

Новый КОМ
оправдывает
ожидания

6

УРУТ упал
до рекордной
отметки

24

Чернобыль:
от отчуждения
к развлечениям

30

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

журнал об энергетике России

№ 4 (57) сентябрь 2019

ИНТЕР  РАО ЕЭС

Система «свой – чужой»

Самый актуальный вопрос осени – условия создания газовых турбин большой мощности при модернизации российских ТЭС. Перед правительством стоит задача найти компромисс между разработками по созданию отечественных установок и локализацией зарубежных ПГУ



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендирование
страниц

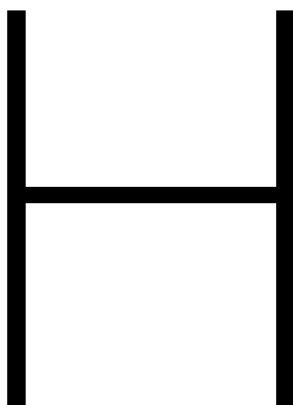
Портрет
компаний
и её
вакансий

новый раздел
**ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ**
на сайт peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ:

Тел.: +7 (495) 640-08-38/39 доб. 115,
e-mail: e_bryleva@mlgr.ru

Уважаемые читатели!



ынешнее лето оказалось неожиданно активным для отрасли. Запустив весной программу модернизации ТЭС, регуляторы в ходе стартового отбора определили наименее затратные проекты обновления, которые должны быть реализованы к 2022–2024 годам. После этого энергосектор оказался на очередной развилке: ключевая дискуссия развернулась вокруг принципов производства в России мощных газовых турбин. Пока оборудование, без которого невозможно качественно улучшить технические и экономические характеристики действующей генерации, импортируется. Власти считают, что зависимость от зарубежных поставок в условиях западных санкций ставит под угрозу энергобезопасность страны, и предлагают заняться разработкой ПГУ с нуля. Значительная часть участников рынка считает эту идею избыточной, между тем аппаратная

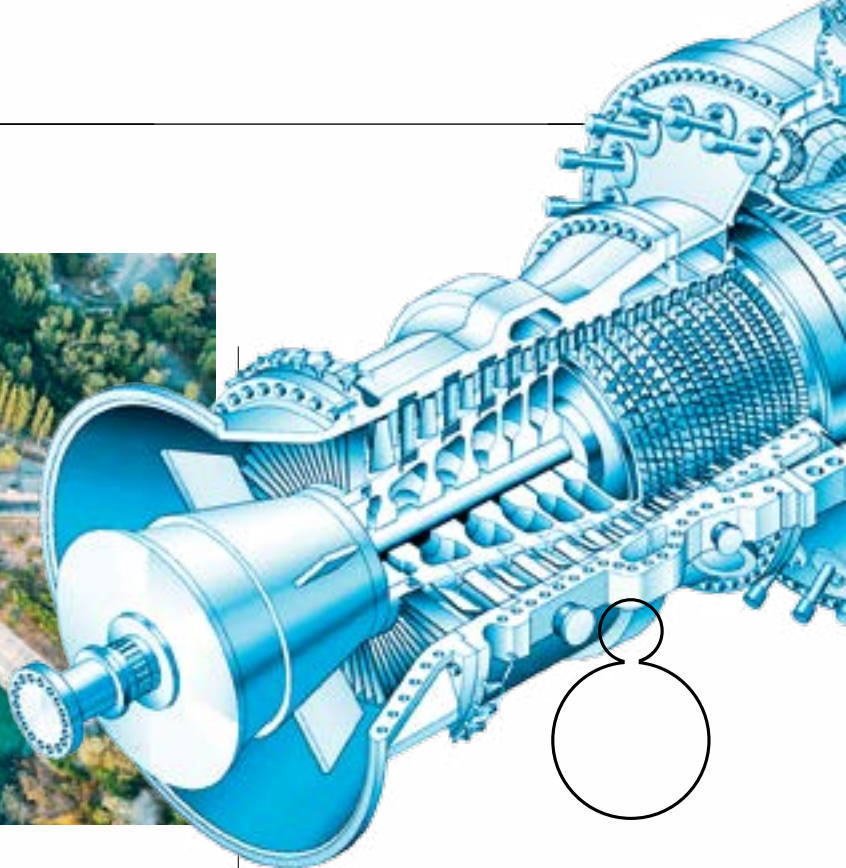
борьба в правительстве лишь усиливается. Возможным вариантам развёртывания производства газовых турбин и аргументам сторон посвящены тема номера, «Эксперт-клуб», а также инфографика.

Пока в Кабмине продолжают дискуссии о том, где взять газовые турбины для достройки ПСУ до ПГУ, «Системный оператор» провёл конкурентные отборы мощности на 2022–2024 годы. Цены на мощность, фактически остававшиеся стабильными на протяжении 10 лет, были проиндексированы на 20%, кроме того, власти вернулись к практике индексации цен КОМ на уровень инфляции. С результатами КОМа и с оценкой объёма мощностей, которые удастся отремонтировать генераторам за счёт дополнительных средств, также можно ознакомиться в этом номере.

Не смогли обойти вниманием ещё одну новость от профильного министерства: по итогам пяти месяцев 2019 года топливные расходы российских ТЭС впервые опустились ниже 300 г у. т. на 1 кВт•ч. Рассказываем, за счёт чего достигнут исторический рекорд и насколько реальны шансы энергетиков закрепиться на достигнутой отметке.

Ну и по традиции в этом номере новости энергетики, мнение экспертов по актуальным вопросам, календарь мероприятий на сентябрь – октябрь и много другой полезной и интересной информации.

Приятного чтения!



4 Новости

6 Актуально **КОМ оправдывает ожидания**

Для проведения наименее затратных ремонтов власти решили проиндексировать на 20% цены конкурентного отбора мощности (КОМ), а также вернуться к практике ежегодной корректировки цен на уровень инфляции. Индексация цен на мощность позволит финансировать текущие ремонты на 80% электростанций.

8 Тема номера

Система «свой – чужой»

Самый актуальный вопрос осени – условия создания газовых турбин большой мощности (ГТБМ) для модернизации российских тепловых электростанций. Ожесточённая борьба между претендентами на право организации их производства в России объясняется ожидаемым стабильным спросом в рамках программы модернизации на фоне небольшой ёмкости мирового рынка. Поэтому перед правительством, которое нацелено на импортозамещение, стоит задача найти компромисс между разработками по созданию отечественных установок и локализацией зарубежных ПГУ.

12 Инфографика **Модернизация в чистом виде**

После запуска программы ДПМ-2 одной из ключевых развилки проекта оказался вопрос обновления паросиловых блоков (ПСУ). Пока власти ищут оптимальное решение, мы разобрались, как на практике выглядит достройка ПСУ до ПГУ.

14 Эксперт-клуб **Создание «с нуля» или полноценная локализация?**

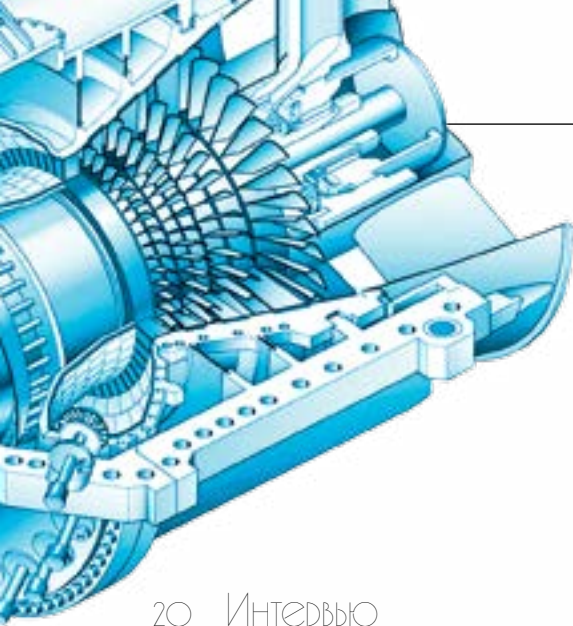
Мы спросили у наших уважаемых экспертов, какой вариант при производстве газовых турбин большой мощности выглядит более целесообразным? Насколько реально выполнить качественные собственные разработки в указанные сроки – 2023–2025 гг.? И как они относятся к возможности перевода паросиловых установок (ПСУ) в парогазовые (ПГУ) с учётом того, что ранее в Минэнерго не исключали отказа от ПГУ в случае отсутствия их производства в России.

16 Технологии **Территория апгрейда**

В России продолжается отбор участников в программу ДПМ-2, которая предус-

матривает модернизацию более 40 ГВт мощности по всей стране. Российская энергомашиностроительная компания «Силовые машины» уже реализует целый ряд проектов, позволяющих обеспечить отечественную энергетику надёжными и экономичными агрегатами.





СЕНТЯБРЬ 2019



20 Интервью

«Наше ключевое преимущество в борьбе за статус генпроектировщика в электроэнергетике – независимость от участников рынка»

В этом году отечественный энергосектор переходит к более длинному горизонту планирования – конкурентные отборы мощности (КОМ) отныне будут проводиться на шесть лет вперёд, а не на четыре года, как было раньше. О перспективах пересмотра величины «резервов», необходимости создания института генерального проектировщика и возможных объёмах его финансирования из федерального бюджета мы поговорили с руководителем основного претендента на статус генпроектировщика – директором АО «Институт «Энергосетьпроект» Ильёй КИСЕЛЁВЫМ.

24 Генерация

УРУТ уже не крут

В июле Минэнерго РФ сообщило, что отечественные ТЭС достигли рекордного показателя средневзвешенных удельных расходов условного топлива (УРУТ): по итогам пяти месяцев 2019 года впервые в новейшей истории он опустился ниже 300 г на 1 кВт·ч. Сохранить и ускорить тенденцию возможно, но для этого, в частности, необходимо стимулировать энергетиков к переходу от паросиловых установок (ПСУ) к парогазовым (ПГУ).

27 Мнение

Нет пророков в своём отечестве?

Генеральный директор ООО «Русь-Турбо» Олег ДМИТРИЕВ – об особенностях локализации и импортозамещения в России.

28 Инновации

Каждой энергокомпании – своё цифровое решение

Какие технологии уже доступны российским энергокомпаниям, что пользуется наибольшим спросом и какие сегменты являются наиболее перспективными для внедрения цифровых решений – разбраться в теме мы попросили нашего эксперта, технического директора компании КРОК по работе с предприятиями энергетики Алексея БОРИСОВА.

30 NB

Чернобыль: от отчуждения к развлечениям

В июле был торжественно введён в строй новый саркофаг, возведённый над четвёртым энергоблоком Чернобыльской атомной электростанции (ЧАЭС). Рассказываем, как строили саркофаг и что собой сегодня представляет Зона.

32 Календарь дней рождения

ключевых лиц ТЭК России в сентябре – октябре.

34 Календарь мероприятий

Крупнейшие отраслевые конференции, форумы и выставки в сентябре – октябре.

36 Фото номера

Герб под напряжением

В Белгороде установлена опора ЛЭП в форме герба города.



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 4 (57) сентябрь 2019

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

Адрес редакции:
119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская,
д. 27, стр. 2

Тел.: +7 (495) 664-88-40

Факс: +7 (495) 664-88-41; editor@interrao.ru

Главный редактор:

Владимир Александрович КНЯЗЕВ

Шеф-редактор:

Александр КЛЕНИН

Редакционный совет ПАО «Интер РАО»:

Александра ПАНИНА, член правления – вице-руководитель блока трейдинга

Павел ОКЛЕЙ, член правления – руководитель блока производственной деятельности

Сергей ПИКИН, директор Фонда энергетического развития

Лариса СИЛКИНА, заместитель главы представительства Electricité de France в России

Юрий ШАРОВ, член правления – руководитель блока инжиниринга

коммуникационная группа
MEDIALINE



12+

105120, г. Москва, Костомаровский пер.,
д. 3, стр. 1а, пом. 1, ком. 16

Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39

www.medialine-pressa.ru

E-mail: info@mlgr.ru

Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО», Shutterstock, «Лори», РИА «Новости», ТАСС
Материалы, набранные курсивом, публикуются на правах рекламы

По вопросам рекламы обращайтесь
по тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 150
моб.: +7 (962) 924-38-21

Менеджер по рекламе: Алла ПЕРЕВЕЗЕНЦЕВА,
a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в типографии «Зетапринт»

Адрес типографии: 109383, г. Москва,
Шоссейная ул., д. 90, стр. 7

Цена свободная

НА **25,2%** до 47,9 млрд рублей выросла в I полугодии чистая прибыль «Интер РАО» по МСФО

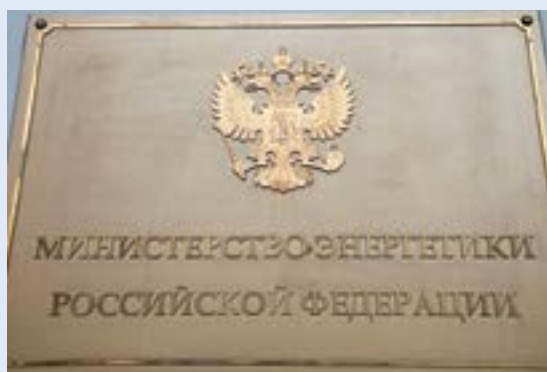
686 млрд рублей могут достичь потери российской экономики от реформы сетевых тарифов за 5 лет, по оценке МЭР

Кто за что отвечает в Минэнерго

Глава Минэнерго Александр НОВАК перераспределит обязанности между своими заместителями. Согласно августовскому приказу, Антон ИНЮЦЫН организует формирование общей позиции министерства по вопросам энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях ТЭК.

Юрий МАНЕВИЧ курирует сферу электроэнергетики, а также теплоснабжения, включая, в частности, рассмотрение и утверждение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, использование возобновляемых источников энергии, лицензирование энергосбытовой деятельности. Андрей ЧЕРЕЗОВ по-прежнему отвечает за обеспечение надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Анастасия БОНДАРЕНКО координирует законопроектную работу министерства, вопросы прохождения государственной гражданской службы, мероприятия по профилактике коррупционных и иных правонарушений, развитие кадрового потенциала в ТЭК.

Павел СОРОКИН курирует нефтегазовую сферу. Назначенный в июле замминистра энергетики РФ Анатолий ТИХОНОВ (до этого возглавлял Российское энергетическое агентство) отвечает за корпоративный и финансовый блок, импортозамещение, цифровизацию энергетики, а также государственную информационную систему ТЭК (ГИС ТЭК). В зоне ответственности Анатолия ЯНОВСКОГО – угольная, сланцевая и торфяная промышленность и международное сотрудничество Минэнерго. ■



Квоту правкомиссии могут увеличить до 2,5 ГВт

Минэнерго РФ опубликовало проект постановления правительства, увеличивающего квоту правительственной комиссии на 2025 год в рамках программы модернизации ТЭС до 2,5 ГВт. Проект предполагает внесение изменений в Правила оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

В настоящий момент квота правкомиссии составляет 15% от ежегодного суммарного объёма модернизируемых мощностей (4 ГВт в год). В 2025 году квота была увеличена в связи с неполным распределением объёмов 2022–2024 годов: на КОММод-2025 выставлено 4,14 ГВт, объём технических заявок составил 17,66 ГВт. Таким образом, в случае принятия проекта, суммарный объём модернизации с вводами в 2025 году может составить 6,64 ГВт, из которых 37,65% придётся на квоту правкомиссии. Из пояснительной

записки следует, что увеличение квоты стало возможным благодаря «экономии» средств (~70–80 млрд рублей по сравнению с предельными расчётами) в ходе КОММод на 2022–2024 годы.

Потребители ОРЭМ выступили резко против идеи увеличения квоты правительственной комиссии. В прошлом отборе проекты, попавшие в квоту, оказались в среднем в пять раз дороже прошедших конкурс – 35,6 млрд рублей за 1 ГВт против 7,1 млрд рублей. Аналитик «ВТБ Капитала» Владимир СКЛЯР подсчитал, что в случае увеличения квоты до 2,5 ГВт расходы составят 51,5 млрд рублей. В Минэкономразвития также не поддержали инициативу Минэнерго. «Проекты, отбираемые на неконкурентной основе, будут существенно дороже для потребителей, что подтверждается результатами прошедших отборов», – отметил представитель МЭР. ■

Награда за успех



Борис КОВАЛЬЧУК



Владимир РАШЕВСКИЙ



Равиль МАГАНОВ



Вячеслав ТЮРИН



Дмитрий ФИЛАТОВ

Президент РФ Владимир ПУТИН подписал указ о награждении ряда топ-менеджеров энергокомпаний. За достигнутые трудовые успехи, активную общественную деятельность и многолетнюю добросовестную работу генеральный директор, председатель правления ПАО «Интер РАО» Борис КОВАЛЬЧУК награждён орденом Александра Невского, гендиректор СУЭК Владимир РАШЕВСКИЙ – орденом Почёта, первый исполнительный вице-президент «Лукойла» Равиль МАГАНОВ – орденом Александра Невского.

