ТУРБИННЫЙ ЗАВОД ЗАВЕРШИЛ ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПЕРВОЙ ИЗ ТРЕХ ТУРБИН ДЛЯ КРАСНОДАРСКОЙ ТЭЦ.....	29

ПОДОЛЬСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД НАЧАЛ ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ ДВУХ СУХИХ ВЕНТИЛЯТОРНЫХ ГРАДИРЕН НА ТЭС «УДАРНАЯ»	30
ЦИФРОВОЙ ЗАВОД: «ЗИО-ПОДОЛЬСК» СОВЕРШЕНСТВУЕТ ПРОЦЕССЫ УПРАВЛЕНИЯ И ПРОЕКТЫ ПО ЦИФРОВИЗАЦИИ	30
ТУРБОКОН И МОСЭНЕРГО ЗАКЛЮЧИЛИ СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ	32

Идеального рынка электроэнергии не существует, но настало время принятия новых решений для достижения баланса интересов участников

28.10.2021 [НП Совет рынка](#)

Идеального рынка электроэнергии не существует, но настало время принятия новых решений для достижения баланса интересов участников – такой тезис был сформулирован участниками организованной Ассоциацией «НП «Совет рынка» VII Конференции «Приоритеты рыночной электроэнергетики в России. Экология рынка, рынок и экология» по итогам первого дня мероприятия. <...>

По итогам работы двух одноименных круглых столов, которые проходили параллельно, участники сошлись во мнении, что необходимость изменения модели российского рынка электроэнергии и мощности в сторону уменьшения государственного регулирования и повышения конкуренции сейчас как нельзя актуальна.

Так, несмотря на то что нерыночные механизмы, предлагаемые государством, по мнению участников, все равно останутся, нужно сделать так, чтобы они были реально нужны и потребителям, и производителям энергии. При этом все подобные решения должны приниматься максимально прозрачно и иметь четкие критерии.

В идеале подобные механизмы поддержки должны через некоторое время становиться конкурентными и встраиваться в двусторонние отношения между участниками рынка, что является вполне реальной перспективой.

«Электроэнергетика – довольно сложная отрасль, совмещающая конкурентные и монопольные виды деятельности, а также разнообразные входящие параметры, такие, например, как топливо. Мы в Совете рынка стараемся в имеющихся условиях бороться за конкуренцию, выстраивать ее и поддерживать. И это получается. Несмотря на то, что многие называют КОМод ДПМ-2 – это не так, ибо внутри механизма заложена конкуренция, которая привела к снижению цен на мощность фактически до цены КОМ. То же можно сказать и о программе ВИЭ 2.0 – фиксация поддержки в деньгах и отборы по LCOE привели к хорошим результатам. То есть, как мы видим, возможность «докручивать» нерыночные механизмы до конкурентных существует», – сказал Председатель Правления Ассоциации «НП Совет рынка» Максим Быстров. <...>

Минэнерго поддержало увеличение периода выплаты штрафов за задержку ввода мусорных ТЭС

26.10.2021 [Прайм](#)

Минэнерго РФ считает целесообразной идею увеличить штрафуемый период за срыв срока ввода мусоросжигающих электростанций (МТЭС), сообщил журналистам министр энергетики РФ Николай Шульгинов в ходе визита на Прегольскую ТЭС.

«Такие предложения рассматриваются в правительстве. Мы поддерживаем продление штрафного периода, чтобы все же их ввести в работу», — ответил Шульгинов на соответствующий вопрос, сообщает ПРАЙМ.

Газета «Коммерсант» ранее в октябре сообщала, что кабмин предложил увеличить

штрафуемый период и проработать возможность снижения размера штрафов для «Ростеха» за срыв срока ввода пяти мусоросжигающих электростанций.

«РТ-Инвест» (25% у «Ростеха») с 2017 года строит пять МТЭС мощностью 335 МВт, или 3,35 млн тонн в год, ввод в эксплуатацию — в 2023 году. Общая стоимость проекта — более 252 млрд рублей, в том числе 22,2 млрд рублей из бюджета. ТЭС причислены к возобновляемым источникам энергии, первые пять станций строятся по ДПМ.

Объекты строятся по ДПМ сроком на 15 лет за счет энергорынка, за срыв срока ввода предусмотрены штрафы и разрыв ДПМ. «РТ-Инвест» обязан ввести объекты 1 декабря 2022 года. Штраф за просрочку — 25% от платежа за мощность. Пока станция не запущена, инвестор теряет платеж за мощность. Срок ДПМ не меняется. Если МТЭС не начнут работать до 1 декабря 2023 года, то ДПМ расторгается, напоминает ПРАЙМ.

В феврале на совещании у вице-премьеров Александра Новака и Виктории Абрамченко представитель «РТ-Инвеста» заявил о возможном переносе запуска заводов с конца 2022 на конец 2023 года, ссылаясь на проблемы с поставкой оборудования из-за пандемии.

Казахстану выпишут счет за электричество. Интер РАО хочет начать коммерческие поставки в республику

28.10.2021 [Коммерсант](#) Также см. [Известия](#)

«Интер РАО» надеется с ноября начать коммерческие поставки электроэнергии в Казахстан, где ожидается серьезный энергодефицит из-за бурного развития ферм по майнингу криптовалюты. Желаемый объем поставок — до 400 МВт в сутки. Пока Казахстан без предупреждения увеличивает переток из РФ до 1,5 ГВт в день, что позволяет получать электроэнергию по более низкой цене. Такие поставки нерентабельны для РФ, а также затратны для энергосистемы, поскольку для них приходится включать самые неэффективные электростанции. Казахстан заявляет о готовности создать СП с «Интер РАО» для продажи энергии местным потребителям.

«Интер РАО» (российский оператор экспорта-импорта электроэнергии) хочет в ноябре начать первые коммерческие поставки электроэнергии в Казахстан, сообщила член правления — врио главы блока трейдинга энергохолдинга Александра Панина. Компания рассматривает возможность выхода на биржу Казахстана, где можно предлагать покупателям контракты (например, на час, сутки, месяц) по цене, включающей стоимость электроэнергии, плату за передачу и маржу. По словам госпожи Паниной, «Интер РАО» хотело бы продавать в среднем около 300–400 МВт в сутки.

По неофициальным оценкам, дефицит в Казахстане оценивается на уровне около 600 МВт в пиковые часы в ноябре, а в перспективе — до 1 ГВт. Причина — бурное развитие майнинговых ферм и наступление холодов.

Последнее время Казахстан серьезно наращивает потребление электроэнергии из РФ, несмотря на отсутствие коммерческих контрактов. Коридор перетока, достаточный для параллельной работы двух энергосистем, составляет 150 МВт. Но республика в разы превышает эти объемы без предупреждения и оплачивает электроэнергию постфактум по цене балансирующего рынка, которая ниже одноставочной цены европейской части РФ (по итогам августа составляла около 2,73 руб. за 1 кВт•ч). В Казахстане, уточнила Александра Панина, цена не превышает 2 руб.

В Минэнерго Казахстана пояснили “Ъ”, что местное «Самрук-энерго» ведет переговоры с «Интер РАО» о создании СП для продажи электроэнергии потребителям страны.

Продавцами могут выступить и другие компании, имеющие договоренности с российскими поставщиками. Покупку электроэнергии из-за пределов Казахстана планируется организовать на площадке АО КОРЭМ: уже были проведены пилотные торги, куда в качестве покупателей допускались исключительно майнинговые компании, добавили в министерстве.

Министр энергетики РФ Николай Шульгинов уже выносил проблему перетоков в Казахстан на уровень президента Владимира Путина. «Внеплановое отклонение объемов перетока достигает 1–1,5 ГВт. Это сказывается на работе наших электростанций, потому что они используются — первое — в неэффективных режимах, второе — мы зачастую вынуждены их оперативно включать в работу», — говорил он 20 октября. Министр оценивал рост потребления в республике в 6%.

Неплановые отклонения между РФ и Казахстаном в последние два года достигают 1,5 ГВт, что соизмеримо с пропускной способностью связей между энергосистемами, уточнили “Ъ” в «Системном операторе» (СО; диспетчер энергосистемы РФ).

«Техническая возможность организации плановой поставки в обсуждаемых объемах (300–400 МВт) имеется, поскольку эти объемы кратно ниже существующих на сегодня фактических неплановых межсистемных перетоков», — говорят в СО.

В «Россетях» сообщили “Ъ”, что Россию и Казахстан связывают порядка 70 линий электропередачи классом напряжения до 500 кВ, все объекты исправны.

Сложная ситуация с балансом производства и потребления электроэнергии в Казахстане связана в первую очередь со старением парка генерации и очень ограниченным объемом ввода новых ТЭС — в среднем около 200–300 МВт в год (около 1–1,5% установленной мощности), говорит Сергей Роженко из КПМГ. При пике около 15 ГВт и потреблении в 105 млрд кВт·ч в год в Казахстане фактически исчерпаны резервы генерации. Импорт электроэнергии для северной энергозоны Казахстана, отмечает эксперт, становится фактически безальтернативным как минимум в отопительные сезоны на следующие три-пять лет — минимального срока строительства новой генерации.

28.10.2021 Ведомости

<...> Будет ли «Интер РАО» создавать специальную энерготрейдинговую «дочку» в Казахстане, как это сделано в других странах (например, в Финляндии и странах Прибалтики), <Панина> не поясняет. Потенциальными потребителями могут стать те же промышленные майнеры, говорит Панина. Но только в том случае, если им в Казахстане реально будут ограничивать поставки электроэнергии. Доля потребления майнеров в Казахстане, по ее оценкам, составляет до 1 ГВт из общего спроса в 16 ГВт. При этом Панина не исключила, что в дальнейшем с российской стороны будут параллельно проводиться те или иные изменения системы формирования цен в точках технических перетоков электроэнергии.

Управляющий директор по рейтинговой деятельности НРА Сергей Гришунин отмечает, что традиционно Казахстан сам поставлял электроэнергию в Россию, но с ростом аварийности в энергосистеме Казахстана и с учетом тенденции на сокращение выбросов парниковых газов на угольных ТЭС (из которых 70% вырабатывается на местном дешевом низкокачественном угле) начал забирать из энергосистемы РФ. Поэтому в перспективе цены на рынке Казахстана станут выше, а значит, прямые контракты могут стать более предпочтительными, говорит Гришунин.