Также медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени награждены генеральный директор ООО «Газпром инвест» Вячеслав ТЮРИН и член правления – руководитель дивизиона «Снабжение» ПАО «Интер РАО», генеральный директор ООО «Интер РАО – Центр управления закупками» Дмитрий ФИЛАТОВ. ■



Зелёной мощности больше не надо

Минэнерго в письме вице-премьеру Дмитрию КОЗАКУ от 15 августа предлагает построить в России 2025–2035 годах только 5 ГВт ВИЭ-генерации за 400 млрд рублей (в ценах 2021 года), сообщает «Коммерсантъ». Из этих средств планируется направить 240,5 млрд рублей на поддержку строительства ветряных станций (ВЭС), солнечных станций (СЭС) – 129,5 млрд рублей, малых ГЭС – 30 млрд рублей. Это вдвое меньше ожиданий инвесторов. С 2013 года оптовый энергорынок стимулирует развитие зелёной генерации через договоры на поставку мощности (ДПМ ВИЭ): CAPEX возвращается за счёт повышенных платежей потребителей. Регуляторы энергорынка и инвесторы в ВИЭ больше года вели споры относительно того, нужна ли дальнейшая поддержка отрасли: первые считали проекты слишком дорогими для энергорынка и призывали

сократить объёмы либо вовсе отказаться от неё, вторые настаивали на вводе ещё 10 ГВт. Но министерство посчитало, что совокупного инвестресурса хватит на строительство лишь 5 ГВт зелёной мощности. В новом инвестиционном цикле Минэнерго хочет сохранить отбор по наименьшему CAPEX, доходность оставить на уровне 12%. Потолок CAPEX для ВЭС предлагается установить в 85 тыс. рублей за 1 кВт, для СЭС – в 75 тыс. рублей за 1 кВт, что, по мнению министерства, соответствует среднемировым показателям – с понижением на 2% ежегодно и резким снижением на последних отборах. Следуя этому темпу, CAPEX на отборе 2035 года упадёт до 42,54 тыс. рублей за 1 кВт для ВЭС и 17,651 тыс. рублей за 1 кВт для СЭС. В Минэнерго считают, к 2036 году ВИЭ-генерация в России сможет существовать без субсидий со стороны оптового рынка. ■

Ульяновск и Барнаул – с «альткотельной»

Правительство РФ одобрило проект перехода Ульяновска с 1 января 2020 года на метод тарифообразования на рынке теплоснабжения по модели «альтернативной котельной». Ульяновск стал первым городом в европейской части России, для

которого одобрен переход к ценовой зоне теплоснабжения. Также с нового года новая модель рынка заработает в Барнауле.

«Альткотельная» – это новый метод расчёта тарифов на тепло, когда цена для потребителей определяется не по методу

«затраты плюс», а в рамках свободного ценообразования, ограниченного предельной планкой. На новую модель формирования цены на тепло пока перешли два населённых пункта в России – Рубцовск Алтайского края и Линёво Новосибирской области. ■

6 | КОМ оправдывает ожидания

➔ Юрий ЮДИН

Запуск программы модернизации ТЭС стоимостью 1,9 трлн рублей и утверждение правительством списка проектов обновления энергетических мощностей на 2022–2025 годы станет главным, но не единственным важным для российских генераторов событием в этом году. Для проведения наименее затратных ремонтов власти решили проиндексировать на 20% цены конкурентного отбора мощности (КОМ), а также вернуться к практике ежегодной корректировки цен на уровень инфляции. Индексация цен на мощность позволит финансировать текущие ремонты на 80% электростанций.



В августе «Системный оператор ЕЭС» провёл первый отбор в рамках перехода от четырёхлетнего к шестилетнему горизонту планирования. В связи с запуском программы модернизации пока состоялся КОМ на 2022–2024 годы, отбор на 2025 год пройдёт после выбора проектов для модернизации с вводами в 2025 году. Индексация цен КОМ является одним из элементов программы обновления мощностей. В рамках программы обновления ТЭС власти рассчитывают глубоко модернизировать до 41 ГВт мощностей, на это планируется потратить до 1,9 трлн рублей из так называемых высвобождающихся по мере завершения программ ДПМ ТЭС средств потребителей (Минэнерго оценило их в 3,5 трлн рублей до 2035 года). При подготовке программы модернизации генераторы обращали внимание регуляторов на фактическое сокращение своих доходов от продажи мощности – цены на неё не индексировались с 2015 года и в 1-й ЦЗ фактически стагнировали.

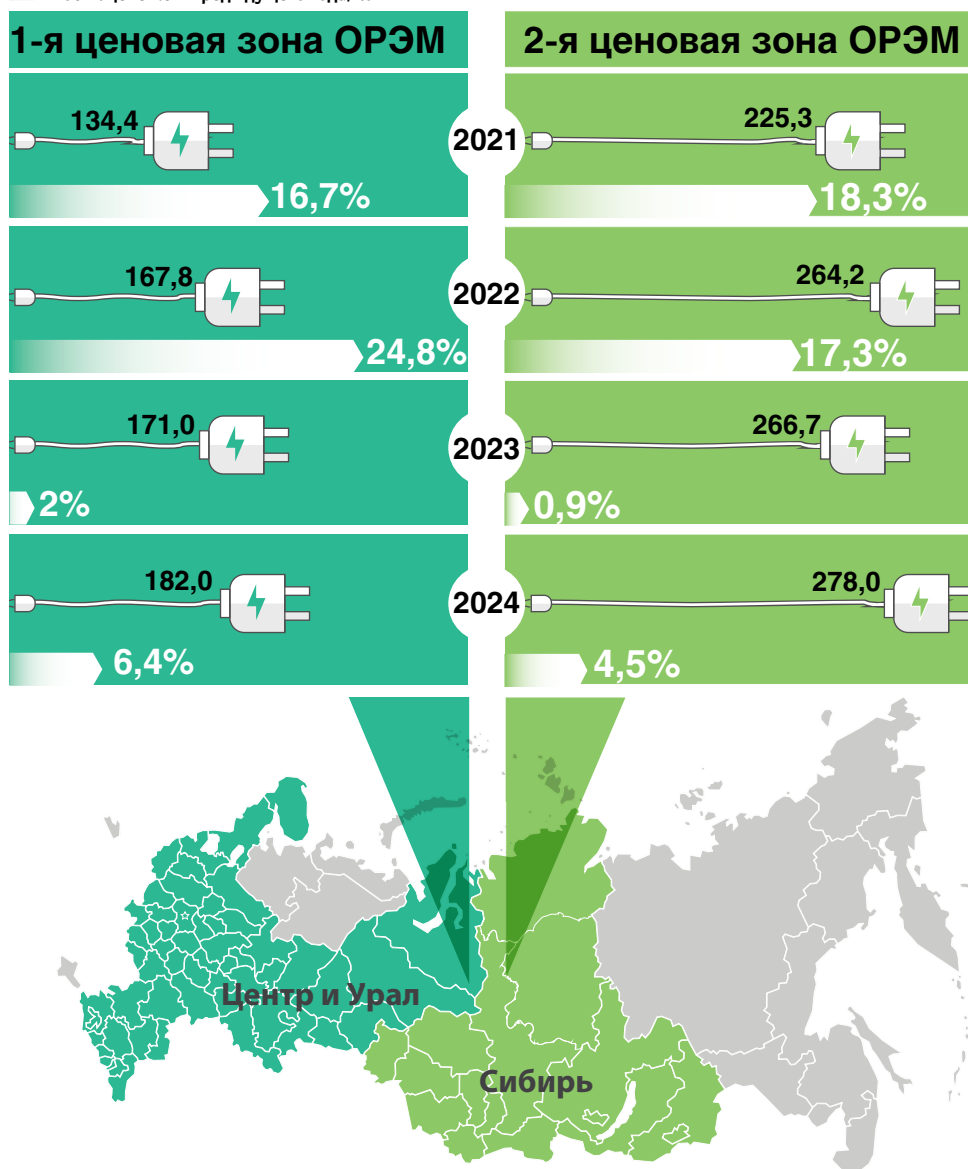
КОМ работает по «кривой эластичного спроса»: price cap достигается при максимальном объёме заявок от генераторов, но если предложение превышает прогнозный спрос, цена снижается до минимума (price floor). Цена первого полноценного КОМ на 2011 год сложилась на уровне 118,1 тыс. рублей за 1 МВт в месяц в 1-й ЦЗ и 126,4 тыс. рублей во 2-й ЦЗ. На отборе на 2015 год в 1-й ЦЗ сформировался существенный избыток мощностей, что привело к дальнейшему «проседанию» цен. Наиболее значительное падение произошло на Урале, где цены снизились почти на 25%: со 140,4 тыс. рублей до 106,25 тыс. рублей за 1 МВт в месяц. При этом во 2-й ЦЗ

на КОМ-2015 произошёл значительный рост цен: в ЗСП Сибирь они взлетели с 97,6 тыс. рублей (в 2014 году) сразу до 179 тыс., но в остальных ЗСП 2-й ЦЗ цена мощности не изменилась, оставшись на уровне предыдущего года – 144 тыс. рублей. В «Совете рынка» это объясняли «низкой базой цены 2014 года во 2-й ЦЗ», а также фактическим отсутствием конкуренции – объём предложения тогда практически совпадал с объёмом спроса. По итогам КОМ на 2021 год цена 1 МВт в месяц в Центре и на Урале составила 134,4 тыс. рублей (+13,8% к ценам 2011 года), в Сибири – 225,3 тыс. рублей (+78,2% за 10 лет).

В этих условиях кабмин поддержал предложение Минэнерго о направлении 786 млрд рублей из «высвобождающихся средств потребителей» на 20-процентное повышение цен КОМ. Также власти решили вернуться к ежегодной индексации цены мощности на уровень инфляции с 2020 года. Дополнительные деньги от продажи мощности должны пойти на проведение наименее затратных ремонтов (более масштабные и дорогие проекты должны включаться в программу модернизации). Глава Минэнерго Александр НОВАК заявлял, что индексация цен КОМ позволит продлить сроки работы ещё около 100 ГВт мощностей. Первоначальная схема предполагала индексацию на 6% в 2022 году, на 7% – в 2023-м и 2024 годах. Впоследствии Минэнерго пересмотрело схему: price cap для КОМ 2022–2023 годов был увеличен на 15%, на 2024-й – ещё на 5%, в отборе на 2025 год ставки будут скорректированы лишь на уровень инфляции.

16 августа «Системный оператор» подвёл итоги отбора на 2022–2024 годы: цены

⚡ Цена, тыс. рублей за 1 МВт в месяц
 ➡ Рост к цене КОМ предыдущего года, %



в центральной России и на Урале выросли на 24,8%, в Сибири – на 17,3%.

Цена КОМ 2024 года в 1-й ЦЗ выросла на 35,5%, а во 2-й ЦЗ – на 23,5% по сравнению с ценами 2021 года; фактически результаты разошлись с ожиданиями генераторов примерно на 1%, говорит председатель совета «Совета производителей энергии», член правления «Интер РАО» Александр ПАНИНА. Основными драйверами роста стала индексация цен КОМ, а также прогнозное увеличение спроса, добавляет она.

Первоначально регуляторы планировали провести повышение цен КОМ в 2022–2024 годах по схеме 6%-7%-7% ежегодно, но в последний момент Минэнерго предложило пересмотреть это решение. В итоге индексация прошла по схеме 15%-0%-5%. Дополнительная

выручка генерации от такого решения составит более 20 млрд рублей, говорит г-жа Панина, но подчёркивает, что энергокомпании изначально предлагали более высокие темпы повышения цен КОМ (на 30–50 %), что позволяло бы проводить более глубокое обновление:

– Уверена, что Минэнерго, принимая такое решение, преследовало цель максимально эффективно использовать появляющийся инвестресурс, с учётом инфляционных ограничений по росту цены на электроэнергию. К тому же не будем забывать, что на настоящий момент мы обладаем одним из самых устаревших парков генмоощностей, требующим дополнительных инвестиций уже сегодня.

Результаты КОМ совпали с ожиданиями, сформированными постановлением правительства о программе модернизации и зашитым

туда повышением коридора цен на мощность, согласен аналитик «ВТБ Капитала» Владимир СКЛЯР. Фактически цены на мощность с учётом ежегодной индексации на уровень инфляции в 1-й ЦЗ в 2024 году вырастут на 81%, во 2-й ЦЗ – на 61% от уровня 2019 года. Это существенная прибавка для старых мощностей, фактически выводящая их в зону, где денежного потока должно хватать для полноценного текущего ремонта, отмечает эксперт.

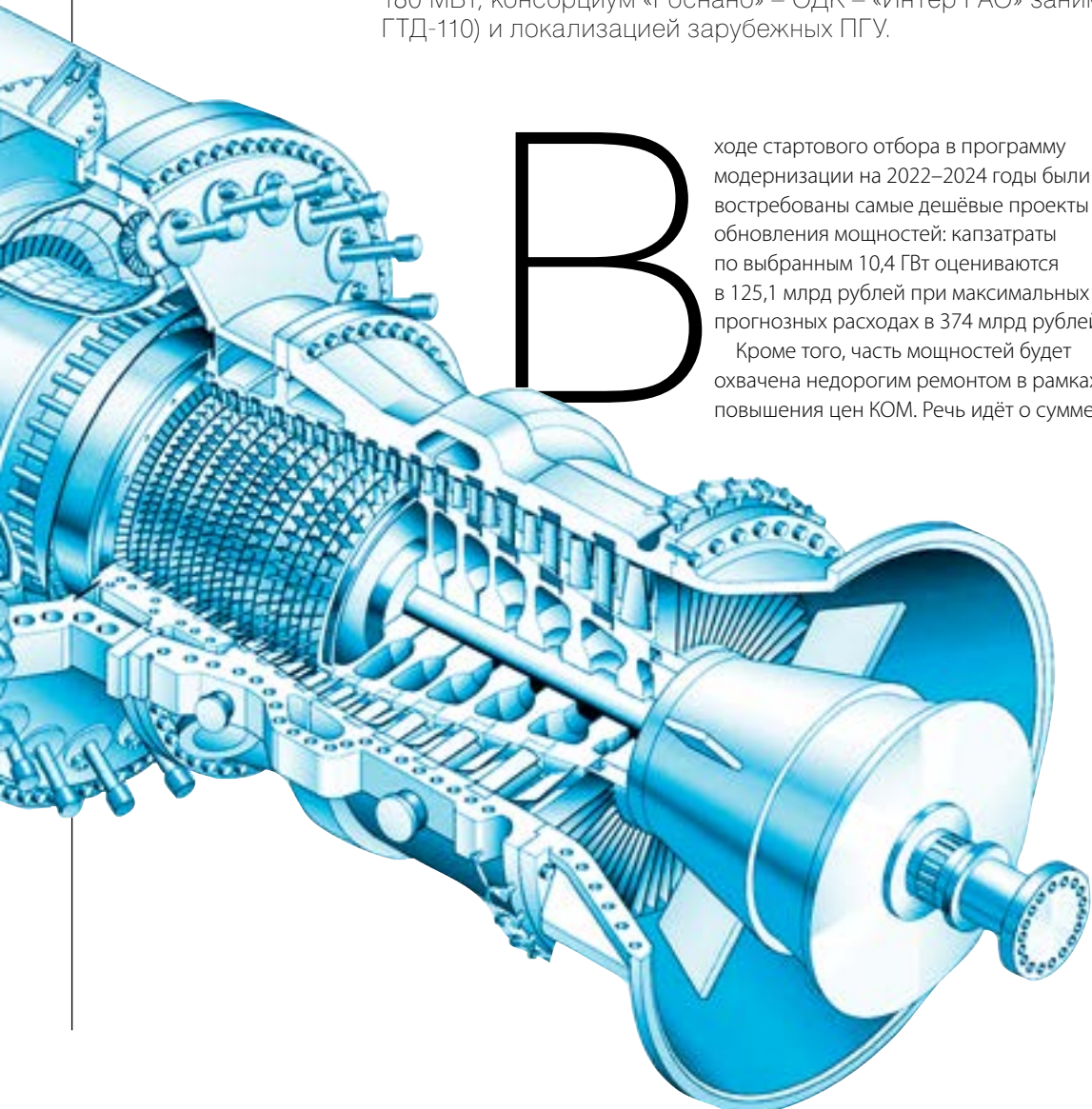
Сейчас генераторы тратят на текущий ремонт около половины фактической амортизации. В длинном горизонте это означает износ оборудования и вывод его из эксплуатации. Новые цены КОМ не позволят полностью закрыть вопрос, но должны привести к наращиванию ремонтов и повышению инвестиций до уровня 70–80% от амортизации. Значит, до 80% отработавших свой ресурс мощностей могут быть поддержаны в работоспособном состоянии до своей очереди в программе модернизации, пояснил г-н Скляр. В ходе прошедшего отбора на 2022–2024 годы проявилась и ещё одна тенденция: объём предложения на рынке мощности растёт по мере завершения программы ДПМ ТЭС. Новые энергоблоки постепенно получают весь объём положенных им повышенных платежей в рамках программы ДПМ ТЭС, после чего начинают участвовать в конкурентном отборе мощности на общих основаниях. Объём мощности, отобранный за 2022 год, в среднем вырос на 2,1% – до 169,2 ГВт в месяц. В 2023 году увеличение будет менее заметным – 0,19% (ежемесячные объёмы составляют 165,1–174,2 ГВт), в 2024 году – на 0,7% (166,5–175 ГВт). В КОМ на 2022 год уже прошли такие ДПМ-объекты, как Адлерская ТЭС ОГК-2 и Алексинская ТЭЦ «Квадры», на 2023 год – Южноуральская ГРЭС-2 «Интер РАО» и ещё четыре станции, с 2024 года на конкурентный рынок вышли ещё семь электростанций.

Отдельные генераторы уже фиксируют существенное падение прибыли по мере завершения оплаты ДПМ-проектов. Так, чистая прибыль «Мосэнерго» (входит в «Газпром энергохолдинг») по МСФО в первом полугодии снизилась на 16,4%. Ключевым фактором снижения стало завершение выплат по ДПМ, поясняют в компании: с июля 2018 года у «Мосэнерго» завершились два ДПМ, с января 2019 года – ещё один. В этих условиях рост поступлений от продажи мощности может частично компенсировать снижение выручки. С другой стороны, рост конкуренции между генераторами по мере выхода увеличения предложения на КОМ создаёт предпосылки для корректировки цен на рыночных принципах. ■

8 | Система «СВОЙ – ЧУЖОЙ»

 Александра
БЕЛКИНА

Самый актуальный вопрос осени – условия создания газовых турбин большой мощности (ГТБМ) для модернизации российских тепловых электростанций. Ожесточённая борьба между претендентами на право организации их производства в России объясняется ожидаемым стабильным спросом в рамках программы модернизации на фоне небольшой ёмкости мирового рынка. Логика программы предполагает обновление имеющихся парогазовых установок (ПГУ) иностранного производства и «достройку» паросиловых блоков (ПСУ) до ПГУ. Но в России ГТБМ не производятся. Поэтому перед правительством, которое нацелено на импортозамещение, стоит задача найти компромисс между разработками по созданию отечественных установок («Силовые машины» обещают турбины мощностью 60–80 МВт и 150–180 МВт, консорциум «Роснано» – ОДК – «Интер РАО» занимается модернизацией турбины ГТД-110) и локализацией зарубежных ПГУ.