Впрочем, Скляр из «ВТБ капитала» сомневается, что «Интер РАО» удастся серьезно зарабатывать на экспорте в Казахстан в будущем. «ЕАЭС (помимо РФ входят Казахстан, Белоруссия, Армения, Киргизия. – «Ведомости») движется к единому рынку электроэнергетики, что предполагает минимальный дифференциал цен между рынками», – поясняет он.

Неофициально дефицит электроэнергии в Казахстане оценивается примерно в 600 МВт на пике потребления, а предстоящей зимой уже до 1 ГВт, замечает Панина. Желаемый объем, который может покрыть «Интер РАО» коммерческими поставками, составляет 300–400 МВт. Техническая возможность плановой поставки таких объемов есть, говорит представитель СО ЕЭС, поскольку они «кратно ниже фактических неплановых межсистемных перетоков».

Представитель «Совета рынка» (регулятор энергорынков в РФ) считает, что увеличение поставок в Казахстан может несколько снизить стоимость мощности для российских потребителей, но при этом не исключил роста цен на основном рынке торговли электроэнергией в РФ – рынке на сутки вперед. Это может произойти, если на фоне нехватки энергии в РФ в работу придется включить ранее не задействованные электростанции с более дорогой выработкой.

Казахстан: В Минэнерго изучают вопрос возможного строительства АЭС

27.10.2021 [Kapital](#)

Эксперты министерства энергетики начали изучать вопрос возможного строительства атомной электростанции в Казахстане. Об этом на пресс-конференции сообщил первый вице-министр энергетики Мурат Журебеков.

«Глава государства поручил в течение года проработать этот вопрос. Наша работа включает определение локаций на территории страны с учетом критериев, которые необходимы для реализации подобного рода проектов. Мы также ведем консультации с экспертами, международными в том числе, по технологии, по мощности. Смотрим на наш актуализированный баланс электропотребления и производства для того, чтобы определить, будет ли у нас дефицит энергии. Если будет, то в каком году и в каком объеме. Вся эта работа проводится сейчас в комплексе», — рассказал Мурат Журебеков.

В ноябре этот вопрос намечено обсудить с международными экспертами. В ведомстве планируют завершить эту работу в сроки, обозначенные главой государства в Послании народу Казахстана.

Напомним, в мае 2021 года Касым-Жомарт Токаев на совещании по вопросам развития электроэнергетической отрасли согласился с мнением специалистов, которые полагают, что окончательно списывать со счетов атомную энергетику преждевременно и ошибочно. «Весь развитый мир полагается на атомную энергию. Фобии здесь неуместны. Но следует проводить настойчивую разъяснительную работу среди граждан. Спешить со строительством атомных станций не будем, но и опаздывать с этим делом не следует», – подчеркнул президент.

Китай попросил увеличить поставки электроэнергии в ноябре и декабре

28.10.2021 [РИА Новости](#)

Китай попросил вдвое увеличить поставки электроэнергии в ноябре и декабре

Китай официально обратился к «Интер РАО» с просьбой вдвое увеличить поставки электроэнергии в ноябре и декабре, рассказала журналистам член правления — врио руководителя блока трейдинга компании Александра Панина. «Китай — все-таки запросил и на ноябрь, и на декабрь. Они уже официально обратились с увеличениями объемов. Их заявка будет удовлетворена, практически в полном объеме», — сказала она.

Панина также надеется в текущем году выйти на рекордные объемы поставок в Китай. На 2022 год, по словам топ-менеджера «Интер РАО», объемы поставок пока не обсуждались. «Они хотели в месяц 555 миллионов кВт.ч. по электроэнергии Почти вся она будет удовлетворена. В обычном режиме идет 285-295 миллионов кВт.ч. Почти удваивают», — отметила Панина.

«Интер РАО» в начале октября сообщила, что по просьбе китайской стороны с 1 октября увеличила поставки электроэнергии в КНР на 90% от плана или в 2 раза к уровню октября 2020 года. Власти нескольких провинций Китая, в основном на северо-востоке страны, пытаются справиться с перебоями в электроснабжении и отоплении, которые возникли в том числе из-за нехватки и дороговизны угля, а также роста цен на природный газ. Перебои в электроснабжении происходят на фоне усилий властей по снижению выбросов углекислого газа, сокращения использования угля и стремления развивать «зеленую экономику».

Генерация

Интер РАО и структура Мордашова учредили СП для модернизации Каширской ГРЭС

29.10.2021 [Интерфакс](#)

ПАО «Интер РАО» и ООО «Нордэнергогрупп» (структура Алексея Мордашова) учредили паритетное ООО «Каширская ГРЭС», следует из материалов «СПАРК-Интерфакс».

Общество было зарегистрировано 27 октября. Управляющей компанией значится ООО «Интер РАО — управление электрогенерацией».

«СП создано с целью модернизации Каширской ГРЭС», — прокомментировал «Интерфаксу» представитель «Интер РАО» создание СП.

Каширская ГРЭС была возведена в 1922 году. Это была первая электростанция, построенная по плану ГОЭЛРО. Ее установленная мощность тогда составляла 12 МВт. На пике мощность ГРЭС достигала 2068 МВт. С 2019 года «Интер РАО» начала вывод энергоблоков станции из эксплуатации, и сейчас ее мощностью равна нулю.

В 2021 году Каширская ГРЭС была отобрана в рамках конкурса на модернизацию с использованием отечественного оборудования. К 2028 году на электростанции будет построено два энергоблока общей мощностью 900 МВт на базе российской газовой турбины ГТЭ-170.1, созданной АО «Силловые машины» Мордашова.

Первые поставки оборудования должны начаться в 2025 году.

БГК направит на техпервооружение и модернизацию своих энергообъектов более 4 млрд рублей в 2021 году

25.10.2021 [БГК](#)

Об этом сообщил генеральный директор ООО «БГК» Виктор Лариошкин на еженедельном оперативном совещании, которое провёл Глава Башкортостана Радий Хабиров.

Эту сумма значительно превышает показатели прошлых лет. Так, в 2019 году компания направила на эти цели 1,374 млрд рублей, а в 2020 году – 1,821 млрд рублей.

Такое увеличение объёмов связано с участием БГК в федеральной программе модернизации теплоэлектростанций (КОММод), стартовавшей в России в 2019 году. Компания участвовала в отборах оборудования с поставкой мощности в 2023–2027 годах и в достаточно серьёзных конкурентных условиях сумела доказать эффективность своих проектов суммарной мощностью 1 356,4 МВт. Модернизация затронет 6 электростанций башкирской генерации, на которых будет модернизировано 8 турбин и 5 генераторов. Общий объём инвестиций составит 18,2 млрд рублей.

– После реконструкции этих генерирующих объектов увеличится их мощность и выработка, срок службы, снизятся удельные расходы топлива. И, главное, повысится надёжность работы оборудования, – сказал Виктор Лариошкин. – Кроме того, КОММод –

это большой вклад в развитие отечественного машиностроения. Машиностроительный комплекс получает новые заказы на оборудование, что создает мультипликативный эффект в промышленном секторе.

По словам генерального директора ООО «БГК», одна из основных текущих задач – завершение подготовки объектов генерации к работе в отопительный сезон 2021/2022 годов. Работа идёт в соответствии с графиком. Энергетики выполнили 22 ремонта основного оборудования на общую сумму 1,2 млрд рублей.

– Вы – наш ответственный, надёжный партнёр, обеспечивающий бесперебойное энерго- и теплоснабжение, – сказал Радий Хабиров. – Важно, что вы не сбавляете темпы модернизации. Нужно и дальше наращивать их до 4–5 млрд рублей ежегодно.

Виктор Лариошкин также отметил, что в компании ответственно относятся к соблюдению санитарно-эпидемиологических мер в связи с пандемией коронавируса и понимают важность вакцинации. Так, первым компонентом привились 83 процента сотрудников, полностью завершили вакцинацию – 80 процентов (2 559 человек).

ТГК-1: На объектах внедрен механизм автоматической передачи данных о техническом состоянии оборудования

27.10.2021 ТГК-1

В рамках мероприятий по цифровизации ПАО «ТГК-1» совместно со специалистами АО «Техническая инспекция ЕЭС» внедрило на энергообъектах механизм передачи данных в автоматизированную систему сбора и обработки информации (АС СиОИ) через единый стандартный программный интерфейс (API). Он позволяет повысить оперативность обмена данными и сократить время на оценку состояния оборудования.

Внедрение нового механизма проводится в рамках риск-ориентированного подхода к работе в отопительный сезон. Данные с объектов передаются в АС СиОИ через API. Система автоматически рассчитывает индекс технического состояния, определяет вероятность отказа оборудования на основании получаемых данных. Как следствие — надёжность работы энергосистемы повышается.

«Внедрение новейших цифровых комплексов для управления оборудованием — новый шаг к построению цифровой экосистемы принятия решений. Быстрый и высокоточный обмен данными, оперативный мониторинг состояния оборудования, возможность прогнозировать развитие событий позволяют усовершенствовать подходы к эксплуатации и ремонту оборудования», — подчеркнул Сергей Иванов, директор дирекции производственных систем ПАО «ТГК-1».

СГК завершает ремонтную кампанию на ТЭЦ Новосибирска

28.10.2021 [СГК](#)

Теплоэлектростанции СГК в Новосибирске заканчивают годовую ремонтную программу генерирующего оборудования: она выполнена более чем на 90%. Финальные проекты — капитальный ремонт двух турбин на ТЭЦ-2 и ТЭЦ-4. В октябре — ноябре теплоэлектростанции ремонтируют, как правило, турбины небольшой мощности, а более мощные агрегаты готовят к зиме летом.