В ходе стартового отбора в программу модернизации на 2022–2024 годы были востребованы самые дешёвые проекты обновления мощностей: капзатраты по выбранным 10,4 ГВт оцениваются в 125,1 млрд рублей при максимальных прогнозных расходах в 374 млрд рублей. Кроме того, часть мощностей будет охвачена недорогим ремонтом в рамках повышения цен КОМ. Речь идёт о сумме

около 800 млрд рублей «высвобождающихся средств потребителей»: цены КОМ, колеблющиеся примерно на одном уровне уже десятилетие, на 2022 год в первой ценовой зоне выросли на 24,8%, во второй – на 17,3%. Таким образом, власти распределили средства на наименее затратное обновление ТЭС и вплотную подошли к развилке включения ПГУ-проектов в программу модернизации.

По данным Минпромторга, в стране работают 303 ПГУ, изготовленные за рубежом, многие из них в ближайшие годы потребуют обновления. Кроме того, достройка части работающих ПСУ до ПГУ позволила бы существенно повысить КПД оборудования (см. инфографику на стр. 12) и экономическую эффективность генерации.

Но в ходе подготовки программы модернизации на первый план вышел вопрос национальной безопасности в условиях санкций. В процессе эксплуатации генераторы зависят от зарубежных поставщиков, после введения санкций иностранные партнёры пересматривали условия сотрудничества. Проблем удалось избежать в ходе переговоров, но гарантий от проблем в будущем нет, поэтому логичный



вывод – создание локализованного производства ПГУ в России. По логике властей, лучше использовать не столь эффективное и современное паросиловое оборудование российского производства и при этом быть уверенным в том, что оно неожиданно не отключится по чьей-то воле.

КРИ ДЛЯ МИНПРОМТОРГА

В попытке простимулировать разработку отечественных турбин государство пообещало выделить на проект в порядке софинансирования 7 млрд рублей, ещё столько же должен будет вложить частный инвестор. На энергорынке отмечали, что объём финпомощи закладывается под конкретный проект: основным лоббистом разработки отечественных ПГУ выступил владелец «Силовых машин» Алексей МОРДАШОВ. Его энергомашиностроительный холдинг оценил свои планы в 15 млрд рублей и обещал вложить в проект недостающую сумму.

Для выделения 7 млрд рублей власти намерены провести отбор претендентов и конкурс на строительство ТЭС, где будут обкатываться экспериментальные турбины. В конце мая «Силмаш» объявил о выборе площадки под ТЭС в Каширском районе Подмосковья. Электростанция мощностью 1,4 ГВт обойдётся примерно в 100 млрд рублей, сообщила компания г-на Мордашова.

В августе Минпромторг зарегистрировал в Минюсте и опубликовал приказ об экспертном совете, который будет оценивать проекты создания ГТБМ, претендующие на государственное софинансирование. Создание совета избыточно, отмечает один из экспертов в энергомашиностроении, у любой турбины есть объективные критерии эффективности – КПД, себестоимость производства и эксплуатации. «Другой разговор, что экспертный совет может разработать свои критерии исходя из параметров проектов», – добавляет он. Но «Силовые машины», похоже, уверены, что именно они будут основным получателем средств на разработку ГТБМ. В отчёте за второй квартал холдинг сообщил, что уже приступил к созданию собственных ПГУ. «При поддержке Минпромторга реализуется проект НИОКР в рамках создания

производства газовых турбин большой мощности, находящихся в диапазоне 60–80 МВт и 150–180 МВт с коэффициентом полезного действия не менее 35% в простом цикле», – сообщил «Силмаш» в середине августа.

Минпромторг играет ключевую роль в продвижении проекта г-на Мордашова: его реализация позволит министерству выполнять целевые показатели, формируемые в кабмине, согласны три собеседника на энергорынке.

Однако софинансирование и наличие поддержки в правительстве не гарантирует «Силмашу» технологический успех.

Центральная проблема и локализации, и создания собственных ПГУ – производство так называемой горячей части и лопаток турбин. Попытки наладить выпуск этих компонентов заканчивались неудачей: срок их службы оказывался существенно меньше, чем у западных производителей

Центральная проблема и локализации, и создания собственных ПГУ – производство так называемой горячей части и лопаток турбин. Попытки наладить выпуск этих компонентов заканчивались неудачей: срок их службы оказывался существенно меньше, чем у западных производителей. Для Китая в своё время это не стало проблемой: местные энергетики чаще выходили в ремонт и закупали больше запчастей, что, правда, сказывалось на стоимости генерации. Но решение вряд ли подходит для России, где цена энергии сейчас является

одним из ключевых факторов для экономики в целом, полагают наблюдатели.

Проблемы при производстве в нашей стране горячей части подтверждают новости из Индии. В конце августа РБК сообщил, что индийская сторона недовольна качеством поставленных «Силмашем» турбоустановок и генераторов для турбинного отделения уже построенных блоков АЭС «Куданкулам». Индия предложила «Росатому» при строительстве новой АЭС использовать турбины японского производства вместо оборудования «Силмаша». У эксплуатантов время от времени возникают нарекания по поводу работы российских паровых турбин – и генераторной части, и тепломеханической, рассказал РБК топ-менеджер одной из инженеринговых компаний. Проблема в том, что российские предприятия используют слишком мягкий металл для лопаток, возникают проблемы с напылением, отмечал собеседник РБК, ещё одним слабым местом является качество уплотнения между роторами и статорами.

Впрочем, в самих «Силовых машинах» оптимистично смотрят на ситуацию: турбину ГТЭ-170 (мощностью 170 МВт) планируется запустить в опытно-промышленную эксплуатацию в 2022–2023 годах, ГТЭ-65 (65 МВт) – в 2024 году.

КОНКУРЕНТ ИЗ РЫБИНСКА

«Силмаш», как говорил в июле глава холдинга Тимур ЛИПАТОВ, рассчитывает оказаться единственным участником конкурса на разработку отечественных ГТБМ. «Если найдётся кто-то, кто будет соответствовать требованиям конкурса, значит, будем конкурировать и выигрывать», – заявил он.

Этот конкурент немедленно нашёлся: претендентом на госдотации может стать консорциум государственных структур – «Ростеха», «Роснано» и «Интер РАО», пытающийся с 2012 года модернизировать турбину ГТД-110. В июле генеральный директор «Интер РАО» Борис КОВАЛЬЧУК обратился в кабмин с предложением «исключить монополию частных компаний» и разрешить участвовать в конкурсе на строительство ТЭС для обкатки экспериментальных турбин всем участникам рынка. Речь шла как раз о ГТД-110.

Разработка первой отечественной ПГУ началась в 1991 году, в 2003 году турбина была рекомендована для серийного производства на заводе «Сатурн» в Рыбинске Ярославской области. Но из-за ненадёжности оборудования производство было фактически свёрнуто.

В 2012 году «Роснано», «Интер РАО» и НПО «Сатурн» запустили проект доработки турбины ГТД-110, который был рассчитан на 2,5 года и оценивался в 2,5 млрд рублей. В апреле 2018 года Reuters сообщило, что ГТД-110М развалилась на испытаниях. «Ростех» в ответ заявил о выходе из строя части механизмов, что «не фатально», но сдвигает срок завершения работ по турбине. В июне замглавы Минпромторга Василий ОСЬМАКОВ заявлял, что испытания завершатся к июлю, после чего состоится переход к серийному производству.

В «Роснано» категорически не согласны с тезисом о неуспешности проекта. С 2014 года совместно с «ОДК-Сатурн» (входит в ОДК, контролируется «Ростехом») проведены работы по устранению конструктивных недостатков, повышению надёжности и технологических характеристик: мощность выросла до 115 МВт, КПД – с 35,5 до 37%, в составе ПГУ – до 52%. Исходя из этих характеристик блок с такой турбиной способен работать на оптовом рынке с прибылью, отметили в пресс-службе «Роснано». В июне ГТД-110М переставлена в ячейку блока Ивановских ПГУ, где должна будет пройти опытно-промышленную эксплуатацию. Как сообщили в «Интер РАО – Электрогенерация» (в её состав входят Ивановские ПГУ), в настоящее время замечаний к её работе нет,

при этом в ближайшем декабре-январе она будет остановлена для проведения тестирования состояния горячей части и лопаток.

Вместе с тем до сих пор нет понимания, на каких мощностях может серийно выпускаться ГТД-110М. В июне замглавы «Ростеха» Дмитрий ЛЕЛИКОВ заявил, что госкорпорация планирует разместить серийное производство этих турбин на площадях «Силмаша». Мощности «ОДК-Сатурн» позволяют производить всего две турбины такого класса в год, пояснял он. Локализовать серийное производство установки возможно на мощностях «ОДК-Сатурн» в случае их расширения, сегодня это единственная организация в России, обладающая необходимыми компетенциями, заявили ЭБГ в «Роснано».

ЕСЛИ НЕ МЫ, ТО КТО?

Негативный опыт единственной российской ГТБМ снижает уверенность в том, что проекты собственных разработок «выстрелят» в ближайшее время и смогут показать стабильные результаты, сопоставимые с западными образцами. В этих условиях наиболее рациональный путь – локализация уже созданного иностранными компаниями производства оборудования. Наиболее очевидные преимущества локализации: отсутствие «детских болезней», затрат на разработку и обкатку, более короткие сроки разворачивания производства. Договороспособность западных производителей повысилась на фоне катастрофического сжатия мирового рынка газовых турбин. Крупнейшие генераторы прорабатывают варианты локализации

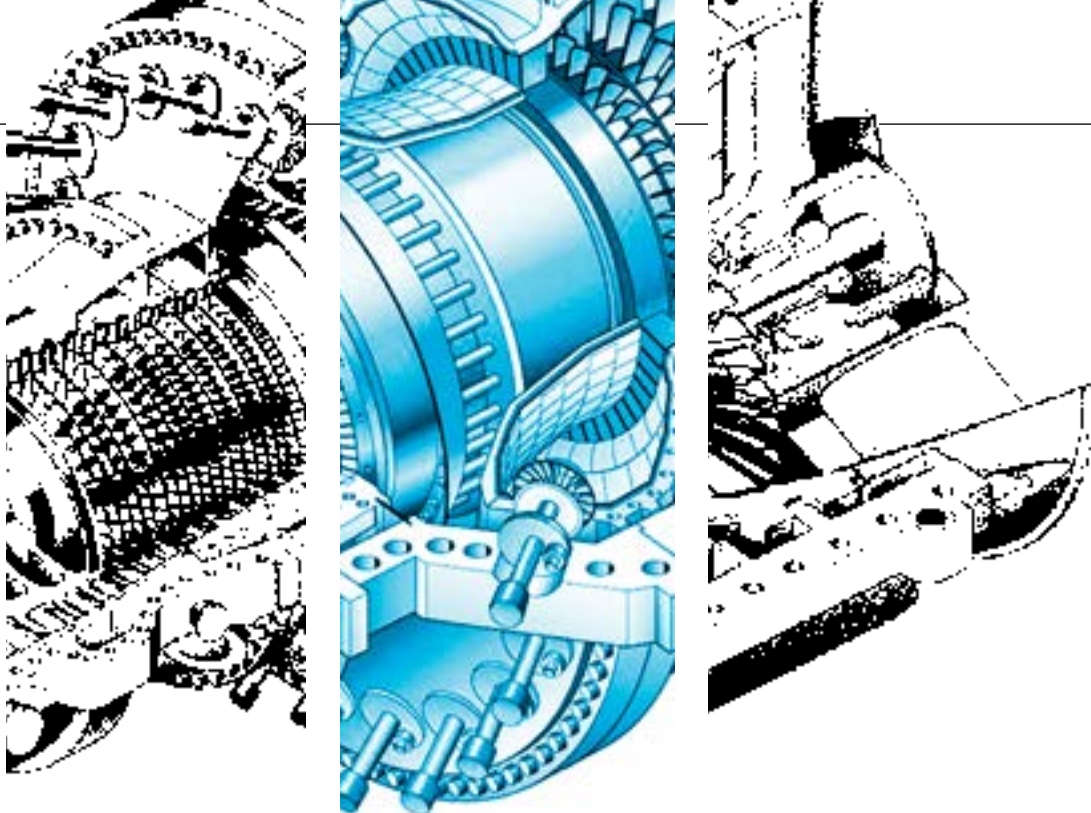
Наиболее очевидные преимущества локализации: отсутствие «детских болезней», затрат на разработку и обкатку, более короткие сроки разворачивания производства. Договороспособность западных производителей повысилась на фоне катастрофического сжатия мирового рынка газовых турбин



выпуска турбин с иностранными производителями. Как сообщалось, «Интер РАО» ведёт такие переговоры с GE, «Газпром энергохолдинг» – с Siemens, «РЭП Холдинг» – с Ansaldo, а также с BNGE (в партнёрстве с «Газпромом»).

Наиболее активно в публичном поле за право на локализацию ГТБМ борется Siemens. В июле немецкая компания объявила, что готова полностью перенести производство турбин к середине 2023 года, этого может оказаться достаточно для удовлетворения спроса в рамках модернизации. Не дожидаясь официальных согласований, Siemens провела переговоры с российскими поставщиками компонентов, передала техдокументацию, в частности, ОДК – на лопатки турбины. Немецкий концерн уже согласился перенести производство горячей части в Россию, что должно снять вопрос о национальной безопасности. Выпуск турбин планируется организовать на базе совместного предприятия с «Силмашем» – СТГТ.

Siemens самостоятельно уменьшила сроки разворачивания производства



горячего тракта, первоначально в планах компании фигурировали 2024–2025 годы. Однако локализация производства к середине 2023 года возможна лишь в случае подписания специнвестконтракта (СПИК), заявка на который была подана Siemens 2 июля. «При условии, что мы финализируем работу по СПиКу в ближайшие месяцы, то да, середина 2023 года», – говорил в интервью РИА «Новости» 10 июля гендиректор Siemens в России Александр ЛИБЕРОВ.

В начале августа стало известно, что Минпромторг вернул заявку Siemens на доработку до того момента, когда правительство утвердит перечень современных технологий, по которым могут заключаться СПиКи. В министерстве поясняли, что 2 августа президент Владимир ПУТИН одобрил поправки в закон «О промышленной политике», меняющие механизм СПИК. Теперь его основная цель не привлечение инвестиций, а разработка и внедрение передовых технологий, перечень которых будет утверждаться правительством. СТГТ рекомендовано переоценить соответствие проекта новому механизму после утверждения перечня технологий в кабмине.

Новость оказалась неожиданной и была негативно воспринята в секторе: решение Минпромторга значительная часть экспертов расценила как поддержку отечественных проектов «Силмаша». Ранее г-н ЛИПАТОВ назвал

Одновременно локализовывать производство оборудования Siemens, GE, ГТД-110М и турбины «Силмаша» бессмысленно: необходимый объём спроса для рентабельного производства внутри страны отсутствует, выход на сжимающийся мировой рынок маловероятен

стремление Siemens получить СПИК «не совсем честным по отношению к отрасли». Подписанный СПИК является основанием для признания локализационных норм выполненными, поэтому «никаких СПиКов на этом пути быть не должно», пояснял гендиректор позицию «Силовых машин».

«Силмаш» предпринимал и другие попытки затруднить локализацию

производства иностранных ПГУ в России. Так, в апреле г-н Мордашов предложил кабмину установить требование для СП с иностранным участием, которые хотят локализовать газовые турбины: 75% + одна акция должны быть у российского партнёра. Нововведение должно было затронуть и СТГТ, где у «Силмаша» – 35%, у Siemens – 65%. Но в итоге это предложение было отклонено в кабмине.

ВСЕМ СЁСТРАМ ПО СЕРЬГАМ НЕ ПОЛУЧИТСЯ

Одновременно локализовывать производство оборудования Siemens, GE, ГТД-110М и турбины «Силмаша» бессмысленно: необходимый объём спроса для рентабельного производства внутри страны отсутствует, выход на сжимающийся мировой рынок маловероятен, указывают эксперты. Конкуренция важна на этапе создания или локализации, но в текущих условиях пространства для неё немного, учитывая тот факт, что в программе модернизации участвуют и паросиловые блоки.

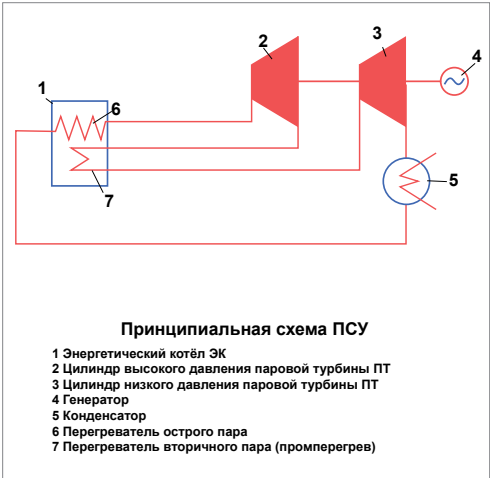
Российскому рынку не нужны две примерно одинаковые по характеристикам турбины Siemens и GE, до реализации целесообразно доводить только один, наиболее рентабельный проект, соглашались главы «Газпром энергохолдинга» Денис ФЁДОРОВ и «Интер РАО» Борис КОВАЛЬЧУК. Помимо этого, глава «Интер РАО» предлагал допустить проекты локализации ПГУ до отбора на право софинансирования из бюджета в рамках механизма СПИК 2.0. О реакции властей на это предложение пока ничего не известно.

Таким образом, несмотря на то, что в рамках десятилетней программы модернизации уже выбраны квоты на обновление ТЭС на четыре года, вопрос о перспективах локализации ПГУ остаётся открытым. Неопределённость и текущая конфигурация принятия решений, полагают эксперты рынка, повышают риски сценария, при котором проекты локализации не будут реализованы, создание собственной турбины будет откладываться из-за технических трудностей, а единственным легитимным путём «обновления» станет отказ от ПГУ в пользу ПСУ. ■

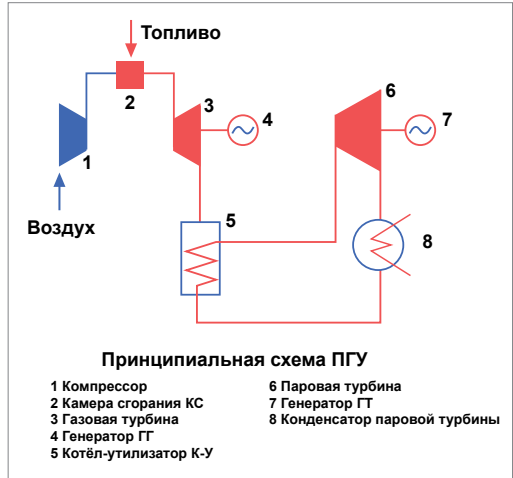
12 | Модернизация в чистом виде

После запуска программы ДПМ-2 одной из ключевых развилок проекта оказался вопрос обновления паросиловых блоков (ПСУ). Достройка ПСУ до ПГУ (включение в схему газовой турбины) приводит к существенному росту КПД и, как следствие, к экономической эффективности энергоблока. При этом работающих отечественных газовых турбин большой мощности пока не существует. Пока власти ищут оптимальное решение, мы разобрались, как на практике выглядит достройка ПСУ до ПГУ.

ПСУ



ПГУ

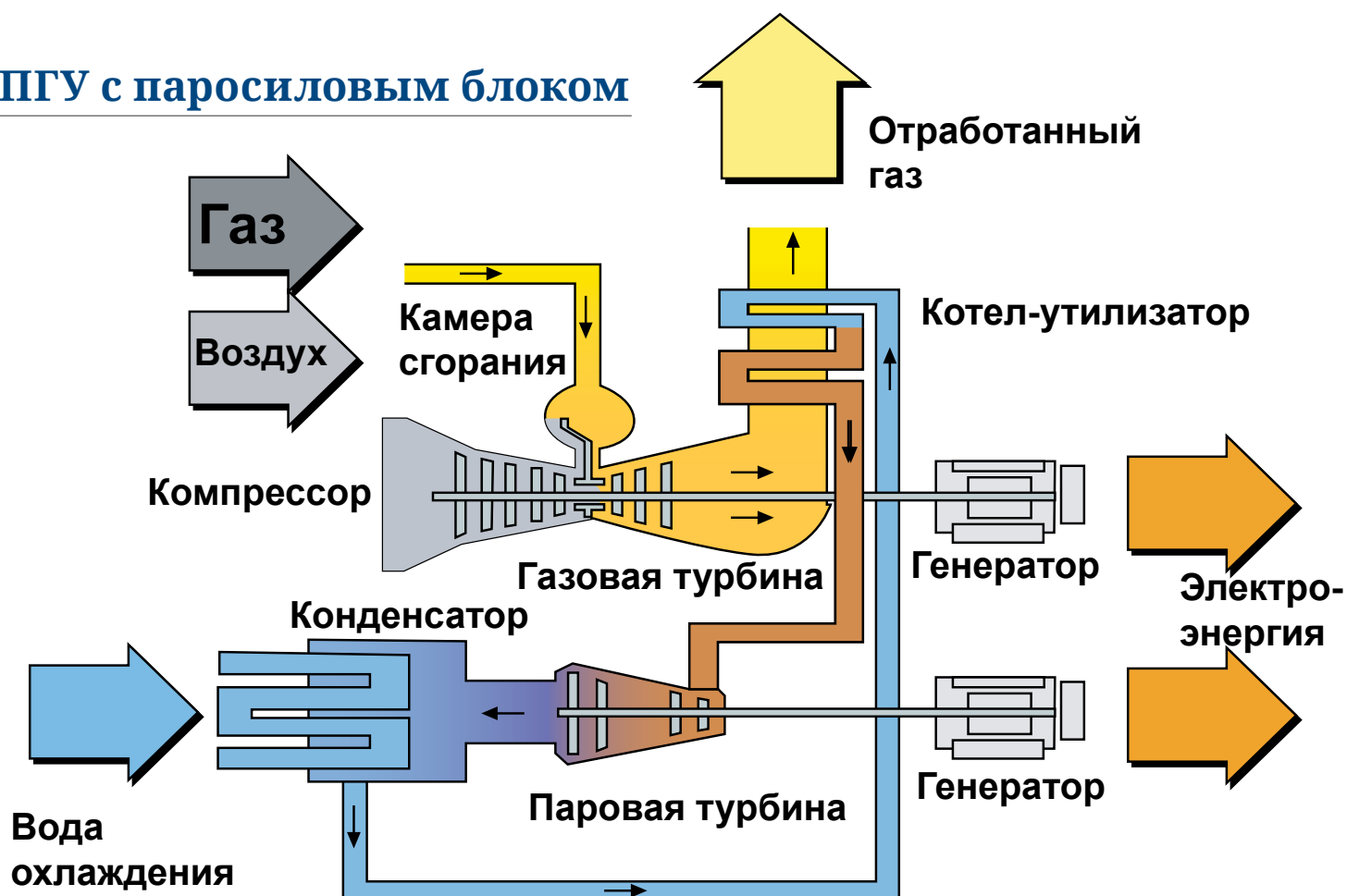


Показатели передовых ПГУ России

ПГУ, ТЭС	КПД ПГУ в конд. режиме	Газотурбинная установка			Котел-утилизатор	
		Тип, количество	Изготовитель	Мощность, МВт	Изготовитель	Количество контуров
ПГУ-410Т Краснодарская ТЭЦ	58,5%	1x1M 701F4	Mitsubishi Heavy In-dustries	300 ⚡	AE&E	3
ПГУ-410 ТЭЦ-26 Мосэнерго	58,5%	GT-26	Alstom	290 ⚡	Alstom	3
ПГУ-400 Шатурская ГРЭС Ввод 2010 г. Нижевартовская ГРЭС	57,5%	1x9FA	General Electric	270 ⚡	CM1 Бельгия	3
ПГУ-410 Невинномысская ГРЭС Ввод 2010 г.	57,5%	1xSGTS- 4000F	Siemens	280 ⚡	CM1 Бельгия	3
ПГУ-410 Среднеуральская ГРЭС	57,5%	1x9FA	General Electric	270 ⚡	N. Erikson	3

За помощь в подготовке инфографики благодарим заместителя заведующего отделением турбинных установок ОАО «ВТИ»
Николая ИВАНОВА, рисунок Алексея ШЛЕМЕНКО

ПГУ с паросиловым блоком



Паротурбинная установка

Тип	Изготовитель	Мощность, МВт
T-113/ 145-12,4	ЗАО «УТЗ»	145 ⚡
	Alstom	145 ⚡
	General Electric	140 ⚡
SST-900-RH	Siemens	130 ⚡
	General Electric	140 ⚡

Рязанская ГРЭС

Было: блок ПСУ 300 МВт (КПД – 37%). Оставили ЭК, пристроили ГТ мощностью 110 МВт. Оставили ПТ с новым ТГ.

Стало: ПГУ сбросного типа с дожиганием ПГУ 400 МВт (КПД – 50%).



Киришская ГРЭС

Было: блок ПСУ 300 МВт (КПД – 37%). Убрали ЭК, поставили два КУ и две ГТ мощностью по 280 МВт каждая и новый ТГ.

Стало: блок ПГУ 800 МВт (КПД – 50%).



Создание с нуля или полноценная локализация?

ГУРГЕН ОЛЬХОВСКИЙ,
ЧЛЕН-КОРРЕСПОНДЕНТ РАН,
ПРЕЗИДЕНТ ОАО «ВТИ», ТРИЖДЫ
ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ ПРАВИТЕЛЬСТВА
В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ:



В 90-х годах научно-производственный потенциал страны сильно пострадал. Сегодня на энергомашиностроительных заводах нет необходимой технологической инфраструктуры и кадров для сверхсрочного создания очень сложной техники с рекордными параметрами и показателями, поэтому построить перспективные ГТУ единичной мощностью 500–600 МВт до 2023–2025 годов не представляется возможным. Для этого необходимо объединение научно-технических и производственных организаций страны в рамках национального проекта. Выполнение его при хорошей организации работы и достаточном финансировании потребует около 10 лет. Партнёрство в этом вопросе с иностранными фирмами на выгодных для нас условиях (с передачей ноу-хау) было бы весьма продуктивно. При техническом перевооружении отечественных ГРЭС мощностью ~30 ГВт с использованием оптимальных ПГУ большой мощности на ту же выработку электроэнергии потребуются в 1,5 раза меньше природного газа. Для аналогичного техперевооружения ТЭЦ примерно такой же суммарной мощности можно использовать меньшие ГТУ, выпуск которых реально наладить достаточно быстро.

Выгоды надстройки действующих ПСУ газотурбинной частью несравнимо меньше, так как в эксплуатации остаётся старое оборудование, а возможная с их помощью экономия топлива не превышает 10%. Отказываться от масштабного техперевооружения с экономией 30–50% топлива в стране, где две трети энергетического топлива составляет природный газ, неразумно.

К сожалению, долговременные проекты, такие как строительство ТЭС, у нас не окупаются в приемлемые сроки из-за высокой стоимости денег. Это препятствие развитию страны должно быть так или иначе устранено.

Российская газовая турбина большой мощности потребует не меньше 10 лет научных и конструкторских разработок. Амбициозность задачи подтверждает и незавершённый проект создания ГТД-110 (110 МВт)

НИКОЛАЙ ПОСЫПАНКО,
СТАРШИЙ КОНСУЛЬТАНТ VYGON
CONSULTING:



КПД ПГУ с ГТУ большой мощности составляет от 50 до 63% при эффективности традиционного для России паросилового цикла в районе 35%. Но чем больше габариты и мощность газовой турбины, тем выше практически достижимый коэффициент полезного действия.

Экземпляры единичной мощностью 400–600 МВт позволяют работать в парогазовом цикле с рекордными КПД 62–63% – такие электростанции уже строят Siemens и GE за рубежом. Пределом же для газовых турбин 110–160 МВт, к разработке которых стремятся отечественные производители, окажется КПД 52–53%. Это означает, что российская технология может быть неконкурентной на внешних рынках и экспорт проектов с использованием такого типа оборудования будет вероятен в рамках межправительственных соглашений или в комплекте с долгосрочными контрактами на «льготный» газ.

Российская газовая турбина большой мощности потребует не меньше 10 лет научных и конструкторских разработок. Например, итальянской Ansaldo с момента начала работы под лицензией Siemens потребовалось 14 лет, чтобы разработать и поставить собственную газовую турбину. Амбициозность задачи подтверждает и незавершённый проект создания ГТД-110 (110 МВт), совокупные сроки по которому уже приближаются к 30 годам.

В сложившихся условиях, если прямой поддержки за счёт потребителей электроэнергии не избежать, взвешенным решением станет локализация наилучших технологий по открытой лицензии. Механизм стимулирования экспериментальных ТЭС, «ограниченно годных» для поставки мощности на оптовый рынок, не будет стимулировать развитие наилучших доступных технологий.

При этом производители, очевидно, могут использовать синергию от поставок оборудования для газовой отрасли, для установок по сжижению природного газа и газоперекачивающих агрегатов, а также оборонной промышленности (например, для нужд судовых двигателей).

Так или иначе, развитие отечественных компетенций в сфере энергомашиностроения невозможно без активного продвижения масштабных проектов инжиниринга и строительства на экспортных рынках. Эффективная кооперация российских финансовых институтов, проектных и производственных мощностей может стать заделом для создания постсоветского национального знака качества в электроэнергетике и устойчивого спроса на собственные турбины.

Мы спросили у наших уважаемых экспертов, какой вариант при производстве газовых турбин большой мощности выглядит более целесообразным? Насколько реально выполнить качественные собственные разработки в указанные сроки (2023–2025 годы)? И как они относятся к возможности перевода паросиловых установок (ПСУ) в парогазовые (ПГУ) с учётом того, что ранее в Минэнерго не исключали отказ от ПГУ в случае отсутствия их производства в России?



АЛЕКСЕЙ ФАДДЕЕВ,
ЭКСПЕРТ-АНАЛИТИК
ДЕПАРТАМЕНТА
ИССЛЕДОВАНИЙ ТЭК
ИНСТИТУТА ПРОБЛЕМ
ЕСТЕСТВЕННЫХ
МОНОПОЛИЙ (ИПЕМ):



ЕВГЕНИЙ РУДАКОВ, ЗАМЕСТИТЕЛЬ
РУКОВОДИТЕЛЯ ДЕПАРТАМЕНТА
ИССЛЕДОВАНИЙ ТЭК ИПЕМ:



МИХАИЛ БИРЮКОВ, НАЧАЛЬНИК
ДЕПАРТАМЕНТА РАЗВИТИЯ
ОПТОВОГО РЫНКА АССОЦИАЦИИ
«СООБЩЕСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ЭНЕРГИИ»:

Вопрос первый – сроки. Локализация, безусловно, быстрее. Проект возможно реализовать за 2–3 года при отсутствии юридических и финансовых проволочек, а на выходе будет готовый к полноценной промышленной эксплуатации продукт. На собственные разработки, как показывает опыт ГТД-110, может не хватить и 20 лет, с учётом необходимости доведения экспериментального образца до состояния конкурентоспособной продукции.

Из этого вытекает второй вопрос – необходимость опытно-промышленной эксплуатации для варианта новой разработки. Были неоднократные попытки запустить подобный механизм через рынок мощности, наталкивавшиеся на яростное сопротивление потребителей. Те справедливо отмечали, что существующие рыночная и тарифная системы в электроэнергетике и так полны подобных «костылей», приводящих к дополнительным расходам. В готовности же бюджета понести такие расходы есть серьёзные сомнения.

Вопрос третий – цена. Этот параметр практически невозможно корректно оценить для обоих вариантов. Во сколько обойдётся весь комплекс научно-технических разработок? На каких условиях может быть передана лицензия на производство без ограничений экспорта?

Вопрос четвёртый – объём рынка. Перспективы экспорта в обоих вариантах зависят не столько от самой продукции, сколько от финансово-организационной поддержки государства. Здесь оба варианта в более-менее равных условиях. Преимуществом локализации может быть расширение рынка сбыта продукции за счёт ремонта и поставки запчастей для уже установленных в России (и за рубежом) подобных турбин.

Вопрос пятый, главный – насколько обоснована необходимость «собственной» ГТБМ? Непокрытый потенциальный спрос со стороны новых или реконструируемых энергоблоков в России практически отсутствует! Анализ СиПР ЕЭС России и других документов показал, что до 2025 года все объекты уже расписаны по поставщикам. Под вопросом только немногочисленные объекты отдалённой перспективы. С другой стороны, не за горами то время, когда замены потребуют уже установленные в России газовые турбины, и вот как раз их немало: по оценкам ИПЕМ, 20 турбин Siemens серии SGT5-4000F мощностью ~300 МВт и ещё порядка 40 серии SGT5-2000E (она же ГТЭ-160 и V94.2) мощностью 150–190 МВт.

Потребителям важны надёжность и экономичность энергоснабжения, поэтому наиболее оптимальным вариантом является именно трансфер передовых технологий. Этот подход позволяет снизить затраты на НИОКР и минимизировать риски опытно-промышленной эксплуатации турбины по срокам и затратам. Другими словами, локализация технологии позволяет сразу запустить современную отечественную машину в серию, минуя «детские» болезни. Это минимизирует риск технологических нарушений энергоснабжения, снизит потребность в резервировании новых энергоблоков, а также исключит необходимость оплаты простаивающих мощностей.

Спрос на мощные газовые турбины в мире сокращается, поэтому российский рынок, где продолжают искусственно поддерживать большую генерацию, может быть привлекателен для мировых гигантов, производящих турбины. Их конкуренция за этот рынок при разумном подходе со стороны регулятора может обеспечить гораздо более привлекательные для России условия, чем вариант с самостоятельным «изобретением» газовой турбины.

Развитие отечественных компетенций в сфере энергомашиностроения невозможно без активного продвижения масштабных проектов инжиниринга и строительства на экспортных рынках

Территория апгрейда

В России продолжается отбор участников в программу ДПМ-2, которая предусматривает модернизацию более 40 ГВт мощности по всей стране. Для производителей энергооборудования запуск новой программы ДПМ станет настоящим челленджем. Российская энергомашиностроительная компания «Силовые машины» уже реализует целый ряд проектов, позволяющий обеспечить отечественную энергетику надёжными и экономичными агрегатами.



ВТОРОЙ ПОТОК ДПМ

На сегодняшний день в энергетической отрасли средний возраст оборудования составляет 34 года, 30% генерирующих мощностей работают более 45 лет. Для сравнения: в Германии электростанции моложе российских примерно на 11 лет, в Китае – на 23 года. Турбины многих электростанций в РФ уже выработали свой ресурс. Например, на Автовской ТЭЦ в Санкт-Петербурге их наработка уже достигла 270 тысяч часов при парковом ресурсе в 220 тысяч часов. Однако электростанция по-прежнему обеспечивает светом и теплом свыше миллиона человек и множество предприятий.

По данным Института энергетических исследований РАН, ещё в 2014 году более 90 ГВт паротурбинных блоков выработали парковый ресурс. Дальнейшая модернизация жизненно необходима отрасли: без неё более половины мощностей Единой энергетической системы России переступят 50-летний порог работы уже к 2029 году.

В январе 2019 года правительство России одобрило программу ДПМ-итрих, или ДПМ-2. Её ключевая цель – модернизация старых тепловых генерирующих мощностей ради снижения операционных затрат и повышения эффективности. Кроме продления ресурса, а также увеличения экономической и экологической эффективности генерации перед участниками программы стоит другая важная задача: не допустить роста стоимости электроэнергии для конечного потребителя выше инфляции. Также от инвесторов требуется локализация оборудования на уровне до 100% – для того,



Александр ИВАНОВСКИЙ,
генеральный
конструктор
ПАО «Силовые
машины»

чтобы простимулировать отечественных производителей, снизить зависимость от импорта и застраховаться от санкционных рисков.

Ожидается, что модернизация продлит срок работы отечественных электростанций на 15–20 лет. По оценке главы Минэнерго Александра НОВАКА, программа ДПМ-2 позволит привлечь в отрасль частные инвестиции объёмом в 1,9 трлн рублей в течение 10 лет. В конечном счёте благодаря программе удастся модернизировать 41 ГВт старой тепловой мощности, включая электростанции на Дальнем Востоке. Программа ДПМ-2 будет действовать 16 лет, до 2035 года.