Теплоэлектростанции ремонтируют турбины вместе с генераторами электрической энергии. Доля в общем объеме электрической мощности станции турбогенератора, который сейчас проходит ремонт на ТЭЦ-4, — 8%, или 30 МВт. На ТЭЦ-2 это агрегат мощностью 20 МВт, что составляет 6% от установленной мощности станции. <...>

Марс Уразбахтин, начальник отдела подготовки и проведения ремонтов Новосибирской ТЭЦ-2: «Оборудование третьей очереди Новосибирской ТЭЦ-2 работает на более низких параметрах — с давлением 90 атмосфер, в сравнении с оборудованием четвертой очереди — на давлении 130 атмосфер. Третью очередь задействуют зимой, в периоды пониженных температур, в режиме когенерации — комбинированной выработки электроэнергии и тепла». <...>

ТУРБИНА ТЭЦ-2

Капитальный ремонт турбины и генератора №5 выполнят специалисты специализированной подрядной компании АО «Сибирьэнергоремонт». Команде из 30 специалистов будет помогать шеф-инженер, у которого большой опыт работы на крупнейшем в России предприятии-изготовителе паровых турбин — Ленинградском металлическом заводе.

По расчетам, капремонт должен улучшить работу турбоагрегата сразу по ряду показателей. В частности, уменьшится удельный расход пара на выработку электрической энергии — с 8,2 до 6 тонн на МВт.

Прогнозируют и экологический эффект от повышения эффективности турбоагрегата. После ремонта в год потребуется сжигать на 2 370 тонн угля меньше.

Ремонт планируется начать с ноября и завершить в начале декабря. Ранее турбину капитально ремонтировали в 2004 году, а генератор — в 2016 году. Решение о капремонте принимается, исходя из показателей работы оборудования.

ТУРБИНА ТЭЦ-4

Теплоэлектростанция заканчивает ремонт турбогенератора №5. В проекте задействовано 22 работника Сибирьэнергоремонта, а для диагностики привлекаются узкие специалисты.

Ремонт турбины контролирует шеф-инженер специализированной организации и специалисты Уральского филиала Всероссийского теплотехнического института. Один из особо сложных этапов — обновление вращающихся лопаток. Для проведения этих работ ротор турбины перемещали на производственную площадку Сибирьэнергоремонта.

Ранее агрегат проходил капитальный ремонт в 2013 году.

Ожидаемый результат от ремонта турбогенератора на ТЭЦ-4 — увеличение КПД оборудования на 2%. Рост эффективности и надежности агрегата приведет к снижению

годового объема сжигаемого топлива в объеме не менее 1 500 тонн.

Общие вложения в ремонтную программу 2021 года на новосибирских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и Барабинской ТЭЦ в Куйбышеве — 2,7 млрд рублей (с НДС). В ремонтную программу включены 18 единиц основного оборудования ТЭЦ, в том числе 4 котлоагрегата, 7 турбоагрегатов, 7 турбогенераторов.

В финальные два проекта капремонта турбин СГК суммарно вложит 45 млн рублей.

Enel: Интервью с гендиректором Франческо Стараче

26.10.2021 Коммерсант



Цены на газ в Европе в этом году бьют исторические рекорды, что приводит и к росту цен на электроэнергию, а также уходу с рынка отдельных сбытовых компаний. О причинах энергетического кризиса, возможных рецептах борьбы с ним и развитии зеленой генерации в Евросоюзе “Ъ” рассказал гендиректор электроэнергетической группы Enel **Франческо Стараче**.

— Как рост цен на газ в Евросоюзе отразился на ваших электростанциях?

— Наши электростанции увеличивают выработку электроэнергии по сравнению с предыдущим годом. Они работают без каких-либо затруднений. Рост производства электроэнергии связан с тем, что после пандемии COVID-19 в Европе началось активное восстановление экономики и спроса на электроэнергию. Растущий спрос является одним из факторов, способствующих росту цен на электроэнергию во многих европейских странах, которые сейчас ищут выход из этой ситуации.

— Повышаете ли загрузку угольной генерации?

— Когда повышаются цены на газ, повышаются и объемы выработки угольной генерации для компенсации этого роста газовых цен. Поэтому в этом году угольные электростанции в Европе увеличат производство по сравнению с прошлым годом: их конкурентоспособность повысилась, несмотря на повышение цен на квоты на CO₂. Я считаю, что такая ситуация продлится недолго и будет иметь временный эффект, так как рост цен на газ, вероятно, также является временным явлением.

— Как вы считаете, европейские потребители будут пытаться внести изменения в формулу цен в долгосрочных контрактах на покупку газа?

— Изначально цены на газ неизменно были привязаны к ценам на нефть посредством различных формул. Но несколько лет назад эта привязка была упразднена. Были сформированы новые газовые хабы, в которых цена привязана только к спросу и предложению.

Возникшая волатильность цен на газ дает рыночные сигналы, которые сложно назвать благоприятными и которые продемонстрировали хрупкость этой системы.

Возникшая волатильность цен на газ дает рыночные сигналы, которые сложно назвать благоприятными и которые продемонстрировали хрупкость этой системы.

Причина роста цен на электроэнергию в ЕС — именно высокая волатильность цен на газ. Это не затронуло основную часть экономической деятельности, а отразилось лишь на тех процессах экономики, на которые долгосрочные контракты с фиксированными ценами не влияют. Эта ситуация также значительным образом не повлияла на потребителей, а затронула лишь некоторых из них: для большинства как бытовых, так и промышленных потребителей электроэнергии Европы установлены фиксированные цены на электроэнергию сроком на один или два года. Например, на испанском рынке электроэнергии 73% годового объема имеет фиксированную цену, и только 27% объема не имеют фиксированной цены (в этой доле находятся внутренние и промышленные потребители). Они пока еще не заметили этой волатильности. По нашему мнению, необходимо продлевать сроки договоров купли-продажи электроэнергии и, следовательно, устанавливать цены на электроэнергию в зависимости от цен на ее закупку на более длительный срок — пять или десять лет. Мы должны осознать, что при продаже электроэнергии в долгосрочной перспективе у генераторов тоже появится причина закупать газ по долгосрочным контрактам.

— *Уход от привязки цены газа к цене нефтепродуктов был ошибкой?*

— Нет, потому что нет никакого смысла связывать между собой эти два энергоресурса. Изначально газ был привязан к нефти только потому, что не было понимания, как его оценивать. В действительности динамика цен на эти энергоресурсы справедливо отслеживается отдельно. Волатильность, свойственная нефтяной отрасли, сейчас становится актуальной и для газа. Все мы помним нефтяные кризисы, а их было немало. То же самое ожидает нас в газовой отрасли.

— *Почему, на ваш взгляд, неожиданно для всех возник дефицит газа?*

— Такое происходит не впервые. За этим всегда стоит какая-то причина, но самое интересное, что эти кризисы всегда объясняются задним числом и очень редко предсказываются так называемыми экспертами. Так или иначе причина связана с дисбалансом спроса и предложения: высокий спрос на газ и низкое предложение газа либо низкое предложение газа без особых изменений спроса. Определенно, дисбаланс присутствует. Возможно, через полгода будет найдено объяснение этой ситуации. Нам нужно свыкнуться с мыслью, что такие вещи еще будут происходить. Необходимо приложить все усилия, чтобы этого избежать: такая ситуация невыгодна ни для продавцов, ни для покупателей.

— *Как вы думаете, долго ли продлится этот кризис?*

— Не могу сказать. Нужно время для осознания, что такая волатильность требует баланса между спросом и предложением. Баланса можно достигнуть двумя способами: либо нужно повысить предложение газа, либо снизить спрос на него. Чтобы снизить спрос, необходимо переходить с потребления газа на другие источники энергии: уголь или ВИЭ. Если переходить на уголь, то сократить потребление газа можно в очень краткосрочной перспективе с использованием существующих установок. Но нам ясно, что решение — это развитие возобновляемой энергетики. Однако потребуются больше времени, чтобы сократить потребление газа, нарастив необходимые мощности зеленой энергии.

Рост производства газа могут обеспечить только страны-производители, их много, они разбросаны по всему миру. Полагаю, что баланс будет найден, как и в предыдущих ситуациях, потому что такая волатильность никому не выгодна.

— *Ведете ли вы переговоры с «Газпромом» о пересмотре цены в контрактах?*

— Обычно мы не комментируем ведущиеся переговоры с кем бы то ни было. Поэтому я не

могу это прокомментировать.

— *В Евросоюзе также растут цены на квоты на выбросы CO₂. Как это влияет на вас и в текущей ситуации приносит ли это какую-то пользу?*

— Рост квот на выбросы CO₂ был ожидаем и значительно не повлиял на наши результаты. При этом рост цен на выбросы показал, насколько затратен процесс производства электроэнергии из ископаемого топлива и насколько важно снижать зависимость от него. Механизм торговли квотами достигает намеченных целей.

— *Цены на электроэнергию для населения в ЕС не субсидируются, в отличие от России. Вы видите необходимость перенять модель у РФ?*

— Субсидирование цен всегда способствует диспропорции рыночного механизма, а в итоге такие изменения становятся невыгодными и нецелесообразными.

На мой взгляд, в Европе не стоит применять эту модель: у нас иная система. Вероятно, в ближайшие несколько месяцев цены на электроэнергию так или иначе стабилизируются, что позволит восстановить функционирование рынка в более стабильный период. Я считаю, что цены на электроэнергию необходимо зафиксировать на более долгий срок, а именно на срок от четырех до десяти лет, во избежание колебаний стоимости. Зачастую скачки цен на электроэнергию происходят из-за волатильности ископаемого топлива, вызванной исключительно спекулятивными рыночными событиями.

Цена на электроэнергию может быть намного более стабильной, чем сейчас: в будущем стоимость электроэнергии, получаемой от ВИЭ, не будет такой волатильной, ведь возобновляемые источники энергии не зависят от газа или нефти. Поэтому легко можно представить закупку электроэнергии на период от пяти до десяти лет или даже до 20 лет без особых рисков. Это очень сложно представить в отношении газа или нефти. В этом и заключается разница.

— *Какие реформы энергорынка могут разрешить возникшую ситуацию в Европе?*

— Еврокомиссия уже выдвинула на обсуждение ряд обоснованных предложений, которые могут ускорить процесс декарбонизации с учетом такой волатильности цен на газ. Среди таких мер: обеспечение поддержки для ограниченного круга наиболее уязвимых потребителей электроэнергии, снижение налогов, развитие рынков долгосрочных соглашений о покупке электроэнергии, а также ускорение строительства новых объектов ВИЭ для сокращения зависимости от газа или угля.