ДВА ПУТИ МОДЕРНИЗАЦИИ И НОВЫЕ РЕШЕНИЯ

Старт программы ДПМ-итрих, или ДПМ-2, стал в хорошем смысле вызовом для производителей современного энергетического оборудования. Принятые документы предполагают, что в рамках второго потока ДПМ возможны два основных варианта модернизации генерирующих мощностей.

– Первый – сохранение существующего паросилового цикла, что продлевает ресурс и срок службы оборудования, но не даёт существенного скачка в технико-экономических характеристиках генерирующих объектов. Второй вариант – надстройка паросилового цикла газотурбинными установками, что по характеристикам сопоставимо с современными парогазовыми блоками с газовыми турбинами. В обоих случаях «Силовые машины», имея большой научно-технический



потенциал, серьёзную кооперацию с институтами Академии наук и отраслевыми НИИ, а также мощную конструкторско-технологическую базу, готовы предложить комплексные решения, – говорит генеральный конструктор ПАО «Силовые машины» Александр ИВАНОВСКИЙ.

На текущий момент компания накопила внушительный опыт и компетенции по реконструкции паросиловой части. Уже реализованы проекты по модернизации флагманских продуктов – турбин К-200 и К-300 производства Ленинградского металлического завода – с повышением КПД, мощности и срока службы. В настоящий момент разрабатывается проект модернизации турбины К-800-240 с использованием современных, но уже проверенных технических решений.

Ожидается, что программа ДПМ-штрих охватит также теплофикационные энергоблоки, поэтому «Силовые машины» также разрабатывают проекты модернизации теплофикационных турбин.

Важно, что компания работает над проектами по модернизации не только собственного оборудования, но и агрегатов сторонних производителей. Например, реализуется проект по реконструкции теплофикационных турбин Т-100-130. С учётом естественного износа оборудования требуется глубокая модернизация с заменой проточных частей. В свою очередь, «Силовые машины» создали для турбин типа Т-100 несколько новых решений. Так, за счёт современного реактивного облопачивания удалось повысить КПД турбины на 10%. В основу разработки проекта по модернизации

были положены принципы экономичности и оптимального использования существующего оборудования. В частности, создатели обновлённой версии решили сохранить фундамент турбоагрегата и вспомогательное оборудование, пригодное для дальнейшей эксплуатации.

Модернизация предусматривает замену основных узлов турбины, в том числе полную замену изношенной проточной части цилиндра высокого давления. Гидромеханическая система регулирования полностью реконструируется в современную электрогидравлическую систему автоматического регулирования и защиты. Это обеспечивает надёжность и высокую манёвренность работы оборудования, снижает общую нечувствительность системы регулирования скорости.

Одновременно в активе компании есть несколько проектов по созданию новых высокотехнологичных агрегатов, отвечающих запросам энергетиков. Таких, например, как турбина типа К-660-26,5 на суперсверхкритические параметры пара. Агрегат мощностью 660 МВт имеет оптимальную металлоёмкость, затраты на строительство и эксплуатацию этой машины ощутимо ниже, чем у многих аналогов, а эффективность и КПД на уровне более 48,5% полностью отвечают требованиям энергорынка. Основные технические решения, применённые в этой турбине, планируется использовать при создании серии агрегатов мощностью от 500 до 1200 МВт, также рассчитанных на суперсверхкритические параметры пара.

Реализуется проект создания системы диагностики основного оборудования, а также дальнейшего создания условий для перевода основного оборудования, произведённого «Силовыми машинами», на модель ремонтов по состоянию. Первый такой проект будет реализован в 2020 году.

Некоторые собственные разработки компании хорошо показали себя на рынке ещё в период реализации первого этапа ДПМ.

Второй сценарий – оснащение существующей генерации парогазовыми агрегатами – предусматривает более сложный с технической точки зрения процесс, чем обычная модернизация или замена паросиловых блоков на новые. Однако такой подход даёт возможность довести

Компания работает над проектами по модернизации не только собственного оборудования, но и агрегатов сторонних производителей. Например, реализуется проект по реконструкции теплофикационных турбин Т-100-130. С учётом естественного износа оборудования требуется глубокая модернизация с заменой проточных частей



действующие мощности до уровня современных мировых аналогов ПГУ.

Разработку паровых турбин для парогазовых установок «Силовые машины» запустили в рамках программы ДПМ-1. В результате к сегодняшнему дню компания сформировала широкую линейку агрегатов мощностью до 170 МВт. Флагманский продукт – трёхконтурная паровая турбина мощностью 130 МВт с параметрами пара перед турбиной 565 градусов, предназначенная для работы в составе ПГУ с машиной ГТУ F-класса.

Кроме того, несколько перспективных проектов сейчас находятся в стадии проработки: компания готовит целый ряд решений, позволяющий перевести паровые турбины мощностью от 60 до 300 МВт в цикл ПГУ.

ВОЗРОЖДЕНИЕ ГАЗОВЫХ ТУРБИН

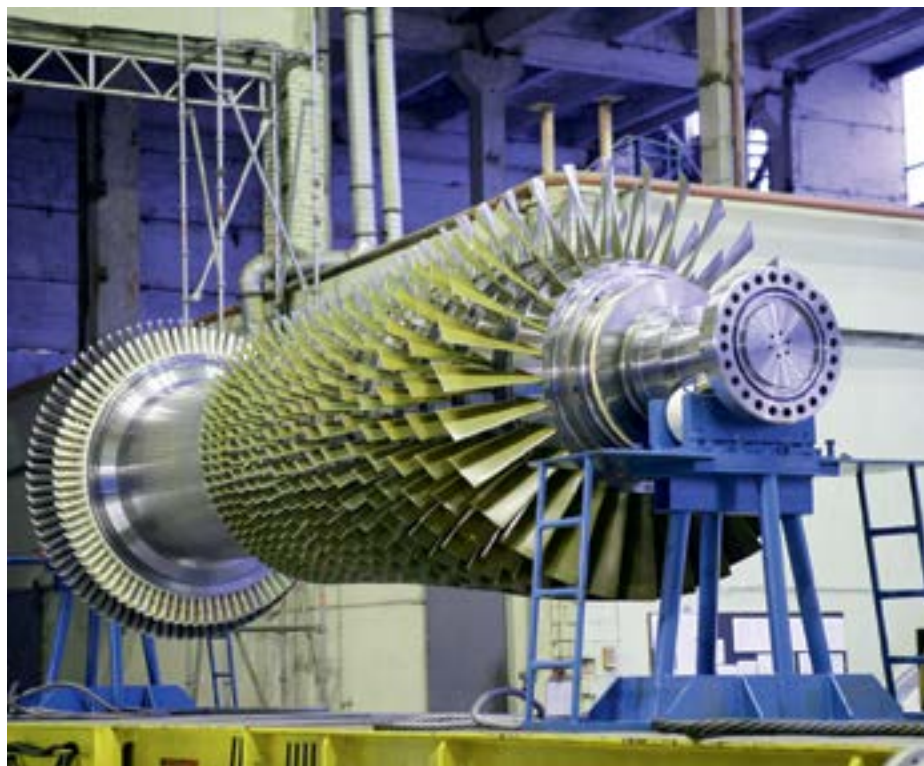
Параллельно «Силовые машины» работают над проектом по созданию отечественных газовых турбин средней и большой мощности. Разработке собственных машин предшествовал накопленный опыт заводов компании. К примеру, первую газовую турбину мощностью 100 МВт сделали на ЛМЗ в 60-е годы, позже была выпущена турбина ГТЭ-150. Обе машины полностью соответствовали тогдашнему уровню развития машиностроения. Этот задел, к сожалению, оказался утрачен в перестроечный период. Эта область энергомашиностроения в мире стала настолько технологичной, настолько далеко ушла, что в 90-е годы более простым способом её восстановления было

«Силовые машины» смогут в краткосрочной перспективе предложить рынку две полностью российские газовые турбины – 65 МВт и 170 МВт. Первые образцы ГТЭ-170 будут запущены в опытно-промышленную эксплуатацию в 2022–2023 годах, а ГТЭ-65 – с 2024-го

приобретение права пользования интеллектуальной собственностью и локализация производства в России. В итоге в 90-х в партнёрстве с Siemens ЛМЗ создал совместное предприятие «Интертурбо». Производство оборудования было размещено на мощностях ЛМЗ и достигало 50% локализации. В составе «Интертурбо» компания получила опыт по производству компонентов газовых турбин.

В недалёком прошлом «Силовые машины» самостоятельно, уже не в рамках совместного предприятия, реализовали проект разработки и производства газовой турбины ГТЭ-65 мощностью 65 МВт. Машина прошла полный цикл холодных испытаний, дошла до так называемых тестов full speed, no load.

Сейчас при поддержке Минпромторга России в «Силовых машинах» реализуется проект НИОКР в рамках создания производства газовых турбин большой мощности, находящихся в диапазоне 60–80 МВт и 150–180 МВт, с коэффициентом полезного действия не менее 35% в простом цикле. В том числе в кратчайшие сроки создано



специальное конструкторское бюро газотурбинных установок, включая лабораторию газовых турбин и испытательную станцию камер сгорания, а также технологическое подразделение. Разработан проект дооснащения производства, осуществляется его реализация.

Благодаря этой работе «Силловые машины» смогут в краткосрочной перспективе предложить рынку две полностью российские газовые турбины – 65 МВт и 170 МВт. Первые образцы ГТЭ-170 будут запущены в опытно-промышленную эксплуатацию в 2022–2023 годах, а ГТЭ-65 – с 2024-го.

Возрожденное КБ сейчас занимается и другими перспективными проектами. Например, идёт проработка использования турбины ГТЭ-65 для привода компрессоров смешанного хладагента для заводов сжиженного природного газа. Впоследствии возможна разработка ГТУ 300–400 МВт F- или H-класса на 3000 об/мин.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ НА СЛУЖБЕ КБ

Сегодня компания не только активно развивает свою продуктовую линейку, но и подходы к созданию и производству машин.

– Возможности современных расчётных программ и вычислительных комплексов позволяют нам непрерывно совершенствовать элементы выпускаемого оборудования. Мы оптимизируем новые проекты турбин, генераторов и котлов с применением метода конечных элементов,

решаем сопряжённые задачи прочности и применяем их решения на практике, – отмечает генеральный конструктор «Силловых машин».

При проектировании и подготовке конструкторской документации используются новейшие методы, прежде всего технология электронного макета.

Изготовление турбин начинается с концептуальной проработки с помощью метода нисходящего проектирования. На выходе получается электронный макет законченной конструкции с большим количеством деталей и сборочных единиц. Концепт турбины помещается на самый высокий уровень структуры проекта, и информация о ней распределяется вниз. В итоге доступ к большей части значимой концептуальной информации получает любой конструктор из проектной команды. Основные преимущества такого подхода – возможность быстрого изменения концепта, а также экономия времени на корректировку. Кроме того, исключаются коллизии в конструкторских документах.

При создании электронных макетов изделий «Силловые машины» пользуются концепцией PLM, или Product Lifecycle Management, – управление жизненным циклом продукта. С её помощью формируется электронная база данных по конкретной турбине на протяжении всего цикла её производства. База содержит всю необходимую информацию: полный электронный макет турбины, электронные модели деталей и сборок, конструкторскую, технологическую и эксплуатационную документацию, результаты инженерных расчётов и многое другое. PLM-платформа также используется для управления проектом и его мониторинга.

Продвинутый инструментарий позволяет создать единую среду проектирования, что не только удобно для конструкторов, но и в целом очень эффективно при производстве сложных высокотехнологичных устройств. Это позволяет вести многие процессы параллельно: раньше они осуществлялись последовательно и поэтому занимали больше времени.

Процесс электронного проектирования подразумевает, что одна и та же модель элемента турбины используется конструктором при проектировании, технологом – при написании программ для станков ЧПУ, проектировании оснастки, контроле в процессе изготовления. Возможности среды Teamcenter/NX позволяют постоянно совершенствовать элементы выпускаемой «Силловыми машинами» продукции.

– Таким образом, для реализации программы ДПМ-штрих «Силловые машины» готовы стать надёжным партнёром генерирующих компаний как в части поставки энергетического оборудования, так и в разработке комплексных решений с проведением необходимых обследований и расчётов, – заключает Александр Ивановский.

«Наше ключевое преимущество в борьбе за статус генпроектировщика в электроэнергетике – независимость от участников рынка»

В этом году отечественный энергосектор переходит к более длинному горизонту планирования – конкурентные отборы мощности (КОМ) отныне будут проводиться на шесть лет вперёд, а не на четыре года, как было раньше. В ходе подготовки к переходу в профильном сообществе возобновилась дискуссия о качестве системного прогнозирования в энергетике в целом и коэффициентах резервирования мощностей на ОРЭМ в частности. О перспективах пересмотра величины «резервов», необходимости создания института генерального проектировщика и возможных объёмах его финансирования из федерального бюджета мы поговорили с руководителем основного претендента на статус генпроектировщика – директором АО «Институт «Энергосетьпроект» Ильёй КИСЕЛЁВЫМ.

В энергетическом сегменте уже не первый год обсуждается проблема низкого качества перспективного планирования. Минэнерго выступило с инициативой создания института генерального проектировщика в электроэнергетике, подготовило проект о его бюджетном финансировании и фактически предложило закрепить статус за вашим институтом «Энергосетьпроект». В чём Вам видится неэффективность действующей модели, какие функции планируются возложить на генпроектировщика?

Неэффективность модели оценивалась Минэнерго, оно и выступило инициатором изменения системы перспективного планирования в стране. Разработка основополагающих документов развития электроэнергетики в системе перспективного планирования осуществляется децентрализованно и разрозненно. Отсутствует взаимосвязка различных программных документов: Схемы и программы развития (СиПР) ЕЭС, Энергетической стратегии, Генеральной схемы, региональных СиПРов и т. д. Предполагается, что генпроектировщик будет единственным разработчиком указанных документов в стране. Кроме того, он же будет проводить экспертизу всех региональных СиПРов. Это позволит готовить единый прогноз спроса, методику обоснования сооружения энергообъектов, проводить согласование документов перспективного планирования разных уровней, синхронизировать их с инвестиционными программами субъектов энергетики, вести единую базу перспективного планирования и гармонизировать её с рыночными механизмами.

СБОР ПРОГНОЗА И «СНИЗУ», И «СВЕРХУ»

В чём принципиальные отличия предлагаемой схемы прогнозирования от прежней?

Создание института генерального проектировщика – это возврат к системе централизованного планирования в отрасли. Предполагается централизовать: информацию (статистические данные Росстата и энергетических компаний, актуальные расчётные модели ЕЭС и изолированных энергосистем) и кадровый потенциал, что уже позволит увеличить (изменить) качество планирования. Кроме того, в новой модели перспективного планирования разрабатывается единый прогноз спроса на электроэнергию и мощность, в расчётах учитываются данные об экономическом росте развития страны в целом и индивидуальные инвестиционные проекты. Технические решения должны учитывать экономические последствия, оказывающие влияние на конечный тариф для потребителя.

Когда новая система может начать работать, и какие законодательные изменения для этого потребуются?

Формирование института генпроектировщика заложено в распоряжении правительства № 2101, принятом 21 сентября 2018 года, это так называемый план модернизации инфраструктуры. Генпроектировщик должен быть создан с 2020 года, ответственность за процесс возложена на Минэнерго. До этого нужно откорректировать основной документ, регламентирующий отношения в этом направлении – Федеральный закон 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и связанное с ним постановление правительства № 823. 35-ФЗ установит общие рамки,отрегулирует, кто и чем будет заниматься, предполагается, что полномочия будут переданы Правительству Российской Федерации, которое делегирует их Минэнерго. 823-е постановление утвердит новые правила проектирования энергосистем, а также определит критерии выбора генпроектировщика. Правила проектирования энергосистем разработаны нашим институтом по заказу «Россетей», сейчас Минэнерго вынесло



текст методики на публичное обсуждение. Рассчитываем, что поправки в 35-ФЗ, как нам обещали, будут рассмотрены осенью.

В июле Минэнерго опубликовало проект постановления правительства о выделении бюджетных субсидий для генпроектировщика. О каких ежегодных расходах идёт речь?

Бюджетный процесс должен начаться в 2020 году, объём финансирования пока не утверждён. «Энергосетьпроект» находится за рамками процесса, обсуждение идёт на уровне профильного вице-премьера Дмитрия Козака, ключевые участники обсуждения – Минфин и Минэнерго. Мы лишь передали свои расчёты по возможным трудозатратам. Текущий портфель заказов по направлению перспективного планирования в отрасли «Энергосетьпроекта» составляет около 100 млн рублей в год. Функционал генпроектировщика шире, чем та работа, которую мы выполняем сегодня, очевидно, что расходы на содержание генерального проектировщика окажутся выше.

ПРЯМОЙ КОНТРОЛЬ ГОСУДАРСТВА

Минэнерго предлагает сделать генпроектировщиком институт «Энергосетьпроект», но окончательное решение ещё не принято. Кто является вашими конкурентами в борьбе за статус генпроектировщика и в чём преимущества Вашей организации?

Как ни странно, но, на мой взгляд, существенным преимуществом может оказаться не способность разрабатывать проекты государственного масштаба, не опыт работы, а вопрос независимости генпроектировщика как компании. Единственным акционером «Энергосетьпроекта» является государство, 100% его акций принадлежит РФ. Именно этот фактор может стать решающим при выборе генпроектировщика. Сегодня на рынке есть несколько профильных организаций, которые могут заниматься и занимаются этими вопросами, являются прямыми конкурентами нашего института. Из крупных структур это прежде всего научно-технические центры (НТЦ) «Системного оператора» и ФСК («Россети»). Они могут выполнять ту же работу, но тут на первый план выходит вопрос независимости проектировщика от участников рынка и, как следствие, тема собственности. У названных крупных игроков есть вертикальная подчинённость, что может сказаться на результатах, так как разработчик может быть заинтересован в конечном результате. То есть существуют риски, что НТЦ ФСК («Россети») или НТЦ СО ЕЭС не смогут сделать совсем беспристрастный анализ. В этой ситуации прямой контроль государства над «Энергосетьпроектом» является нашим конкурентным преимуществом. Кроме крупных игроков на рынке работает множество более мелких частных компаний, но их ресурсы ограничены, есть вопросы и к качеству их работы, и к малочисленности штатов.

Как процедурно будет оформлено делегирование полномочий генерального проектировщика?

Порядок и критерии отбора должны быть прописаны в постановлении правительства № 823. Окончательное решение пока не принято. Есть различные варианты: выдача единственной лицензии на право проведения таких работ, конкурсный отбор среди компаний, отвечающих требованиям, установленным правительством, заключение специального договора.



Повторюсь, пока окончательного понимания по механизму делегирования полномочий нет.

Обновлённая модель должна будет заработать с 1 января 2020 года?

Мы полагаем, что с этого момента начнётся переходный период. Сегодня мы работаем по старым методикам, ими же руководствуются наши заказчики. У нас есть действующие договоры, которые мы заключали по результатам открытых конкурсов. Так, «Энергосетьпроект» по контракту с «Системным оператором» отвечает за разработку СиПР на 2020–2026 годы, выполняет текущие заказы ФСК и других компаний. Эти работы перетекающие, продолжатся и в 2020 году. Поэтому будущий год для «Энергосетьпроекта» может стать переходным: мы продолжим выполнять коммерческие заказы и займёмся работой в качестве генпроектировщика, если наш институт получит этот статус.

«Энергосетьпроекту» также потребуется расширение в случае получения статуса генпроектировщика?

Сейчас мы находимся фактически на самоокупаемости и держим оптимальный штат для выполнения текущих заказов. Помещений у нас достаточно, а по кадрам – да, в случае получения статуса генпроектировщика, придётся расширяться. Сейчас по направлению у нас работают около 60 специалистов, в первую очередь нам надо восстановить численность, сократившуюся за последние 4 года. У нас есть около 30 открытых вакансий. Но с учётом объёмов предстоящей работы генеральный проектировщик должен обладать штатом профильных специалистов около 200 человек.

К ПЛАНИРОВАНИЮ – СО ВСЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Одним из самых дискуссионных элементов действующей системы является прогнозирование спроса. Потребители постоянно жалуются на нереализующиеся прогнозы, которые в конечном счёте делают энергию для промпотребителей более дорогой. Насколько, на Ваш взгляд, эти системные претензии обоснованны?

Сегодня это действительно один из самых обсуждаемых вопросов, в том числе в моменте согласования новой методики проектирования энергосистем, собственно активно обсуждается раздел по прогнозированию спроса. В настоящий момент

прогноз спроса выполняется «Системным оператором», исходя из заявок на техприсоединение и информации о перспективных инвестиционных проектах. Это так называемый «путь снизу» сбора прогноза спроса. Сейчас предлагается комбинированный подход, который учитывает, с одной стороны, «путь снизу», при этом инвестиционные проекты будут подаваться непосредственно региональными властями. Регионы будут формировать перечни инвестиционных проектов. Эти проекты должны будут соответствовать ряду критериев, установленных новой методикой. Именно этот перечень инвестиционных проектов будет ложиться в основу траектории спроса «путь снизу».

Существует ещё и траектория «путь сверху». То есть это прогноз социально-экономического развития России, разбитый по отраслям, по видам деятельности и привязки к энергосистемам.

Вместе «путь сверху» и «путь снизу» будут формировать некий комбинированный уровень спроса, учитывающий в себе и перспективное развитие страны в целом, и потенциальные инвестиционные проекты. И, что самое важное, позволит более точно учитывать рост потребления существующих потребителей. Сейчас берётся условный процент естественного прироста и накладываются новые потребители, а по-новому рост существующих потребителей будет прогнозироваться с учётом планов развития экономики страны с учётом изменений по направлениям промышленности и особенностей развития регионов. Мы уверены, что применение новой методики прогнозирования спроса существенно улучшит качество прогноза, но это не единственный фактор, влияющий на реализацию прогноза спроса.

Теперь как это выражается в цифрах... Текущий прогноз роста спроса у нас составляет 1,15%, а фактический – 0,8%. Разница в 30% весьма существенная. Здесь необходимо выделять два момента. Первое – это претензии к качеству прогнозирования проектировщика, о которых мы только что рассказали. Второй момент – качество планирования собственного потребления со стороны потребителей. Не секрет, что они зачастую завышают свой прогноз потребления, а мы вынуждены учитывать его, так как мы получили в установленном порядке. Более качественное прогнозирование у генераторов, сетевых компаний, так как у них существует договорная, денежная ответственность. У потребителей такой ответственности практически не существует. И многие живут по принципам ещё из Советского Союза: «Проси больше, дадут меньше». Кроме того, никто не отвечает за реализацию собственных инвестпланов. Реестр подключаемых новых потребителей согласовывает «Системный оператор», он очень аккуратно подходит к вопросу, часть заявок сразу множит на ноль. Но часть проектов включается в региональные и государственные программы, исполнение инвестиционных обязательств подтверждается банковскими гарантиями и т. д. Не учитывать их нельзя, но обычно сроки всё равно съезжают «вправо». То есть проблема не только в качестве проектирования, она обоюдная.

В июле, накануне перехода на шестилетний конкурентный отбор мощности (КОМ) потребители заявили о необходимости снижения коэффициентов резервирования мощностей, особенно в Сибири, где, с учётом резерва на маловодность, показатель составляет 26,95%. Минэнерго согласилось снизить коэффициенты на КОМ 2022–2024 годов лишь



МЫ НАДЕЕМСЯ, ЧТО КАЧЕСТВО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СУЩЕСТВЕННО ВЫРАСТЕТ ПОСЛЕ ПЕРЕХОДА К НОВОЙ СИСТЕМЕ АНАЛИЗА «СВЕРХУ» (ПРОГНОЗ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ МЭР) И «СНИЗУ» (РЕГИОНАЛЬНЫЕ СИПРЫ)

на 0,2–0,4 п. п. По заказу промышленников ИСЭМ СО РАН подготовил исследование, согласно которому коэффициенты резервирования мощностей могут быть снижены до 11–13,5% без увеличения рисков надёжности. Каков Ваш взгляд на эту проблему?

Стоит отметить, что косвенно затрагивается другая сложная проблема – расширение межсистемных перетоков, значительный объём которых позволяет снижать объём мощности, находящийся в резерве. Распределение нормативного резерва по ОЭС неравномерно, так, например, в ОЭС Сибири это значение на перспективу в СиПР ЕЭС составляет 12% от максимума нагрузки, а в ОЭС Востока 22%. Перетоки ограничены недостаточной пропускной способностью электрических сетей (в основном сети ФСК ЕЭС) и их географией – растянутостью ЕЭС.

«Энергосетьпроект» не принимает непосредственного участия в разработке коэффициентов резервирования для КОМ, хотя они учитывают данные из СиПР ЕЭС, который как раз мы разрабатываем.

Мы, к сожалению, детально не знакомы с методикой ИСЭМ СО РАН. У нас есть опасения, что они считают немножко не то, что мы, и это разные, по сути, работы. Глобально вопрос есть: давайте посмотрим за счёт чего мы сможем сделать благо для всех – уменьшить стоимость электроэнергии для всех потребителей. Да, путь такой есть, но он не может быть коротким. Этот путь должны пройти потребители вместе с ИСЭМ СО РАН. Первое, методику (алгоритмы расчётов) нужно опубликовать, и все участники рынка должны её акцептовать, в том числе и генеральный проектировщик. Сейчас в стране нет проблем с надёжностью электрических сетей, ЕЭС России – одна из самых устойчивых энергосистем в мире, в том числе благодаря резервированию. При снижении объёма резервов может пострадать надёжность. Поэтому необходимо, чтобы расчёты ИСЭМ СО РАН после анализа энергосообществом были обкатаны в отдельной ОЭС. Это позволит доказать, что выкладки верны и снижение резервов не повлияет на надёжность. А уже после этого можно будет обсуждать вопрос пересмотра коэффициентов резервирования в целом по ЕЭС. Полагаю, на это уйдут годы. В своём видении этапности процесса пересмотра резервов мы не одиноки, с тех же позиций к вопросу подходят и регуляторы, в частности «Системный оператор». ■

24 |

 Александра
БЕЛКИНА

УРУТ уже не крут

В июле Минэнерго РФ сообщило, что отечественные ТЭС достигли рекордного показателя средневзвешенных удельных расходов условного топлива (УРУТ): по итогам пяти месяцев 2019 года впервые в новейшей истории он опустился ниже 300 г на 1 кВт•ч. Эксперты рынка оценивают новость положительно, но отмечают, что достижение отчасти обусловлено внешними факторами и эффектом завершившихся ДПМ. Сохранить и ускорить тенденцию возможно, но для этого, в частности, необходимо стимулировать энергетиков к переходу от паросиловых установок (ПСУ) к парогазовым (ПГУ).

ОДИН ГРАММ НА ВЕС ЗОЛОТА

16 июля российские энергокомпании получили письмо от заместителя министра энергетики Юрия МАНЕВИЧА, поблагодарившего трудовые коллективы «за добросовестный труд и эффективность работы, позволившую энергетике страны достичь» рекордного показателя средневзвешенных удельных расходов условного топлива (УРУТ) на отпуск 1 кВт•ч электроэнергии. Средние топливные расходы ТЭС впервые в новейшей истории страны опустились ниже психологически важной отметки в 300 г. За 23 года (в 1996 году состоялся переход на пропорциональный метод распределения топлива) средний УРУТ отечественных ТЭС сократился на 45,1 г (~1,96 г в год), или 13,08%. По итогам прошлого года УРУТ ТЭС составлял 309,8 г; таким образом, за пять месяцев 2019 года сокращение составило почти 10 г.

Сокращение удельных топливных затрат является значимым фактором при сдерживании себестоимости генерации, указали в Минэнерго. Среди российских компаний, достигших наибольших успехов в снижении УРУТ, в профильном ведомстве выделяют структуры «Газпром энергохолдинга» (ТГК-1, «Мосэнерго»), «Интер РАО» и «Фортум», специализирующиеся преимущественно на газовой генерации. Среди «угольных» гене-

раторов (удельный расход топлива у них всегда выше) в Минэнерго отметили «Сибэко».

Сокращение УРУТ является одним из приоритетов, ориентированным, прежде всего, на повышение экономической эффективности, говорят в энергокомпаниях. На фоне сокращения в первом полугодии выработки (тепла – на 9,4%, электроэнергии – на 0,9%) «Т Плюс» снизила топливные расходы на 2,9 г (1,1%) по сравнению с первым полугодием 2018 года, до 262,2 г.

Исторически показатель УРУТ в Группе «Интер РАО» был всегда ниже среднеотраслевого, в последние годы темпы его снижения также опережают средние по отрасли, отметили в пресс-службе энергокомпании. По итогам 2018 года УРУТ российской генерации «Интер РАО» составил 297 г, за год снизившись на 6,1 г (2%). В первом полугодии этого года показатель снизился до 294,3 г, что на 1,4 г ниже планового значения (295,7 г).

Снижение УРУТ на 1 г в целом по Группе «Интер РАО» приводит к экономии 135,5 тысячи тонн условного топлива в год и снижению топливной составляющей на 435 млн рублей в год (при структуре топливного баланса и ценах на топливо 2018 года), отметили в компании. Таким образом, прошлогоднее сокращение УРУТ на 6,1 г снизило себестоимость энергии «Интер РАО» более чем на 2,65 млрд рублей.



По данным Института проблем естественных монополий (ИПЕМ), сокращение общероссийского УРУТ на 3 г эквивалентно снижению потерь условного топлива на 2 млн тонн (1,7 млрд куб. м газа). Экономия при этом составляет не менее 3,5 млрд рублей в год.

ПАРОГАЗОВАЯ ЭКОНОМИЯ

Дальнейшее снижение УРУТ остаётся одной из глобальных отраслевых целей, говорят энергетики. При этом в «Интер РАО» отмечают, что будут бороться за снижение топливных расходов, «несмотря на завершение масштабных проектов по вводу в эксплуатацию высокоэффективных парогазовых энергоблоков». Нюанс немаловажен: большинство экспертов отмечают, что проявившаяся тенденция обусловлена, прежде всего, массовым вводом высокоэффективных ПГУ в рамках ДПМ (за 10 лет построено около 30 ГВт ТЭС). Пришедшая ей на смену программа модернизации ТЭС (обновление до 41 ГВт в 2022–2031 годах) пока не имеет чётких ориентиров и стимулов для повышения эффективности путём достройки ПСУ до ПГУ, солидарны аналитики.

«Российские ТЭС за последние 10–15 лет действительно стали в среднем более эффективными. Основная причина – ввод современных парогазовых энергоблоков (в том числе, в рамках программы ДПМ ТЭС), в результате их доля в установленной мощности газовой генерации возросла с 1% в 2010 году до 19% в 2018 году. Вторая причина – уменьшение доли угольной генерации (как правило, менее эффективной) с 20% до 14% за 15 лет», – отмечает старший аналитик по электроэнергетике Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» Юрий МЕЛЬНИКОВ.

УРУТ на ТЭС в России преодолел значимый порог, теперь топливная эффективность отечественных станций на 6,5% выше, чем в Китае, говорит партнёр YIGON Consulting Алексей ЖИХАРЕВ. Рост эффективности произошёл во многом благодаря загрузке ПГУ с КПД более 50%, их выработка выросла на 9 млрд кВт·ч (12% прошлогоднего объёма). Значительное влияние оказали Балаклавская и Таврическая ТЭС в Крыму, Затонская ТЭЦ в Башкирии и Казанская ТЭЦ-1 в Татарстане. Впрочем, ввод этих объектов, финансируемых за счёт оптового энергорынка, не смог «переломить тенденции роста цен в первом полугодии», поясняет эксперт. Ценовые индексы РСВ не снижались, а росли на 10–14% на фоне роста потребления и экспорта, а также снижения предложения ГЭС (прежде всего, в центральной России) и АЭС, отмечает г-н Жихарев.



Юрий МАНЕВИЧ, заместитель министра энергетики РФ:

«УРУТ является основным показателем эффективности работы электроэнергетики РФ, а также одним из основных показателей качества работы персонала тепловых электрических станций».

Данные Минэнерго подтверждают сохранение долгосрочного тренда на снижение УРУТ, но ежегодное сокращение составляет лишь 2–3 г в год, говорит замглавы департамента исследований ТЭК ИПЕМ Евгений РУДАКОВ.

«Основные факторы – повышение среднего КПД тепловой генерации ввиду вывода старых блоков и вводов по ДПМ, а также сокращение доли угля (с ростом доли газа). Так, доля угля в структуре потребления топлива на ТЭС сократилась с 25% в 2015 году до 21,9% в 2018 году», – комментирует г-н Рудаков.

Схожие факторы наблюдались и в конце 2018 – начале 2019 года: были выведены несколько угольных блоков, вводились новые атомные мощности, замещающие тепловую генерацию. В Сибири, где сосредоточена основная угольная генерация, наблюдалась высокая водность, добавляет г-н Рудаков. Из отчётности компаний следует, что выработка на Красноярской ГЭС Еп+ в первом полугодии снизилась на 9%, но Ангарский каскад ГЭС Еп+ нарастил выработку на 20,2%, Богучанская ГЭС (СП РУСАЛа и «Русгидро») – на 19,4%.

Фактор высокой водности в Сибири вряд ли далее окажет существенное влияние, и снижение УРУТ по итогам года может оказаться не столь впечатляющим, считает г-н Рудаков. Уменьшению показателя могут способствовать сокращение доли угольной генерации, ввод ПГУ и развитие когенерации, полагает эксперт. При этом он оговаривается, что основной потенциал замещения угольной генерации газовыми мощностями в первой ценовой зоне уже исчерпан, а в Сибири и на Дальнем Востоке ограничен неразвитостью газотранспортной инфраструктуры.

«Темпы ввода ПГУ неизбежно сократятся по завершении программы ДПМ – программа модернизации не содержит выраженных стимулов к вводу таких объектов, а избыток мощностей в ЕЭС России ограничивает потребность во вводе новых. Развитие когенерации также не имеет сейчас чётких регуляторных стимулов, за исключением неоднозначного механизма «альтернативной котельной», – отмечает Евгений Рудаков.

КВОТНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Оценивать энергоэффективность ТЭС и сравнивать генерацию в разных странах только по среднему в стране УРУТ довольно трудно, отмечает Юрий Мельников из «Сколково».

«Данные в отношении отпуска электрической и тепловой энергии, потребления топлива разных видов на ТЭЦ и КЭС могли бы

помочь сделать корректный анализ. Но, к сожалению, в России эти данные недоступны широкой публике, в отличие, например, от 36 государств ОЭСР, предоставляющих эти данные Международному энергетическому агентству для открытой публикации», – говорит г-н Мельников.

Топливная эффективность российских ТЭС, по оценке специалистов из «Сколково» (на основе отечественной методики расчёта УРУТ и данных за 2016 год), находится примерно на уровне ТЭС Чехии (325 г) или Польши (308 г), но значительно уступает немецким (285 г), финским (200 г) и японским (290 г). По данным и методике Navigant Ecofys, коэффициент эффективности российских ТЭС составляет около 34%, что примерно сопоставимо с показателями электростанций Индии, но меньше, чем в Великобритании, Японии, Франции (45%) и ряде других стран, отмечает г-н Мельников.

УРУТ существенно различается в зависимости от структуры энергетики стран: соотношения угольных и газовых блоков, наличия ПГУ и когенерации, отмечают в ИПЕМ. В странах с высокой долей угольной генерации (КНР, США) показатель может составлять 310–330 г и более. В Белоруссии, где угольная генерация отсутствует, а значительную долю занимают ПГУ, показатель составляет 235 г.

«У российских ТЭС есть большой потенциал повышения эффективности – экономия может быть сопоставима с ресурсами небольшого газового месторождения, – но реализовать в ближайшие 10–15 лет его будет очень трудно, – отмечает Юрий Мельников. – Программа модернизации ТЭС ориентирована на сохранение устаревшего паросилового цикла, а эффект введения ПГУ «первой волны» скоро иссякнет. У России есть хорошие возможности реализовать этот потенциал в рамках стратегии низкоуглеродного развития (в том числе, в рамках Парижского соглашения), но это может потребовать корректировки энергетической политики».