— *То есть текущий кризис может ускорить энергопереход в ЕС?*

— Да, безусловно. Многие начинают понимать, насколько сильна зависимость ЕС от одного вида топлива. Для Европы важно обеспечить диверсификацию технологий. По нашим оценкам, если бы мы уже сейчас достигли целей по объему ВИЭ, поставленных в Европе на 2030 год (плюс 76 ГВт мощностей только в Италии по отношению к текущим показателям), текущая волатильность была бы в половину меньше. Проблема не с ВИЭ. Это лишь вопрос времени.

По мере увеличения объемов возобновляемых источников энергии наша зависимость от ископаемого топлива и, соответственно, волатильность цен будут снижаться.

— *Вы участвовали в последних конкурсах инвестпроектов по строительству ВИЭ в РФ?*

— Мы участвуем в большом количестве тендеров по всему миру. Обычно на каждые наши три проигрыша приходится один выигрыш. На этом конкурсе в России был как раз один из тех трех случаев проигрыша.

— *Считаете ли вы обоснованными те цены, которые были достигнуты на конкурсе ветрогенерации в РФ (средняя одноставочная цена электроэнергии — 2,8 тыс. руб. за 1 МВт•ч, или около €34)?*

— В такой цене нет ничего необычного. Она лишь демонстрирует конкурентоспособность ВИЭ на любом мировом рынке. Она кажется низкой лишь потому, что ее увидели впервые. В дальнейшем такой уровень цен появится еще не раз.

— *Планируете ли еще участвовать в конкурсах ВИЭ в России?*

— Да. Как вы помните: на каждые наши три проигрыша приходится один выигрыш. Мы надеемся, что если продолжим участие, то в следующий раз одержим победу.

— *Не планируете ли продавать генерацию в России?*

— Нет, в настоящее время у нас нет таких планов.

— *В России третий год проходит эксперимент по управлению энергоспросом (demand response). Почему вы не заняли существенной доли рынка в этом сегменте?*

— Мы внимательно следим за всеми механизмами demand response в разных странах. В России в этом механизме участвуют конечные потребители электроэнергии, поэтому мы решили выйти в этот сегмент через компанию «Русэнергосбыт» (50,5% принадлежит группе ECH Григория Березкина, 49,5% у Enel.— “Ъ”), которая специализируется на взаимодействии с конечными российскими клиентами. Мы знаем, что в России генерирующие компании тоже могут участвовать в процессе управления спросом. Но нам сложно это понять: производство электроэнергии и управление спросом — это два разных сегмента.

— *ФАС России одобрила ходатайство «Мосэнерго» (входит в «Газпром энергохолдинг») о покупке 100% «Русэнергосбыта». Почему вы решили продать свою долю?*

— Мы не принимали решения о продаже. Наш партнер по бизнесу получил предложения о продаже, сейчас мы их обсуждаем. Безусловно, если он примет решение о продаже, мы тоже продадим свою долю. Однако дискуссия еще продолжается.

— *Сбытовой бизнес в России теряет свою привлекательность?*

— Нет, мы не видим никаких сигналов его ухудшения.

— *Как развивается ваше подразделение Enel X в России?*

— Мы начали с небольших объемов поставок зарядных устройств для электротранспорта. На данный момент установили уже 20 станций с использованием технологий Enel X в разных городах: Москве, Владивостоке, Хабаровске, Благовещенске, Горно-Алтайске, Новокузнецке, Красноярске и Челябинске. Кроме того, мы изучаем направление энергоэффективности, так как видим в этом высокую необходимость в России. У Enel X огромный потенциал в России, но понадобится время, прежде чем раскроется ценность этого подразделения для российского рынка. Нужно немного подождать.

— *На ваш взгляд, какие в целом перспективы развития электротранспорта в России?*

— Перспективы внушительные. Несомненно, для перевозок на длинные дистанции в России используются другие транспортные технологии. Однако развитие электротранспорта во всем мире зарождается в крупных городах из-за сильных пробок и загрязнения экологии: все начинается с частных автомобилей и общественного транспорта. Китай, например, сейчас является мировым лидером в сфере электротранспорта, в том числе по количеству электробусов в крупных городах. Поэтому

мне кажется, что в наиболее крупных городах России есть потенциал для развития этого направления.

— *Еще один новый сегмент — водородная энергетика. Россия планирует производить до 12 млн тонн водорода к 2035 году на экспорт. Считаете ли это возможным и необходимым?*

— У России огромный энергетический потенциал в области водорода. Весь мир, и Россия в том числе, сейчас ищет решения, как сделать водород на основе электролиза воды конкурентоспособным по отношению к существующему водороду, производимому из углеводородов. Мы считаем, что наше сотрудничество с «Роснано» в этой сфере будет способствовать поиску конкурентоспособного технологического решения, которое позволит развить масштабное производство зеленого водорода на основе электролиза в России. В рамках этого сотрудничества наша Кольская ветроэлектростанция (201 МВт) в Мурманской области будет использовать часть своей выработки электроэнергии для производства водорода в пилотных проектах.

— *До сих пор есть вопросы в части транспортировки и использования водорода. Как вы считаете, когда эта отрасль уже станет реальностью?*

— Обычно новая технология демонстрирует свой потенциал в первые три — пять лет. Если за это время ничего не происходит, лучше не продолжать.

На ТЭЦ «Монди СЛПК» до конца года будет введено в работу геноборудование мощностью 84 МВт

25.10.2021 [BigpowerNews](#)

До конца 2021 года в Северо-Западном федеральном округе (СЗФО) планируется ввод генерирующего оборудования ТЭЦ АО «Монди Сыктывкарский ЛПК» (Монди СЛПК) мощностью 84 МВт, сообщил предправления Системного оператора Федор Опачий в ходе заседания федерального штаба по подготовке к ОЗП, которое состоялось 25 октября в Калининграде под председательством министра энергетики РФ Николая Шульгина.

Напомним, проект модернизации ТЭЦ был начат в 2017 году. Первоначально планировалось, что новая турбина мощностью 84 МВт будет введена в работу в 2019 году.

Стоимость первого этапа модернизации ТЭЦ оценивалась в 8 млрд рублей.

Электрическая мощность ТЭЦ составляет 529 МВт, тепловая мощность — 1220 Гкал/час.

Казахстан: На ТЭЦ АрселорМиттал Темиртау заработало оборудование Уральского турбинного завода

26.10.2021 [УТЗ](#)

Завершена модернизация турбины Т-100-130 ТЭЦ АрселорМиттал Темиртау (Казахстан). Генеральный подрядчик проекта — Карагандинский турбомеханический завод (КТМЗ). Уральский турбинный завод в рамках договора с КТМЗ поставил часть высокого давления турбины Т-100-130.

В результате проекта обновлен парковый ресурс турбины Т-100-130, установлена новая современная электрогидравлическая система регулирования (ЭГСП) производства КТМЗ, в

целом улучшены технико-экономические показатели машины.

КТМЗ – ведущее казахстанское энергомашиностроительное предприятие, специализирующееся на ремонте и модернизации паровых турбин. Отметим, что УТЗ давно сотрудничает с казахстанским предприятием. Совместно ими было выполнено несколько проектов для электростанций России и Республики Казахстан.

Итальянцы и немцы построили в Армении новую крупную ТЭЦ, ее запустят до конца года

26.10.2021 [Sputnik](#)

Новый энергоблок Ереванской ТЭЦ уже построен, он будет запущен до конца текущего года. Эту информацию Sputnik Армения подтвердили в итальянской компании Renco Armestate, курирующей проект.

В марте 2017 года, при закладке фундамента нового энергоблока ЕрТЭЦ (де-факто новой станции) присутствовал президент Армении Серж Саргсян. Новый энергоблок располагается по соседству с действующим, государственным, мощностью 228,6 МВт. Для нового проекта компания Renco (головная компания Renco Armestate) привлекла средства четырех итальянских банков и госкорпорации Simest, которая поддерживает проекты итальянского бизнеса за рубежом. 40-процентным акционером проекта стала немецкая корпорация Siemens.

В ноябре 2018 года договор о строительстве станции подписали в Ереване представители Renco, Siemens и министерства энергетики и природных ресурсов Армении (позже включенное в состав министерства территориального управления и инфраструктур). Правительство Армении не принимает финансового участия в проекте, но оказывает организационную поддержку.

Руководители Renco Armestate, непосредственного куратора проекта, сообщили Sputnik Армения, что строительство практически завершено, и с большой долей вероятности можно сказать, что уже в ноябре ТЭЦ будет подключена к высоковольтной сети.

В министерстве территориального управления и инфраструктур, курирующем энергетику, Sputnik Армения подтвердили, что на станции проводятся испытания, и если уж не в ноябре, то в декабре точно она будет полностью готова к работе. Как сообщалось ранее, мощность новой станции составит около 250 мегаватт, а объем инвестиций – около 250 миллионов долларов (не считая НДС). Как ранее заявлял министр энергетики Гарегин Баграмян, новая станция должна заменить мощности устаревшей Разданской ТЭС.

Инвесторы договорились с правительством Армении и о цене на электричество. Она составит 5,7 цента за киловатт/час: правительству удалось снизить ее с ранее заявленных 6,02 цента. Кроме того, правительство не стало брать на себя обязательств по выплате компенсации колебаний курса драма к доллару. Все это позволит сэкономить на закупке электроэнергии по 6,04 миллиона долларов в год, то есть около 160 миллионов долларов за 25 лет работы станции.

Современное оборудование, установленное на станции, позволит довести ее КПД до 56% (один из самых высоких показателей для тепловых электростанций на всем Южном Кавказе). Станция сможет вырабатывать электричество как для внутреннего пользования, так и для экспорта в Иран — по той же схеме, что и действующий, государственный энергоблок ЕрТЭЦ. Станция получает газ из Ирана, с каждого кубометра которого

вырабатывает примерно 4,5 кВт/ч электроэнергии. Из них 3 кВт/ч поставляется в Иран, а излишек остается внутри Армении (частично к этой схеме подключается и ТЭС «Раздан-5»). Направления поставок будет определять правительство — как покупатель электричества.

Энергомашиностроение

Завод «Киров-Энергомаш» поставит паротурбинные установки для модернизированных плавэнергоблоков для Баимской рудной зоны

25.10.2021 Атомэнергомаш

Акционерное общество «Опытное Конструкторское Бюро Машиностроения имени И.И. Африкантова» (АО «ОКБМ Африкантов», входит в состав дочерних компаний АО «Атомэнергомаш» – машиностроительного холдинга Госкорпорации «Росатом») и АО «Завод «Киров-Энергомаш» (входит в группу компаний «Кировский завод») подписали по результатам открытого запроса предложений в электронной форме договор на поставку восьми паротурбинных установок единичной мощностью 58 МВт для четырех модернизированных плавучих энергоблоков (МПЭБ), которые обеспечат энергоснабжение Баимской рудной зоны. Договор предусматривает также участие завода в пусконаладочных работах и швартовых испытаниях МПЭБов.

Договор был заключен в рамках реализации проекта поставки для «Атомфлота» четырех МПЭБов с установленной электрической мощностью 106 МВт каждый для энергоснабжения Баимской рудной зоны. Ввод в эксплуатацию в районе мыса Наглёйнын первых двух энергоблоков предусматривается к началу 2027 года, третьего – к началу 2028 года, четвертого – к началу 2031 года.

Из-за сжатых сроков реализации проекта корпус судна и большая часть оборудования будут произведены по проекту ПАТЭС «Академик Ломоносов». Корпус МПЭБ имеет аналогичные с ПАТЭС характеристики: длина – 144 м, ширина – 30 м, осадка – 5 м. Отличия заключаются в реакторной установке (вместо реакторов КЛТ-40С в МПЭБ предусмотрены реакторы РИТМ-200С), а также в более мощной турбогенераторной установке. Активная зона сможет работать до 5 лет без перезарядки. В отличие от ПАТЭС на МПЭБ не будет перегрузочного комплекса. Также потребуется меньше персонала для обслуживания плавэнергоблока: если на ПАТЭС работает 336 сотрудников, то на МПЭБ понадобится порядка 120 человек.

Баимская медно-порфировая площадь принадлежит казахстанской KAZ Minerals. В настоящее время компания разрабатывает ТЭО проекта, его завершение было отложено с 2020 года на первую половину 2021-го из-за изменений в инфраструктурном плане. Ожидается, что Баимская начнет производство до конца 2027 года и годовая мощность переработки руды составит 70 млн тонн. Предполагаемый капитальный бюджет – около \$8 млрд. Ресурсы месторождения Песчанка, расположенного в пределах Баимской, оцениваются по JORC в 9,9 млн тонн меди и 16,6 млн унций золота.

Росатом пристроил турбины. Заказ на поставку оборудования для плавучих АЭС достался Кировскому заводу

25.10.2021 [Коммерсант](#)

По данным “Ъ”, контракт на производство турбин для плавучих АЭС, предназначенных для Баимского ГОКа, получил Кировский завод. Сумма сделки составит 16,5 млрд руб. Второй претендент — «Силловые машины» в консорциуме с Уральским турбинным заводом (УТЗ) — вышел из конкурса, считая цену заниженной. В УТЗ ожидают, что сроки выполнения заказа сдвинутся на год, а цена вырастет на треть. Аналитики согласны, что удержаться в заявленных параметрах будет непросто.

«Киров-Энергомаш» (КЭМ, входит в Кировский завод) получил заказ на производство паротурбинных установок (ПТУ) мощностью 58 МВт каждая для четырех плавучих атомных энергоблоков (ПЭБ), рассказали “Ъ” источники на рынке. «ОКБМ Африкантов» заключило договор с КЭМ как с единственным поставщиком, поскольку остальные участники фактически бойкотировали тендер, говорят собеседники “Ъ”.

На конкурс подавалась только одна заявка от КЭМ.

Стоимость контракта с учетом шефмонтажа турбин, участия в их пусконаладке и швартовых испытаниях — 16,5 млрд руб. (с НДС), что на 0,24% ниже максимальной цены, следует из материалов тендера. Комплект ПТУ (по две турбины) для первого ПЭБа должен быть готов в 2023 году, для остальных — в 2024, 2025 и 2027 годах соответственно.

«Росатом» строит ПЭБы по 106 МВт каждый для энергоснабжения Баимского ГОКа (медно-золотой проект KAZ Minerals) на Чукотке. Стоимость строительства ПЭБов на реакторах РИТМ-200 — 190,2 млрд руб. с НДС. «Росатом» обещает запустить их к 2027 году.

На контракт также претендовал консорциум «Силловых машин» Алексея Мордашова и УТЗ (входит в холдинг «Ротек»), но там сочли цену заниженной минимум на 17%, ссылаясь на подорожание металла (см. “Ъ” от 28 сентября). «Росатом» отклонил жалобы «Силмаша» и УТЗ. Источники “Ъ” утверждали, что цена 16,5 млрд руб. была сформирована еще в 2018 году. Причем «Росатом» почти не изменил габариты корпусов по сравнению с первым ПЭБ «Академик Ломоносов», что позволило бы увеличить цену ПТУ. Габариты не удалось существенно уменьшить, поскольку «поджимают сроки», поясняет другой источник “Ъ”. Первые два корпуса построит китайская верфь за \$226 млн, третий и четвертый — Балтийский завод (см. “Ъ” от 13 сентября).

Директор по судостроению и ОПЭБ «Атомэнергомаша» Владимир Аптекарев сообщил “Ъ”, что компания «в целом удовлетворена» итогом конкурса. «С учетом крайне сжатых сроков проекта нам дорог каждый день, — говорит он. — А заключение договора на поставку турбин позволяет нам переключить внимание на следующие этапы работы над проектом».

«Я никак не оцениваю итоги конкурса, так как его не было», — заявил “Ъ” председатель советов директоров АО «Ротек» и УТЗ Михаил Лифшиц. Он уточнил, что у компании «нет планов подавать жалобы в ФАС, так как с точки зрения внутренних регламентов уважаемого заказчика нарушения их внутренних закупочных процедур не обнаружено». Господин Лифшиц прогнозирует, что сроки выполнения контракта сдвинутся минимум на год, а цена в процессе выполнения вырастет минимум на 30%. В «Силмаше» и на Кировском заводе не ответили на запрос “Ъ”.

Проект обещает быть непростым для Балтзавода и «Росатома» с учетом крайне жестких сроков сдачи и строительства корпусов для ПЭБов на верфи в Китае, у которой отсутствует

такой опыт, говорит глава «Infoline-Аналитики» Михаил Бурмистров.

«Цена контракта находится на грани рентабельности, и с учетом рисков, связанных с ростом цен на металл, заказ может быть убыточным для КЭМ, хотя укрепление рубля и дает возможность несколько улучшить экономику в части расходов на импортные компоненты», — полагает он. КЭМ — основной подрядчик Балтзавода по проектам строительства атомных ледоколов, добавляет эксперт, и с учетом создания на предприятии испытательного стенда заинтересованность КЭМ в заказе на турбины выше, чем у других претендентов, несмотря на взаимные финансовые претензии и суды с Балтзаводом.

Энергетическое машиностроение: статус создания производства газовых турбин на территории Российской Федерации

14.10.2021 Ведомости

При поддержке АО «Силловые машины»

КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ

Производство отечественных газовых турбин большой мощности и создание российского инжиниринга в этой области — одна из ключевых задач российского энергомашиностроения для энергетического суверенитета страны.

«Мы совместно с Московским энергетическим институтом разработали комплексную научно-техническую программу по газовым турбинам большой мощности, достаточно много там уделено внимания метано-водородным турбинам, по месту и возможности их применения. И хотелось бы уже постепенно в таких дискуссиях, в которых мы с вами периодически принимаем участие, начинать рассуждать не о создании российской газовой турбины как таковой, а о создании новых инновационных образцов газовых турбин, в том числе работающих на метано-водородных технологиях, работающих на сверхкритике (сверхкритическом флюиде, агрегатном состоянии вещества, при котором нет различий между жидкой и газовой фазами — прим. ред.)», — заместитель Министра энергетики Российской Федерации Евгений Грабчак.

«Основная цель [наших] проектов — возрождение отечественной инжиниринговой школы, проектирование газовых турбин большой мощности. <...> Замысел в том, что те, кто занимается локализацией чужих решений, все-таки не добиваются той глубины инжиниринга, работы конструкторов и технологов, как при своих разработках. Это дает много плюсов. Понятное дело, что есть минусы в части сроков. Но глубина и в дальнейшем скорость реагирования на те или иные изменения в конструкции, в эксплуатации, когда есть свой инжиниринг, свое КБ, позволяет эти вопросы решать», — генеральный директор АО «Силловые машины» Александр Конюхов.

Традиционный энергобаланс будет преобладать, доля газа в тепловой генерации будет увеличиваться

«Перспективы [газовых турбин отечественного производства в энергетике] достаточно хорошие. Сегодня на пленарном заседании Президент Российской Федерации эти перспективы еще раз подтвердил и озвучил. Мы, Министерство энергетики в первую очередь, и правительство, и Президент говорим о том, что традиционный энергобаланс все-таки будет преобладать. Мы говорим о том, что доля газа в тепловой генерации будет

увеличиваться. Например, к 2035 году в соответствии с нашей Энергостратегией существенно увеличится доля выработки электроэнергии на основе газа. К 2050 году объем увеличится где-то до 43–45%», — заместитель Министра энергетики Российской Федерации Евгений Грабчак.

«По нашим оценкам, переход действующих тепловых электростанций на современный парогазовый цикл в рамках только программы модернизации генерации в России за счет более высокой эффективности производства электроэнергии позволит снизить CO₂ на 9% в электроэнергетике, что в целом, в пересчете на экономику, составит примерно 3%. Помимо очевидных экологических эффектов это в том числе создаст и устойчивый спрос на отечественные технологии газотурбиностроения», — заместитель Министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов.