Учитывая решение о ратификации Россией Парижского соглашения, и в том числе поручение вице-премьера Алексея ГОРДЕЕВА кабмину разработать «стратегию долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года», энергетикам, которые выбрасывают около 2 млрд тонн CO₂ ежегодно, или 65% общестранового объёма, вряд ли удастся избежать если не моментального ужесточения экологических норм, то по крайней мере системы контроля выбросов, полагает Алексей Жихарев. В долгосрочной перспективе климатические нормы могут стать ключевым драйвером повышения топливной эффективности, считает он.

На угрозу конкурентоспособности российских товаров в будущем указывало и Минэкономразвития, аргументируя свою неожиданную для рынка позицию о необходимости продолжения программы ДМП ВИЭ после 2024 года за счёт потребителей энергорынка. К 2040 году мировые инвестиции в генерацию составят около \$ 10 трлн, из которых 85% пойдут на развитие



Рост эффективности произошёл во многом благодаря загрузке ПГУ с КПД более 50%. Значительное влияние оказали «республиканские», в том числе Затонская ТЭЦ в Башкирии (актив «Интер РАО»)

безуглеродной энергетики, указывал Минэк, предлагая кабмину выделить «зелёным» генераторам ещё 900 млрд рублей до 2050 года из средств потребителей.

«Указанные глобальные тенденции приводят к тому, что углеродоёмкость мировой энергетики к 2035 году снизится в три раза: с текущих 490–430 г CO₂ на 1 кВт·ч до 140–150 г. В РФ углеродоёмкость электроэнергетики составляет порядка 520–510 г CO₂ на 1 кВт·ч, а к 2035 году, в соответствии со Стратегией развития электроэнергетики до 2035 года, составит порядка 490 г в связи с тем, что структура топливного баланса и структура баланса выработки электроэнергии на объектах генерации практически не изменится... Товары и услуги, производимые в мире, будут обладать дополнительным конкурентным преимуществом – более низким углеродным следом», – констатировали в Минэкономразвития. Впрочем, большинство экспертов скептически оценивают перспективы существенного роста доли ВИЭ-генерации в России и не видят здесь реальных возможностей для системного сокращения топливных расходов.

Анализ ИПЕМ показал, что в случае ратификации Парижского соглашения оценочный национальный вклад страны (снижение выбросов на 25–30% к 2030 году по отношению к уровню 1990-го) может быть выполнен даже при высоких темпах экономического роста и сдержанной национальной климатической политике (без введения квот или платы за выбросы). Но если говорить о долгосрочной перспективе (например, до 2050 года), то текущие темпы снижения УРУТ недостаточны для обеспечения декарбонизации энергетики России, отмечают в институте. ■



Нет пророков в своём отечестве?

Генеральный директор
ООО «Русь-Турбо»
Олег ДМИТРИЕВ –
об особенностях
локализации
и импортозамещения
в России.

Недавно в техзадании одного конкурса прочитал интересное требование заказчика: «Работы по капитальному ремонту турбины Siemens должны осуществляться только с привлечением сервисного персонала Siemens. Подрядчик должен представить подтверждение от фирмы Siemens о готовности заключения договора на осуществление шеф-надзора/руководства работами с привлечением вышеуказанного персонала при проведении работ».

На мой взгляд, данное требование укрепляет монопольное превосходство иностранного производителя на российском рынке, что противоречит требованиям правительства РФ обеспечить энергетическую безопасность путём локализации и импортозамещения [1], [2].

Заказчик прокомментировал своё требование следующим образом: «Считаем необходимым условием проведение ремонта с участием шеф-инженеров от производителя оборудования, ввиду отсутствия оригинальной документации изготовителя оборудования у ремонтных организаций. Корректировать требования закупочной документации в части исключения шеф-надзора/руководства работами представителями завода-изготовителя считаем нецелесообразным. Также сообщаем, что компания Siemens на территории РФ имеет российское представительство в лице компании ООО «Сименс», данная организация в юрисдикции России, соответственно для целей приоритета

является российской. Обязательное привлечение иностранных специалистов не указано в техническом задании».

Всё верно, но небольшое лукавство заключается в том, что российские компании, которые серьёзно занимаются импортозамещением, разрабатывают собственную ремонтную и технологическую документацию, чтобы не нарушать авторские права заводов-изготовителей, и, естественно, не имеют оригинальной документации изготовителя оборудования. Хотя заказчик и пишет о том, что он не ставит обязательным условием привлечение иностранных специалистов, тем не менее указывает стоимость услуг шеф-инженеров в евро! Также хочу заметить, что ООО «Сименс» является сбытовым



Почему заказчики, вопреки собственной выгоде, продолжают поддерживать западную экономику? Видимо, для того чтобы можно было обосновать высокие тарифы на отпускаемое тепло и электроэнергию

подразделением Siemens AG и не располагает собственным штатом шеф-инженеров, и значит, предположу, что будут командироваться иностранные специалисты. Безусловно, это высококлассные специалисты, и они располагают мощной поддержкой завода, который непрерывно работает над улучшением качества своей продукции. Но ведь то же самое делают и российские независимые сервисные компании! Анализируя опыт эксплуатации оборудования, проводя

ремонт и сервисное обслуживание, участвуя в расследованиях и ликвидациих аварий, они постоянно разрабатывают собственные решения для повышения надёжности импортного оборудования.

Ещё меня удивило в этих требованиях то, что подрядчик обязан нанять шеф-инженеров за свой счёт. Он должен самостоятельно определять, сколько и каких субподрядчиков привлекать и для каких целей. То есть отвечать за все действия или бездействия своих субподрядчиков, в том числе и шеф-инженеров Siemens, будет подрядчик. Тогда какова роль шеф-инженеров, которые ни за что не отвечают?

Так что же, нет пророков в своём отечестве? Почему заказчики, вопреки собственной выгоде, продолжают поддерживать западную экономику? Видимо, для того чтобы можно было обосновать высокие тарифы на отпускаемое тепло и электроэнергию. Если произошёл сбой на компьютере, то сейчас быстрее и проще получить реальную помощь от грамотного российского IT-инженера, чем дозвониться до техподдержки Microsoft.

Такая же картина и в энергетике. Чем больше ограничительных санкций вводится против России, тем активнее наши компании занимаются вопросами импортозамещения. Одним из наиболее ярких примеров является модернизация, монтаж и успешный пуск четырёх газовых турбин «Сименс» в Крыму без участия иностранных специалистов. Наши специалисты, обладая огромным опытом и знаниями в области эксплуатации и ремонта энергетического оборудования, успешно проводят работы по импортозамещению методом реверс-инжиниринга. При этом качество не только не уступает, но часто и превосходит оригинальные запчасти, при этом стоят они дешевле. То же самое относится и к нашим специалистам, обладающим глубокими фундаментальными знаниями и широким кругозором, в отличие от большинства иностранных коллег.

Поэтому сегодня владельцы иностранного энергетического оборудования могут уверенно рассчитывать на качественное обслуживание силами независимых российских сервисных компаний при любой внешнеполитической ситуации.

[1] Доктрина энергетической безопасности РФ № 216 от 13.05.19.

[2] Программа импортозамещения № 328 РФ.

Каждой энергокомпании – своё цифровое решение

Когда речь заходит о цифровизации энергетики, чаще всего вспоминают умные счётчики и цифровизацию сетей. Но сетевой комплекс является лишь одной из точек внедрения «цифры» в энергетике. Какие технологии уже доступны российским энергокомпаниям, что пользуется наибольшим спросом и какие сегменты являются наиболее перспективными для внедрения цифровых решений – разобраться в теме мы попросили нашего эксперта, директора по отраслевым решениям КРОК в энергетике Алексея БОРИСОВА.

АКТУАЛЬНО ДЛЯ КРИТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Спектр предлагаемых цифровых решений очень разнообразен и охватывает все сферы деятельности внутри электроэнергетических компаний, отмечает Алексей Борисов. В КРОК выделяют несколько функциональных блоков цифровизации: производство, промышленная безопасность и охрана труда, управление персоналом и обучение персонала, информационная и физическая безопасность компании. Для производства отдельно можно выделить работу с большими данными.

– Не секрет, что компании электроэнергетического сектора обладают большими объёмами технологических данных, которые в настоящее время практически никак не используются. Один из основных способов использования этих данных – разработка систем предиктивной аналитики (класс методов анализа данных, концентрирующийся на прогнозировании будущего поведения объектов и субъектов с целью принятия оптимальных решений. – Прим. ред.), в первую очередь – для управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования, составляющими очень большую часть расходов компании на поддержание основных фондов в исправном состоянии. Системы такой аналитики позволяют осуществлять поддержку принятия решений по переходу от планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по техническому состоянию, – поясняет Алексей Борисов.



Алексей БОРИСОВ,
директор по
отраслевым
решениям
КРОК
в энергетике

Прежде всего это касается критического оборудования для генерации тепловой и электрической энергии, для её передачи. Такие модели в российской энергетике уже есть и, отмечает эксперт, являются работоспособными: реальным достижимым эффектом является сокращение расходов на техобслуживание и ремонты в объёме до 20%.

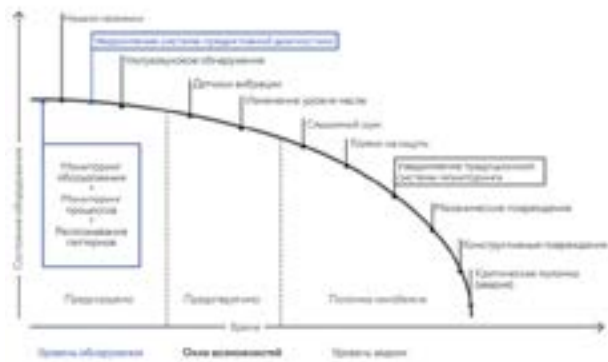
– Те же самые технологические данные могут быть использованы для оптимизационного моделирования – оптимизации режимов тепловых электростанций в режиме реального времени. По нашему опыту, срок окупаемости подобных решений составляет 1–1,5 года, экономия на топливе – до 4%. Также необходимо использовать технологические данные для повышения эффективности работы компании на ОРЭМ в части расчёта технико-экономических показателей в режиме онлайн и для прогнозных значений ТЭП, – говорит директор по отраслевым решениям КРОК в энергетике Алексей Борисов.

ПУЛ ТЕХНОЛОГИЙ – УНИКАЛЬНЫЙ

Клиенты КРОК – это топ-10 крупнейших энергетических компаний России, а также многие крупные компании смежных с ТЭК отраслей – нефтегазовой, промышленной. Энергокомпании традиционно делятся по видам деятельности: генерация тепловой и электроэнергетики, передача тепловой и электрической энергии, сбыт, инфраструктурные компании.

– Пул решений по цифровизации для каждой компании уникальнейший. Где-то есть пересечения, но в связи с тем, что бизнес у них различается, то и решения, которые востребованы этими компаниями, тоже являются разными, – рассказывает Алексей Борисов. – Если мы говорим про генерирующие компании, это в первую очередь оптимизационное моделирование, интеллектуальная и предиктивная диагностика, центры диагностики и мониторинга состояния оборудования, отдельно можно выделить класс решений по управлению технической документацией и техническим документооборотом.

Для сбытовых компаний это роботизация рутинных процессов, создание цифровых платформ для своей деятельности, в том числе для разворачивания систем по умному управлению дебиторской задолженностью, аналитики профиля своих



Система автоматизированной интеллектуальной диагностики

клиентов, развития дополнительных платных сервисов и услуг, в том числе предоставляемых сторонними организациями.

У сетевых компаний видим в первую очередь интерес к «Цифровому сотруднику». Также у нас есть отдельное решение, которое называется «Умная каска». Востребованы решения по системам управления рисками, которые позволяют автоматизировать и перевести в цифровой вид всю деятельность по промышленной безопасности и охране труда для сетевых компаний.

Если говорить обо всех компаниях электроэнергетики сразу, то мы видим большой спрос на системы информационной безопасности. Компании активно занимаются защитой своих данных, информационных и технологических систем от постороннего вмешательства.

НУЖНЫ ЕДИНЫЕ СТАНДАРТЫ

Российский рынок электроэнергетики развит неравномерно. Некоторые компании, имея уже системы комплексного управления производством класса ERP, центры сбора технологической информации, накапливая данные, в ближайшее время готовы

Справка

КРОК – один из лидеров российского рынка информационных технологий, создаёт новую цифровую экосистему общества, реализуя проекты в 40 странах мира. КРОК предоставляет полный портфель ИТ-услуг в области системной интеграции, консалтинга, тиражируемых продуктов, управляемых B2B-сервисов, перспективных «сквозных» технологий – Big Data, блокчейн, искусственный интеллект, виртуальная и дополненная реальность, Интернет вещей, роботизация, машинное обучение. Более 15 лет работает с предприятиями энергетики



Умная каска

будут развернуть у себя системы предиктивной аналитики, а другие компании до сих пор имеют слабые АСУ и, по сути, находятся в 70–80-х годах прошлого века. Даже внутри крупных российских энергетических холдингов есть электростанции, оснащённые по последнему слову цифровых стандартов, а есть довольно старые электростанции.

– Если говорить о перспективах, думаю, что через 10 лет ситуация будет такая же: какие-то компании уже шагнут к цифровым процессам, а другие так и будут заниматься классической автоматизацией, – полагает Алексей Борисов.

Применительно к системам интеллектуального учёта – верю, что перспективы самые хорошие: если есть требования законодательства, то очевидно, что компании, следуя букве закона, будут их выполнять и приведут в соответствие свои системы. Проблема в том, что в России в целом нет стандартов на цифровизацию. Нет стандартов цифровой электростанции, нет стандартов цифровой сети. Есть только отдельные документы. На наш взгляд, такие стандарты могут быть разработаны на уровне государства. В них могли бы быть описаны подходы и перечень систем, которые отраслевые компании должны иметь и которые должны работать в цифровом формате. Отсутствие же единых стандартов не позволяет формировать на государственном уровне целостную картину по цифровизации сектора энергетики. Компании идут к одной и той же цели разными путями, используя разные технологии, разные протоколы. Здесь нужно отметить, что непосредственно в сетевых компаниях стандартов по переходу на «цифру» создано гораздо больше. Это связано с тем, что холдинг «Россети» проводит единую техническую политику в этой области, чего нельзя сказать о генерации, которая является более разрозненной и, соответственно, менее стандартизированной.

30 |

Чернобыль: от отчуждения

Григорий ВОЛЬФ



Zuma / TASS

НБК В ЦИФРАХ

Ширина	257 метров
Высота	110 метров
Длина	165 метров
Вес конструкций	36,2 тысячи тонн
Время эксплуатации	70–100 лет
Стоимость проекта	2,15 млрд евро



В июле был торжественно введен в строй новый саркофаг, возведённый над четвёртым энергоблоком Чернобыльской атомной электростанции (ЧАЭС). На церемонии открытия президент Украины Владимир ЗЕЛЕНСКИЙ объявил о намерении превратить чернобыльскую зону отчуждения в «научный и туристический магнит» и «одну из точек экономического роста страны». Рассказываем, как строили саркофаг и что собой сегодня представляет Зона.

Новый безопасный конфайнмент (НБК), от англ. confinement – «ограничение», – таково официальное название саркофага над злополучным четвёртым энергоблоком. Впервые о необходимости его строительства на официальном уровне заговорили больше двадцати лет назад. В 1997 году в американском Денвере лидеры «Большой восьмёрки» договорились выделить \$ 300 млн на то, чтобы накрыть объект «Укрытие», спешно построенный сразу после аварии на АЭС в 1986 году. Внутри комплекса изолирующих конструкций высотой в 50 метров до сих пор остаются 180 тонн урана-235 и десятки тысяч тонн радиоактивного металла, бетона, стеклообразной массы и пыли активностью более 2 млн кюри. «Укрытие» давно утратило герметичность – по оценкам экспертов общая площадь щелей в нём достигала тысячи квадратных метров. Более того, в 2013 году обрушились навесные плиты прямо над машинным залом взорвавшегося

энергоблока, в результате чего радиационный фон в зоне ЧАЭС подскочил в несколько раз.

В сентябре 2007 года французские компании VINCI Construction Grand Projects и Bouygues Travaux Publics в составе консорциума NOVARKA подписали с ЧАЭС контракт на реализацию проекта под названием «Проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию нового безопасного конфайнмента». Почти пять лет ушло на подготовительные работы – очистку территории, создание необходимой инфраструктуры и подготовку проектной документации. К непосредственным работам приступили в феврале 2012 года.

Для возведения нового саркофага требовалось демонтировать 150-метровую вентиляционную трубу – неотъемлемую часть прежнего облика станции. Исполинская конструкция весом около 350 тонн была повреждена взрывом и в любой момент могла рухнуть на «Укрытие». Операция по её демонтажу, для которой

Граффити Особый шарм постапокалиптическому пейзажу придаёт настенная живопись. Тень девочки, тянущейся к кнопке лифта, огромная голова плачущего младенца – идеальные декорации для индустриального хоррора.



к развлечениям

ГЛАВНЫЕ ДОСТОПРИМЕЧАТЕЛЬНОСТИ ЗОНЫ



Радиационный фон Этот показатель разнится в зависимости от местоположения измерительных приборов. По состоянию на конец июля 2019 года приборы АСКРО Чернобыльской зоны показывали:

- на самой станции – 214 мкР/ч
- в Рыжем лесу (прилегает к ЧАЭС) – 110 мкР/ч
- в Припяти – 83 мкР/ч
- в Чернобыле – 15 мкР/ч

Санитарная норма радиационного излучения в Украине составляет 30 мкР/ч, в России – 50 мкР/ч.

Парк развлечений в Припяти Парк должны были торжественно открыть 1 мая 1986 года. Всё было готово – карусели, машинки, американские горки и, конечно, колесо обозрения ждали гостей. В результате парк проработал несколько часов 27 апреля. Дети немного покатались на аттракционах, перед тем, как их рассадил по автобусам и увезли из города навсегда.

Рыжий лес В первые дни после аварии прилегающий к станции лесной массив буквально светился в темноте. И сегодня радиация там в разы превышает допустимые пределы, поэтому любоваться навсегда порывшим лесом лучше на расстоянии.

РЛС Дуга 14 000 тонн металлических конструкций, устремлённых вверх на высоту 150 метров, – могучий скелет советской противоракетной обороны на Чернобыльской окраине.