ПРОБЛЕМЫ

Недостаточно высокое качество сырья и рост цен для машиностроителей, производителей турбин

«Две вещи, на которые я хочу обратить внимание. Первое — это конечно, материалы. Здесь, наверное, потребуется и нам, и коллегам какая-то поддержка со стороны Минпромторга, потому что доступность правильных материалов — это одна проблема, металлургия, я имею в виду. Вторая проблема — это постоянство их свойств. <...> Из трех заводов, с которыми мы работали по титану, остался один, и то потребовалось достаточно много усилий, чтобы он исполнял это правильно. <...> Мне кажется, что это большая история, на которую стоит обращать внимание и с точки зрения качества, и с точки зрения цены, и с точки зрения постоянства характеристик», — председатель совета директоров АО «Ротек» Михаил Лифшиц.

«Субпоставщики подводят наших отечественных машиностроителей. Надо задуматься и обратить внимание, поставщиков посмотреть. Сейчас 719-е постановление [от 17 июля 2015 г. «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» — прим. ред.] рискует быть невыполненным, идут сбои, и металл подорожал», — директор по проектированию и контроллингу проектов ДПМ-2 ООО «Сибирская генерирующая компания» Игорь Сорокин.

РЕШЕНИЯ

Переход ТЭЦ на парогазовый цикл, а затем на двойную метано-водородную смесь, позволяющий на 25% сократить выбросы CO₂

«С точки зрения решений вопросов повышения экологичности тепловой генерации, экологичности электростанций, безусловно, это переход на парогазовый цикл. Как только мы исчерпаем все возможности перехода на парогазовый цикл, там, где это возможно, дальше уже пойдет речь о переходе на турбины, работающие на метано-водородной смеси. <...> Такой проект мы уже запустили и надеемся, что ближе к 2026–2027 годам уже увидим промышленный образец такой турбины. Эксперты сходятся во мнении, что переход с газа на двойную смесь позволит сократить выбросы CO₂ приблизительно на 25%, то есть это будет уже следующий шаг с точки зрения выполнения наших обязательств по сокращению парниковых выбросов. Собственно, все упомянутые мной решения создают основу для дальнейшего развития газотурбиностроения в России», — заместитель Министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов.

Стимулирование экспорта отечественного машиностроения и совершенствование нормативной базы

«Что касается стимулирования экспорта, безусловно, задача и вопрос поставлены

правильно. У нас реализуется целый набор механизмов поддержки российского экспорта, действует Российский экспортный центр. Мы готовы там, где необходимо, донстроить эти механизмы и в рамках решения задач нацпроекта «Международные кооперации экспорта», конечно, поддержать нашего энергетического машиностроителя. <...> Будем надеяться, что увеличенный спрос станет мощным драйвером для того, чтобы у нас качество вышло на тот уровень, который необходим, потому что задача сложная, как для энергетических машиностроителей, так и для тех, кто сегодня у них выступает в цепочке коопераций», — заместитель Министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов. «Нужно подтягивать <...> нормативную базу, потому что на сегодня по суперсплавам и по кобальтовым сплавам вся нормативная база сильно устарела», — председатель совета директоров АО «Ротек» Михаил Лифшиц.

УТЗ: Анализ трендов КОММод (ДПМ-2)

25.10.2021 [«Энергетика и промышленность России»](#)

Тарас ШИБАЕВ, главный конструктор АО «УТЗ»

Приведенная ниже работа состоит из двух принципиально разных частей. В первой части статьи выполнен обобщающий экспертный анализ основных верхнеуровневых показателей проектов реконструкций, по которым получены запросы предложений. Данный анализ выполнен коллективом специалистов АО «УТЗ», участвующих в непосредственной обработке запросов и подготовке технической части предложений. Во второй части статьи приведен небольшой анализ технических требований на поставку турбинного оборудования для целей КОММод средствами машинного обучения и статистического анализа.

В статье приведен анализ именно запросов предложения от завода изготовителя. Данные запросы не означают обязательного участия АО «УТЗ» в реализации проекта реконструкции. Поставщик оборудования для каждого проекта определяется в результате конкурсных процедур, установленных в конкретной генерирующей компании. По многим из проектов, учитывая сроки реализации, конкурсные процедуры еще не проведены.

ЭКСПЕРТНЫЙ АНАЛИЗ ЗАПРОСОВ

Всего так или иначе на АО «УТЗ» поступило более 50 запросов на участие в конкурсах на поставку турбинного оборудования в проектах КОММод 2022–2026 годов и более 16 запросов на КОММод 2027 года и КОМ ПГУ 2028 года. Запросы содержат в себе информацию о целях закупки, проекте реконструкции (станция, станционный номер), ориентировочных сроках поставки и других существенных условиях участия. Можно условно разделить эти запросы на две категории по степени ясности. Первая категория запросов — максимально подробно проработанные технические требования, у генерирующей компании есть четкое представление каким образом будет реализован проект реконструкции. Вторая категория — запросы, укладываемые в несколько строк письма, при этом никаких деталей проекта, кроме разве что мощности и количества турбин не содержится.

В целом по всем запросам на УТЗ обращалось 12 головных генерирующих компаний, представленных в свою очередь своими дочерними территориальными генерирующими компаниями. Исходя из полученных запросов оборудование реконструируется на 48 станциях, на 70 единичных генерирующих объектах в 2022–2027 годах. Суммарная мощность реконструируемого оборудования составила 7614 МВт, суммарная стоимость

мероприятий по ДПМ составила более 176 млрд. р.

Интересно рассмотреть по каким типам (моделям, семействам) паровых турбин планируется выполнение проектов реконструкций в рамках КОММод. В разрезе типов турбин информация представлена в таблице.

Таблица. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПРОСОВ ПО ТИПАМ ТУРБИН

№	СЕМЕЙСТВО / МАРКИРОВКА	КОЛИЧЕСТВО ПРОЕКТОВ ПО ДПМ	КОЛИЧЕСТВО НОВЫХ ТУРБИН ПО СЕМЕЙСТВУ	КОЛИЧЕСТВО МОДЕРНИЗАЦИЙ ПО ТИПУ	КЛАСС ТУРБИНЫ
1	T-120-12,8	29	20	9	B1
2	ПТ-60 / ПТ-80	10	5	5	B1
3	T-250/300-23,5	4	3	1	B2
4	ПТ-135/150-12,8	3	2	1	B1
5	Tn-150/160-12,8	3	3	0	B3
6	ПР-30/35-8,8	3	3	0	P1
7	P-50-12,8/0,8	3	2	1	P1
8	P-102-12,8/1,3	3	3	0	P2
9	Кт-20/30-8,8 ПГУ	2	2	0	A3
10	T-185/220-12,8	2	2	0	B1
11	ПТ-30/35-8,8/1,3	1	1	0	A2
12	T-50/60-8,8	1	1	0	A2
13	T-65-8,8 ПГУ	1	1	0	A3
14	К-55-6,8 ПГУ	1	1	0	A3
15	Кт-96-6,8 ПГУ	1	1	0	A3
16	ПТ-50-8,8	1	1	0	B1
17	T-50/60-8,8	1	0	1	B1
18	К-100-12,8	1	1	0	B2
19	К-150-12,8	1	1	0	B3
	Всего	71	53	18	

Как видно из таблицы, наиболее популярной среди запрашиваемых на УТЗ является турбина серии T-100. Это неудивительно, поскольку данная турбина является самой массовой теплофикационной турбиной на территории России, когда-либо производимой отечественными турбинными заводами в мощностном ряду 100–130 МВт. Уральский турбинный завод изготовил более 250 единиц турбин из семейства T-100. Эти турбины составляют основу парка генерирующего оборудования ТЭЦ. Популярность замены турбин данной серии можно объяснить тем, что проекты реконструкции существующего генерирующего оборудования являются оптимальными с точки зрения соотношения капитальных затрат и установленной мощности. Турбины семейства T-100 также являются довольно удачными с точки зрения и операционных затрат. С учетом основной цели использования турбин — работа как в теплофикационном режиме, так и в конденсационном с довольно высокими показателями эффективности.

Следующей по популярности является турбина серий ПТ-60/ПТ-80. Это турбины, предназначенные для совместной выработки электрической энергии, теплофикационной отопительной нагрузки и отпуска пара на производство. В большинстве запросов реконструкции фигурирует изменение объема производственного отбора от турбины. Интересно отметить, что для турбин этой серии соотношение проектов с новыми турбинами и модернизациями существующих турбин смещено больше в сторону модернизаций. Это связано с тем, что для данных турбин характерна именно модернизация с перепрофилированием турбин в большей части в сторону чисто теплофикационных. Следует отметить, что для подавляющего большинства проектов реконструкций как с заменой турбин, так и с модернизацией предусматривается установка оборудования на существующий фундамент и с максимальным использованием существующей инфраструктуры.

В целом распределение между новыми турбинами и модернизациями турбин по проектам выглядит положительным — около 75% проектов предполагают поставку новой паровой турбины. Распределение приведено на рисунке 1.



Рисунок 1. Распределение проектов между поставкой новой турбины и модернизациями

Обращает на себя внимание практически полное отсутствие среди запрашиваемого оборудования турбин на сверхкритические параметры пара. Единственный тип — турбина Т-250, является самой мощной теплофикационной турбиной, когда-либо производимой отечественной промышленностью. Турбина изначально рассчитана на сверхкритические параметры пара: давление 240 кгс/см², температуру 545 С°. Однако даже эти турбины в рамках ДПМ реконструируются без повышения параметров. Более того, среди реконструируемых объектов довольно много турбин на докритические параметры пара.

На УТЗ с определенного момента в качестве основного подхода к типизации турбин применяется разделение на классы. Классы определяются конструктивными особенностями турбин. Так, например все трехцилиндровые турбины с двухпоточным ЦНД относятся к классу В.1, в том числе семейство турбин Т-100-12,8. Распределение запросов по проектам реконструкций и модернизаций по классам приведено на рисунке 2.

Количество турбин по классам, шт

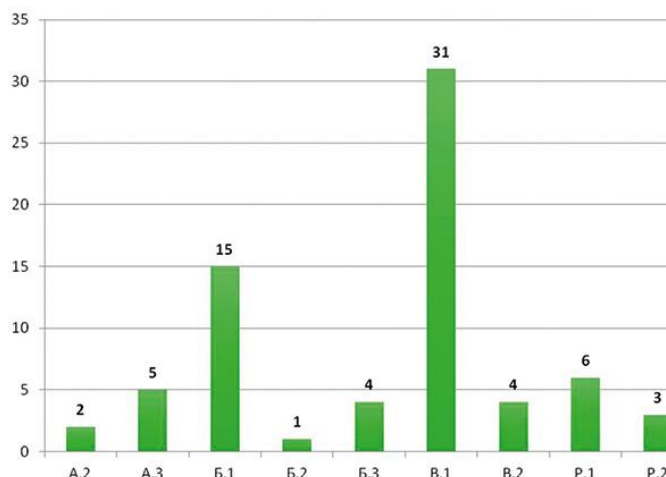


Рисунок 2. Распределение турбин по классам

Интересно выглядит распределение запросов по проектам между различными головными генерирующими компаниями. Распределение представлено на рисунке 3.

Распределение числа турбин по Заказчикам, шт

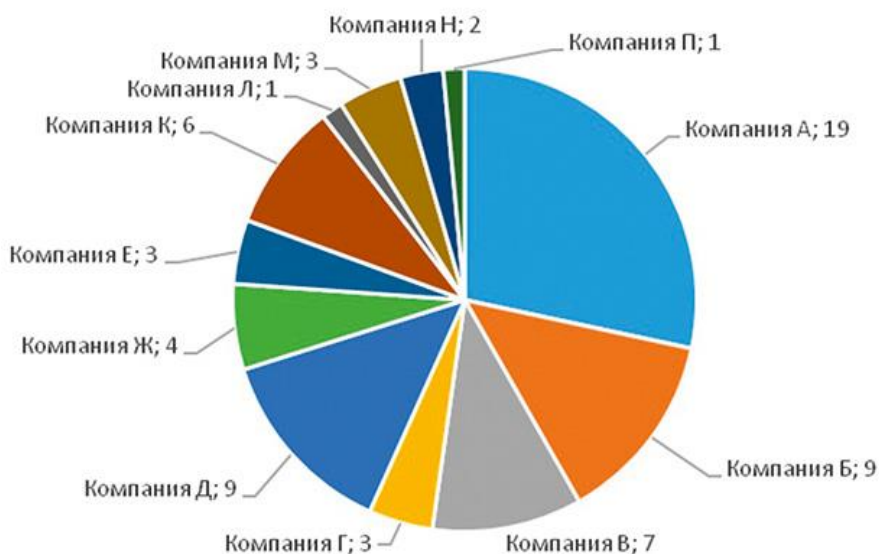


Рисунок 3. Распределение количества турбин по различным генерирующим компаниям

Наиболее серьезную долю в отобранных проектах составляют крупные генерирующие компании, в активе которых большую часть установленной мощности составляют теплофикационные турбины. При этом три крупнейшие компании делят половину запросов как по количеству турбин, так и по объему реконструируемой мощности (рисунок 4).

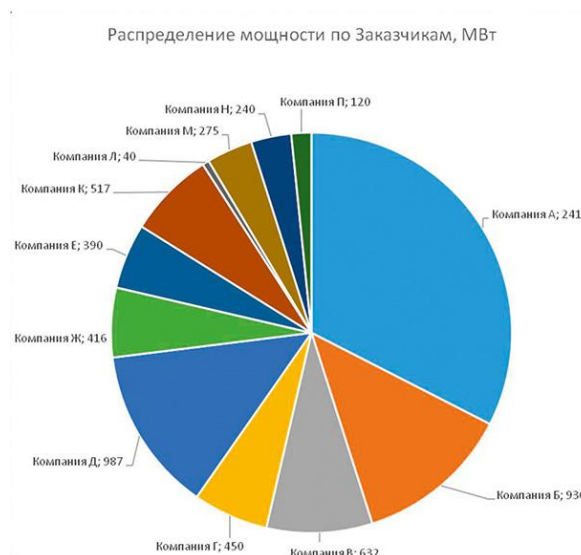


Рисунок 4. Распределение реконструируемой мощности по генерирующим компаниям

Распределение вводов реконструируемых мощностей по годам представлено на рисунке 5.

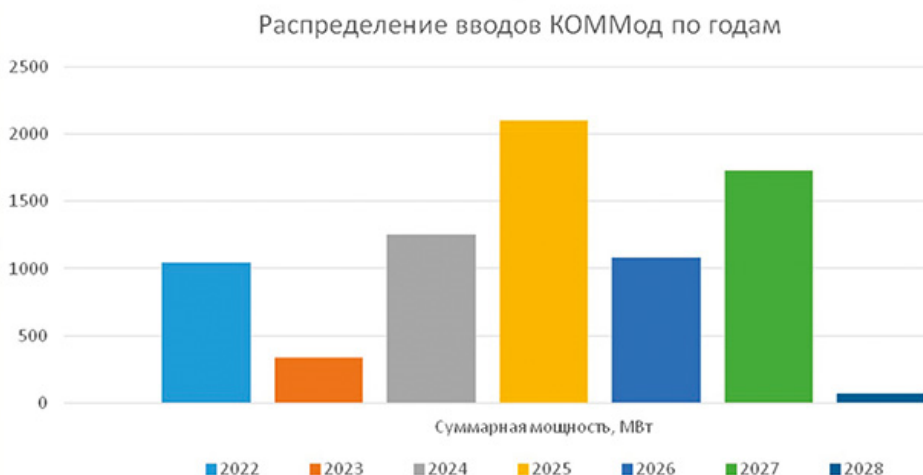


Рисунок 5. Распределение вводов КОММод по годам

Наибольшее количество вводов предстоит в 2025 и 2027 годах, соответственно на 2024 и 2026 годы придется наибольшая нагрузка на работы по поставке и монтажу оборудования. Естественно, что количество вводов после 2027 года еще поменяется после того, как будут окончательно отобраны проекты по КОММод 2027–2030 годов.

Если анализировать детально все проекты по их составу, функциональности, объемам реконструкции, срокам и так далее, то можно выделить несколько следующих обобщенных признаков.

1. Максимальное сохранение существующих строительных конструкций, фундаментов, конструкций машзала, полов, площадок обслуживания, зданий и сооружений.

Данный признак однозначно определен необходимостью и целесообразностью для проектов с модернизацией турбины и сохранением части оборудования. Однако для проектов реконструкций с заменой турбины такой подход в ряде случаев определен не столько экономической целесообразностью, сколько разницей в подходах к оценке безопасности строительных конструкций, действовавших на момент проектирования и строительства реконструируемых объектов и требований норм и правил, действующих в настоящий момент. Так, например, многие серийные проекты фундаментов и конструкций машзала, по которым построена большая часть паротурбинных энергоблоков СССР в определенных условиях (сейсмических, климатических, экологических и других) на сегодняшний день не имеют шансов получить положительное заключение главгосэкспертизы. В связи с этим во многих проектах принимается решение не выполнять реконструкцию строительной части даже в ущерб экономической целесообразности и с рисками при реализации.

2. Сохранение и использование существующей инфраструктуры энергоблока и электростанции.

Этот паттерн характерен практически для всех проектов ДПМ-2. Химводоподготовка, топливное и котельное хозяйство, схемы выдачи мощности, системы оборотного водоснабжения, станционные трубопроводные, силовые и слаботочные коммуникации, электрохозяйство собственных нужд — все это сохраняется без каких-либо изменений.

Безусловно сама конструкция проектов КОММод вынуждает участников минимизировать капитальные затраты, в том числе и на вспомогательное оборудование. Однако такой подход имеет крайне негативную оборотную сторону. Если бы вся инфраструктура электростанций за прошедшие годы эксплуатации сохранила свои проектные характеристики, то несмотря на морально устаревший уровень техники, это позволило бы действительно за счет современного турбинного оборудования не только обновить ресурс генерирующих мощностей, но и повысить эффективность выработки энергии. Но за время эксплуатации реконструируемых станций на вспомогательное оборудование наслонилось множество ограничений.

Например, на многих станциях системы оборотного водоснабжения фактически не удовлетворяют проектным требованиям по отведению тепла в связи с ветхостью конструкций, недостатком воды или по другим причинам. В результате фактический вакуум в конденсаторах турбин значительно отличается от расчетного.

Другой пример — схемы выдачи мощности, которые в подавляющем большинстве находятся на грани своей пропускной способности по электрическим нагрузкам. Зачастую значения максимальной допустимой мощности находятся ниже проектных. В результате такого ограничения становится невозможным реализовать прирост мощности, потенциально возможный в результате реконструкции турбинного оборудования.

Но наиболее существенным ограничением является ограничение параметров свежего пара, обусловленное состоянием существующих паропроводов, а также котельного оборудования. В этом факторе заключены максимальные потери эффективности вновь вводимого оборудования.

Для паровых турбин в мощностном ряду 60–150 МВт снижение температуры свежего пара на каждые пять градусов приводит к снижению мощности на несколько МВт. При реконструкции в проектах с сохранением станционных трубопроводов и котельных установок приходится принимать в качестве номинальных параметров свежего пара регистрационные параметры котельного оборудования и трубопроводов, которые всегда намного ниже, чем даже проектные.

При этом парадокс заключается в том, что во всех проектах реконструкций для турбин в обязательном порядке заменяется ресурсная часть — цилиндр высокого давления. Да и котельное оборудование, даже существующее в большинстве случаев спроектировано для работы на высокие параметры. Но из-за ограничений по существующим трубопроводам и поверхностям нагрева этот потенциал никак не используется. Получается, что ввиду текущих ограничений на капитальные затраты, обусловленных правилами и конъюнктурой КОММод, генерирующие компании, по сути, замораживают КПД паротурбинного энергоблока на уровне 40-летней давности, хотя потенциал паровых турбин значительно больше, и в результате теряет операционную прибыль на весь последующий срок эксплуатации.

3. Внедрение в 100% проектов современных систем регулирования и управления на базе микроконтроллерной техники.

При этом требования к самим системам разительно отличаются от проекта к проекту. В каких-то проектах требуется только оснащение локальной системой регулирования и защит собственно турбиной, без управления вспомогательным оборудованием и без общих технологических защит. В других проектах требуется оснастить современной полноценной системой автоматизированного управления технологическим процессом.

Кроме того, можно отметить в качестве тренда все более частое требование по внедрению дополнительных диагностических опций по автоматизированной оценке состояния оборудования, а также некоторых очень специфичных функций, например системы контроля крутильных колебаний, системы контроля термонапряженного состояния.