Стоимость экскурсии От \$ 50 до \$ 500 варьируются цены в зависимости от продолжительности поездки. Организацией туров в Зону занимаются несколько украинских операторов. После заявления Зеленского поток туристов на ЧАЭС и окрестности значительно вырос.

пришлось привлекать специальный сверхтяжёлый кран DEMAG CC 8800–1, обошедшая в \$ 11,7 млн. Арки будущего саркофага строили не над самим «Укрытием» (это было невозможно из-за сильной радиации), а на отдалении, с тем, чтобы потом свести их вместе с помощью 224 гидравлических домкратов.

В 2016 году основная конструкция НБК была наконец приведена в рабочее положение, укрыв под собой прохудившийся первый саркофаг. На сегодняшний день это самое большое в мире подвижное наземное сооружение. Помимо собственно арки высотой 109 метров и весом более 30 000 тонн в НБК входят

технологический корпус с участками дезактивации, санпропускники, мастерские и прочие вспомогательные объекты. Конфайнмент изолирует разрушенный энергоблок от осадков, а окружающую среду от радиоактивных частиц. Кроме того, с помощью встроенной в саркофаг специальной техники планируется к середине 2060-х годов частично демонтировать «Укрытие» и извлечь из него радиоактивные материалы для их дальнейшего безопасного захоронения. ■



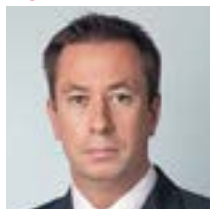
1 СЕНТЯБРЯ



АЛЕКПЕРОВ Вагит Юсуфович (1950 г.), председатель правления — президент ПАО «ЛУКОЙЛ»

ОСТРОВЕНКО Владимир Евгеньевич (1969 г.), заместитель руководителя администрации президента РФ

2 СЕНТЯБРЯ



КОНОВ Дмитрий Владимирович (1970 г.), председатель правления ПАО «СИБУР Холдинг» — председатель правления ООО «СИБУР»

3 СЕНТЯБРЯ
БОРОДУЛИН Сергей Викторович (1973 г.), директор Красноярской ТЭЦ-1 — филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

4 СЕНТЯБРЯ
МЕЛЬНИКОВ Андрей Рудольфович (1961 г.), управляющий директор ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания»

5 СЕНТЯБРЯ
КИСЕЛЁВ Евгений Аркадьевич (1961 г.), заместитель министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации — руководитель Федерального агентства по недропользованию РФ



СЕЛЕЗНЁВ Валерий Сергеевич (1964 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

6 СЕНТЯБРЯ
АНАНСКИХ Игорь Александрович (1966 г.), первый заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

БУБНОВСКИЙ Олег Анатольевич (1976 г.), директор Красноярской ТЭЦ-2 — филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

МАЙОРОВ Андрей Владимирович (1967 г.), заместитель генерального директора — главный инженер компании «Россети»

7 СЕНТЯБРЯ



СЕЧИН Игорь Иванович (1960 г.), главный исполнительный директор, председатель правления, заместитель председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», председатель Совета директоров ПАО «Интер РАО», ответственный секретарь Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности при президенте РФ



ГАВРИЛЕНКО Анатолий Анатольевич (1972 г.), генеральный директор ЗАО «Лидер» — член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

8 СЕНТЯБРЯ



СОЛЖЕНИЦЫН Степан Александрович (1973 г.), генеральный директор ООО «Сибирская генерирующая компания»

9 СЕНТЯБРЯ



ДИМИТРИЕВ Владимир Зиновьевич (1959 г.), генеральный директор АО «Омск РТС»

12 СЕНТЯБРЯ



СИМАНОВСКИЙ Александр Александрович (1961 г.), генеральный директор ООО «Башкирская генерирующая компания»

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ — 2019

14 СЕНТЯБРЯ



МЕДВЕДЕВ Дмитрий Анатольевич (1965 г.), председатель Правительства РФ

НЕСТЕРОВ Александр Васильевич (1959 г.), исполняющий обязанности министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Удмуртия

15 СЕНТЯБРЯ



БУКАЕВ Геннадий Иванович (1947 г.), генеральный директор, член Совета директоров АО «РОСНЕФТЕГАЗ», вице-президент — руководитель службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть»

16 СЕНТЯБРЯ



БЫСТРОВ Максим Сергеевич (1964 г.), председатель правления Ассоциации «НП «Совет рынка» — председатель правления АО «АТС»

ЗЛОБИНА Жанна Сергеевна (1970 г.), директор департамента недропользования и экологии Тюменской области

Сентябрь

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						



ПАНИНА Александра Геннадьевна (1977 г.), член правления — врио руководителя блока трейдинга ПАО «Интер РАО», председатель наблюдательного совета НП «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики» (СПЭ)



СИНЮТИН Пётр Алексеевич (1962 г.), председатель правления — генеральный директор ПАО «Московская объединённая электросетевая компания»

СМИРНОВ Николай Борисович (1967 г.), министр энергетики и ЖКХ Свердловской области

18 СЕНТЯБРЯ



КАНДЕЛАКИ Деви Важаевич (1961 г.), генеральный директор АО «Храми ГЭС-1», АО «Храми ГЭС-2»

19 СЕНТЯБРЯ

БУТОВСКИЙ Игорь Алексеевич (1970 г.), генеральный директор ОАО «Сахалинэнерго»

КАРЕЛИН Александр Александрович (1967 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

МАТОВНИКОВ Александр Анатольевич (1965 г.), полномочный представитель президента Российской Федерации в Северо-Кавказском федеральном округе



СИМОНЕНКО Владимир Александрович (1975 г.), начальник экспертного управления администрации президента РФ

ключевых персон топливно-энергетического комплекса России.

Октябрь

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

20 СЕНТЯБРЯ

АНДРЕЕНКО Юрий Андреевич (1959 г.), генеральный директор АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК)



МУРГУЛЕЦ Валерий Валерьевич (1977 г.), член правления — руководитель блока управления инновациями, инвестициями, затратами ПАО «Интер РАО»

ШМАТКО Сергей Иванович (1966 г.), специальный представитель президента РФ по вопросам международного сотрудничества в области электроэнергетики

27 СЕНТЯБРЯ



ВАСИЛЬЕВ Олег Юрьевич (1969 г.), директор Стерлитамакской ТЭЦ — филиала ООО «Башкирская генерирующая компания»



ЖЕВТЯК Сергей Павлович (1955 г.), директор Южноуральской ГРЭС — филиала АО «Интер РАО — Электрогенерация»

29 СЕНТЯБРЯ



РАШЕВСКИЙ Владимир Валерьевич (1973 г.), председатель правления — генеральный директор АО «Сибирская угольная энергетическая компания»

30 СЕНТЯБРЯ



НАГОРНОВ Валерий Анатольевич (1975 г.), генеральный директор АО «Алтайэнергосбыт»

2 ОКТЯБРЯ

ГНОЕВСКИЙ Владимир Николаевич (1964 г.), министр энергетики и ЖКХ Мурманской области

3 ОКТЯБРЯ

ХАЗЕЕВ Анвар Магсумович (1961 г.), директор Набережночелнинской ТЭЦ — филиала АО «Татэнерго»

6 ОКТЯБРЯ

ЛЕОНОВ Олег Владимирович (1963 г.), директор Жигулёвской ГЭС — филиала ПАО «Русгидро»

СТАРЦЕВ Алексей

Анатолиевич (1963 г.), директор Нерюнгринской ГРЭС — филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК)

7 ОКТЯБРЯ



ПУТИН Владимир Владимирович (1952 г.), президент РФ — председатель Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности

9 ОКТЯБРЯ

НОСКОВ Вячеслав Александрович (1966 г.), начальник ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» — кузбасского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

10 ОКТЯБРЯ

АПСУБАЕВ Аслан Чолпанович (1970 г.), исполнительный директор АО «Зарамагские ГЭС»

ТАБУНЩИКОВ Юрий

Андреевич (1939 г.), заведующий кафедрой «Инженерное оборудование зданий» МАРХИ, президент некоммерческого партнерства инженеров НП «АВОК»

11 ОКТЯБРЯ

ЛАЗЕПНЫЙ Вадим Григорьевич (1969 г.), начальник Государственной инспекции по экологии и природопользованию Пермского края



ЛОКШИН Александр Маркович (1957 г.), первый заместитель генерального директора по операционному управлению АО «ГК «Росатом» — член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

12 ОКТЯБРЯ

ЛЕОНТЬЕВ Михаил Владимирович (1958 г.), пресс-секретарь ПАО «НК «Роснефть»



ЧЕРЕЗОВ Андрей Владимирович (1967 г.), заместитель министра энергетики РФ

13 ОКТЯБРЯ

МИРОНОВ Дмитрий Юрьевич (1968 г.), губернатор Ярославской области

ПРИЧКО Олег Николаевич (1963 г.), генеральный директор ПАО «Иркутскэнерго»

ТРОЦАН Андрей

Анатолиевич (1968 г.), генеральный директор Кызылской ТЭЦ АО «Енисейская ТГК» (ТГК-13)

15 ОКТЯБРЯ

ЩЕПИН Сергей Гаврилович (1959 г.), руководитель Республиканской службы по охране, контролю и регулированию использования объектов животного мира, отнесенных к объектам охоты, контролю и надзору в сфере природопользования Республики Бурятия

17 ОКТЯБРЯ



ПЕСКОВ Дмитрий Сергеевич (1967 г.), заместитель руководителя администрации президента РФ — пресс-секретарь президента РФ

18 ОКТЯБРЯ



ГАЛЕЕВ Эдуард Геннадьевич (1967 г.), генеральный директор АО «ТГК-16»

ГЕЛЛЕР Анатолий

Яковлевич (1978 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор)

МУНШТУКОВ Денис

Валерьевич (1980 г.), генеральный директор ЗАО «Завод электротехнического оборудования»

20 ОКТЯБРЯ

БОТАШЕВ Расул Борисович (1977 г.), член Комитета ГД РФ по международным делам

САДОВНИКОВ Дмитрий

Дмитриевич (1971 г.), министр жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Якутии

СУСЛОВ Александр

Алексеевич (1952 г.), директор мордовского филиала ПАО «Т Плюс»

21 ОКТЯБРЯ

КОМАРОВА Наталья Владимировна (1955 г.), губернатор Ханты-Мансийского АО — Югры

22 ОКТЯБРЯ

ИВАНОВ Сергей Владиславович (1955 г.), директор ФГБУ «ГНЦ РФ «Институт физики высоких энергий»

КОНДРАТЬЕВ Сергей

Борисович (1978 г.), генеральный директор ПАО «Камчатскэнерго»



ЛАНДИЯ Александр Николаевич (1962 г.), председатель Совета директоров АО «СУЭК»



СААКЯН Валерий Арташесович (1937 г.), президент АО «Объединённая энергостроительная корпорация» (ОЭК)

24 ОКТЯБРЯ

ВЕРГЕЙЧИК Олег Владимирович (1970 г.), директор Сургутской ГРЭС-1 — филиала ПАО «ОГК-2»



КОРЖОВ Олег Викторович (1970 г.), генеральный директор ПАО «Мечел»

27 ОКТЯБРЯ

БАШУК Денис Николаевич (1971 г.), управляющий директор ПАО «Московская объединённая энергетическая компания» (МОЭК)

сентябрь – октябрь

XI Международная выставка энергетики и электрической индустрии Turkmen Energetika 2019

Ашхабад, Туркменистан

Выставка проводится ежегодно при поддержке Министерства энергетики Туркменистана и Торгово-промышленной палаты страны. Основные разделы экспозиции: выработка электроэнергии и пара / электропарогенерация; вспомогательные системы для энергетических и парогенерирующих электростанций; системы электропитания; обслуживание, ремонт и сервис на электростанциях.

Сайт: www.turkmenenergetika.com



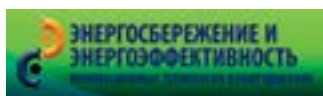
12.09–14.09

01.10–04.10

XI Международная специализированная выставка «Энергосбережение и энергоэффективность. Инновационные технологии и оборудование»

VII Международная специализированная выставка по теплоэнергетике «Котлы и горелки»

Санкт-Петербург, Россия



Обе выставки обычно проходят одновременно и привлекают большое количество участников из России и из-за рубежа, представляющих уникальные модели и новинки в области энергосбережения и теплоэнергетики. Традиционно начиная с 2010 года в рамках выставок проводится Международный конгресс «Энергосбережение и энергоэффективность – динамика развития». В этом году на форуме будут обсуждаться вопросы энергетической безопасности и инвестирования в энергосберегающие мероприятия, а также рассмотрен опыт нового строительства и модернизации в области тепло- и электроэнергетики.

Сайты: www.energysaving-expo.ru, www.boilers-expo.ru, www.energy-congress.ru



Российская энергетическая неделя РЭН – 2019

Москва, Россия



РЭН – это одно из главных мировых событий в сфере энергоэффективности. Программа форума, учреждённого по распоряжению Правительства РФ, охватывает все наиболее острые и актуальные вопросы отечественного и глобального энергетических рынков. В этом году в рамках РЭН состоится 30 деловых мероприятий, в том числе расширенное заседание рабочей группы по направлению «энергетика» Госсовета РФ, презентация OPEC World Oil Outlook 2019 и Всероссийское совещание «О ходе подготовки субъектов электроэнергетики к прохождению осенне-зимнего периода 2019/2020 годов».

Сайт: www.rusenergyweek.com

02.10–05.10

22.10–24.10



Российский энергетический форум – 2019

Уфа, Россия

Форум в Уфе, организатором которого выступает Правительство Республики Башкортостан, уже приобрёл статус значимой отраслевой площадки для диалога между руководителями ведущих энергетических компаний, представителями регуляторов, потребителями энергии, научным сообществом. В прошлом году в РФ приняли участие около 2300 делегатов со всего мира.

Сайт: www.refbvk.ru



Российская Энергетическая Неделя 2019

При поддержке



rusenergyweek.com

 **РОСКОНГРЕСС**
Пространство доверия

2-5 Октября

Москва,
ЦВЗ «Манеж»

Генеральный атомный партнер



Генеральный газовый партнер



Генеральный нефтяной партнер



Стратегический
партнер



Стратегический
и Официальный партнер



Официальный партнер



Официальный партнер



Официальный партнер



Партнеры



Реклама (6+)

36 | Герб под напряжением

В День города в Белгороде, который отмечался 5 августа, была торжественно открыта необычная анкерная опора ЛЭП – стоящий на задних лапах золотой лев и парящий над ним серебряный орёл. Металлическая конструкция весом 25 тонн, высотой 30 метров и шириной 15 метров своей формой полностью повторяет герб Белгорода, символизирующий доблесть Белгородского пехотного полка в Полтавской битве. Арт-опора изготовлена на заводе «Белэнергомаш – БЗЭМ» по заказу «Белгородэнерго»; в ходе её проектирования использовали 13 тысяч элементов. Она установлена на берегу реки Везёлки в рамках мероприятий по реконструкции участка воздушной линии 110 кВ «Фрунзенская – Западная № 2» и ВЛ 110 кВ «Западная – Авторемзавод». Международное агентство регистрации рекордов ИНТЕРРЕКОРД зарегистрировало данный энергообъект как первую в мире опору ЛЭП в виде геральдического символа города. ■



коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

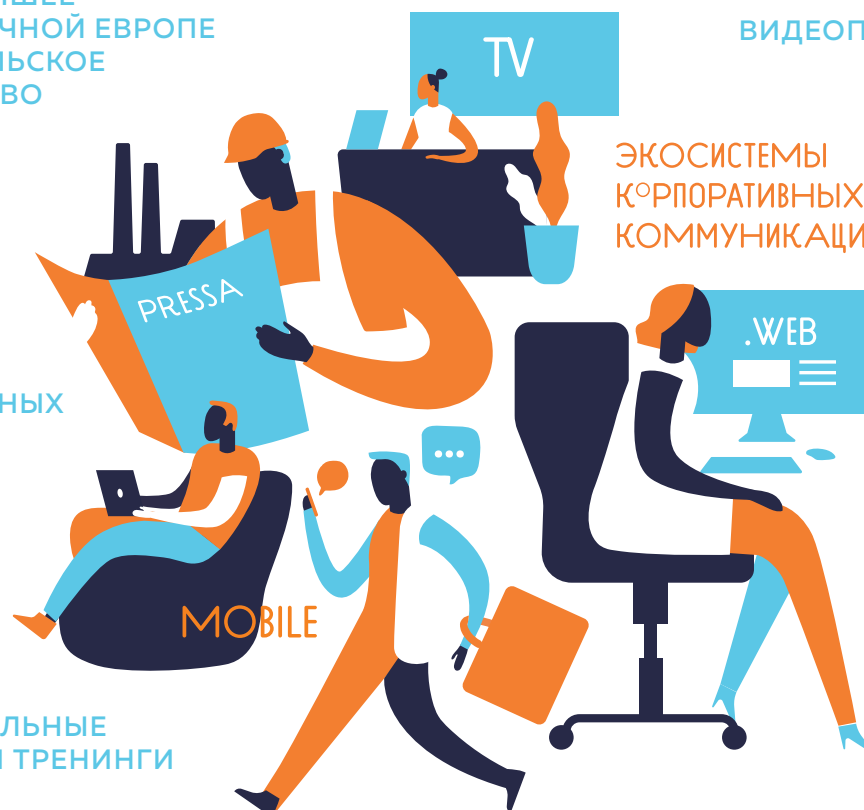
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
МРСК ЦЕНТРА
МРСК УРАЛА
ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОЭСК
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

ЛУКОЙЛ
РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
СТРОЙГАЗМОНТАЖ
СУЭК
БАШНЕФТЬ
ДТЭК
ЭНЕРГОПРОМ
СТНГ
ГАЗПРОМ ПХГ
ЯМАЛ СПГ
ШТОКМАН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

Мобильные приложения

ИНТЕР РАО

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

Пресса, книги, сувенирка, видео, годовые отчеты, инфографика, обучение

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

ИНТЕР  РАОЕЭС

119435, Российская Федерация, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40 | Факс: +7 (495) 664-88-41
www.interrao.ru, editor@interrao.ru