4. Смещение в гарантированных показателях в сторону электрической мощности.

Для теплофикационных паровых турбин исходно были важны два показателя — значение электрической мощности в номинальном режиме и значение теплофикационной нагрузки в номинальном режиме. В волне КОММод, в проектах с теплофикационными турбинами подавляющее большинство запросов предъявляют требования к гарантированию только электрической мощности в различных режимах. Теплофикационная же нагрузка является вторичной в большинстве проектов.

5. Еще одним интересным трендом является повсеместное требование к гарантированию уровня шума от работающего оборудования.

Хотя с точки зрения производственного процесса выработки электроэнергии и поставки мощности уровень звука (шума) от работающего оборудования никак не влияет на обязательства генерирующего объекта по поставке энергии и мощности, тем не менее этот показатель по каким-то причинам повсеместно относится к штрафным гарантированным показателям. При этом наиболее распространенным значением максимально-допустимого уровня шума является значение 80 дБА, что само по себе довольно жесткое значение для такого оборудования как паровые турбины, работающие в условиях машинных залов электростанций.

Уральский турбинный завод завершил изготовление первой из трех турбин для Краснодарской ТЭЦ

27.10.2021 УТЗ



Уральский турбинный завод изготавливает основное энергетическое оборудование для модернизации трех энергоблоков Краснодарской ТЭЦ. Изготовлен первый комплект оборудования, в который входит турбина ПТ-150/160-12,8. В настоящее время на заводе завершается контрольная сборка первой паровой турбины и её опробование на валоповоротном устройстве. Основные этапы приемки оборудования проводятся в присутствии представителя заказчика – ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» и ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг».

Три турбины ПТ-150/160-12,8 заменят выработавшие свой ресурс машины производства Харьковского турбогенераторного завода. Проект во многом является уникальным, так как на замену специалисты УТЗ разработали полноценные высокоэффективные теплофикационные турбины. Это первые турбины такого типоразмера, ранее не выпускавшиеся заводом. При этом новые турбины будут установлены на существующий фундамент без каких-либо его изменений. «Перед нами стояла задача в объеме импортозамещения предложить агрегат с улучшенными эксплуатационными характеристиками, при этом сохранив его габариты и снизив массу», — отметил генеральный директор АО «УТЗ» Игорь Сорочан. Поэтому УТЗ предложил конструктивные решения, являющиеся уникальными для советских и российских турбин и на сегодняшний день не имеющих аналогов в данном классе мощности. Турбина ПТ-150/160-12,8 выполнена в двух цилиндрах, при этом подвод свежего пара и пара промперегрева выполнены в одну горячую зону цилиндра высокого давления. В цилиндре низкого давления выполнен регулируемый (с установкой регулирующей поворотной диафрагмы) отбор пара на теплофикационную установку.

Договор на поставку трех комплектов оборудования для Краснодарской ТЭЦ подписан в 2020 г. с ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго». Второй и третий комплекты будут изготовлены в 2022 и 2023 годах соответственно. Ввод всех энергоблоков в эксплуатацию будет поэтапным и завершится в 2024 году. Проект реализуется в рамках программы модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций «ДПМ-2». Модернизация энергоблоков повысит надежность Объединенной энергосистемы Юга России и позволит снизить энергодефицит Краснодарского края. Стоит отметить, что согласно проектным расчетам удельный расход топлива при производстве электроэнергии снизится более чем на 30 г/кВт·ч, это позволит сократить выбросы CO₂ на 155 тыс. тонн в год.

Подольский машиностроительный завод начал поставку оборудования двух сухих вентиляторных градирен на ТЭС «Ударная».

29.10.2021 Подольский машиностроительный завод

В рамках исполнения договора на изготовление двух сухих вентиляторных градирен (СВГ) для охлаждения вспомогательного оборудования на ТЭС «Ударная» ПАО «ЗиО» начало отгрузку первой партии оборудования: вспомогательных трубопроводов, опорно-подвесной системы для обвязки дренажных баков, комплекта водовоздушных теплообменников для градирни и траверс для подъема водовоздушных теплообменников.

Всего в октябре на монтажную площадку поставлено 390 тонн теплообменных секций и других элементов сухих вентиляторных градирен.

До недавнего времени оборудование сухих вентиляторных градирен поставлялось на электростанции России исключительно иностранными компаниями. Настоящий проект выполнен по конструкторской документации ЗиО и изготавливается на российских предприятиях.

Сухие вентиляторные градирни собственной разработки ЗиО стали первым полноценным примером импортозамещения в России и успешно работают на электростанциях юга России.

Цифровой завод: «ЗиО-Подольск» совершенствует процессы управления и проекты по цифровизации

25.10.2021 Атомэнергомаш

В АО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации «Росатом» – АО «Атомэнергомаш») прошло совещание по рассмотрению дорожной карты по переходу на новый качественный уровень – Цифровое ПСР-предприятие (Lean Smart Plant). Мероприятие проходило под председательством заместителя генерального директора по развитию производственной системы Госкорпорации «Росатом» Сергея Обозова. В заседании участвовали руководители отрасли, а также представители машиностроительного дивизиона, руководители АО «ПСР» и АО «ЗиО-Подольск».

В ходе визита на производственную площадку специалисты завода продемонстрировали гостям, какая работа проведена с точки зрения развития ПСР. Так, отраслевые руководители ознакомились с работой супермаркета готовой продукции (СГП) для комплектной поставки деталей, потоками изготовления изделий, системой QR-кодирования. Участникам встречи рассказали о новых правилах поставки деталей и изменениях в схемах движения транспортировщиков. Кроме того, гостям представили информацию о разработанной дорожной карте по достижению статуса Lean Smart Plant.

Дорожная карта включает проекты по внедрению автоматизированных систем контроля качества режущего инструмента, систем машинного зрения и 3D-сканирования деталей для непрерывного контроля качества изготавливаемой продукции на участке механической обработки перегородок и трубных досок для оборудования машинных залов на базе тихходной технологии ARABELLE.

На участке изготовления корпусов емкостного оборудования машинных залов ARABELLE предложено внедрить роботизированные сварочные комплексы и системы интеллектуальной видео-аналитики качества сварных швов для снижения трудоемкости повторяющихся операций.

На участке производства общей техники предложено использовать роботизированные логистические комплексы, VR-очки с конструкторской документацией на постах проведения контроля ОТК, систем распознавания и автоматической «оцифровки» сертификатов качества и технической документации. На станках с установленной системой мониторинга СМПО предполагается использовать интеллектуальное программное обеспечение с целью прогноза аварийного ремонта. Данные технологии позволят осуществить качественную оптимизацию производственного процесса.

А также запуск двух цифровых ПСР-проектов по внедрению и доработке систем класса ERP и PDM. Проект «Создание цифрового ПСР-образца планирования и оперативного управления производством» включает оптимизацию процессов управления производством при переходе с цифровой платформы 1С:УПП на 1С:ERP. В результате примерно на 60-80 % должны сократиться время формирования сменно-суточных заданий, плана производства, заявок на закупку. В настоящее время участники проекта разрабатывают текущую и целевую карты процесса.

Второй проект, над которым работают специалисты «ЗиО-Подольск», предполагает внедрение новых PDM-систем и направлен на создание ПСР-образца конструкторско-технологической подготовки производства предприятия. Этот ПСР-проект позволит примерно на 40-60 % сократить время подготовки конструкторско-технологической документации.

В ходе ознакомительного визита отраслевые руководители также оценили возможности предприятия по развитию профессионального промышленного туризма на базе опыта обучения предприятий, участвующих в Национальном проекте по повышению производительности труда, изучили предполагаемые экскурсионные маршруты по производственной площадке завода, который максимально полно демонстрирует посетителям все наиболее значимые этапы производства основного оборудования для объектов топливно-энергетического комплекса, различные программы обучения.

По итогам совещания отраслевые руководители дали ценные рекомендации как по цифровым проектам, так и по вопросам реализации промышленного туризма.

Турбоконт и Мосэнергo заключили соглашение о сотрудничестве

25.10.2021 Вестник Мосэнергo № 10 (475)

Приоритет патента ПАО «Мосэнергo» и ЗАО НПВП «Турбоконт» заключили генеральное соглашение о сотрудничестве Мосэнергo активизирует работу по правовой охране инициированных компанией изобретений. В конце сентября на базе Калужского филиала МГТУ им. Н.Э. Баумана прошла международная научно-практическая конференция «Энергетика – экология – энергосбережение», приуроченная к 30-летию образования научно-производственного внедренческого предприятия «Турбоконт».

В рамках мероприятия ПАО «Мосэнергo» и ЗАО НПВП «Турбоконт» заключили генеральное соглашение о сотрудничестве, направленное на консолидацию усилий в области разработки и внедрения новых технологических решений.

В рамках соглашения стороны планируют развивать всестороннее сотрудничество в обмене информацией в сфере инновационного развития, создании и поддержании условий для использования передовых исследований и разработок. Документ предполагает проведение совместных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, реализацию инновационных проектов, организацию научных конференций и конкурсов, взаимодействие с региональными и федеральными органами власти по вопросам реализации совместных проектов, ведение актуальной базы данных передовых исследований и разработок НПВП «Турбоконт».

НПВП «Турбоконт» создано в 1991 году. Предприятие осуществляет научно-исследовательскую деятельность по военной и гражданской тематике в области создания паротурбинных установок, разработку и внедрение энергосберегающих и бестопливных, экологически чистых наукоемких технологий комбинированного производства тепловой и электрической энергии, лизинговую и инновационную деятельность в области энергосбережения в электроэнергетике.

В штате инновационного предприятия работают академики РАН, профессора, доктора и кандидаты наук, аспиранты. Свыше 30 сотрудников Турбокона удостоены государственных, ведомственных и региональных наград. Совместно с Мосэнергo Турбоконт занимается разработкой высокотемпературных паротурбинных энергоблоков с газовым перегревом пара и воздушным охлаждением, созданием энергоэффективных утилизационных энерготехнологических комплексов для производства сжиженного природного газа на электростанциях, реализует ряд других перспективных проектов.