

ЛИЦО С ОБЛОЖКИ



Международное энергетическое сотрудничество

«Сейчас мировой энергетический рынок в полной мере испытывает давление международного финансового кризиса, конкуренция ужесточается, и зависимость российского экспорта от стран-транзитёров увеличивается.

Но нельзя допустить, чтобы вопросы энергетического сотрудничества решались без нашего участия, потому что Россия – страна, которая имеет и моральное право, и юридические возможности претендовать на участие в самых разных энергетических процессах в мире.

Современной России нужны независимые центры прогнозирования состояния мировых нефтегазовых рынков, нужна единая информационно-аналитическая система, которой мы пока не обладаем.

От того, насколько активно и последовательно мы будем действовать на международной арене, в энергетическом сотрудничестве, будет зависеть и наше положение, и благосостояние наших граждан, нашей страны в целом, а также состояние международной энергетической безопасности и мировой энергетики».

Энергоэффективность и инновации

«Проблемы в электроэнергетике не дают жизни многим инвестиционным проектам. Но простым наращиванием мощностей проблему не решить. В

энергетике мы должны сделать уже в ближайшие годы серьезные действия, показать по-настоящему современное развитие.

Требуется разработать такой комплекс мер, чтобы строить станции и линии электропередачи по самым последним технологиям было гораздо выгоднее, чем по чертежам прошлого столетия. Надо создать при этом достаточные стимулы для увеличения доли атомной, гидро- и угольной генерации нового поколения, а также модернизации газовой генерации.

Надо обеспечить принятие мотивирующих к нововведениям и энергосбережению технических регламентов, установление жестких санкций за нарушение экологического законодательства. Одновременно нужно обеспечить долгосрочное кредитование проектов, удовлетворяющих самым жестким критериям энергоэффективности. Кроме того, государство может и должно участвовать в софинансировании тех проектов в электроэнергетике, которые создаются с применением новейших технологий, не забывая также и о своей ключевой задаче в этой сфере, а именно — о задаче строительства сетей.

Считаю, что развитием высоких технологий в энергетике мы внесем свой вклад и в мировую энергетическую безопасность, и в решение проблемы изменения климата, которая сегодня так волнует мировое сообщество.

Мы будем, безусловно, выполнять принятые международные обязательства по поставкам нефти и газа, и будем делать это, не ущемляя потребности страны, а внедряя выгодные нам технологии, рачительно относясь к нашим богатствам.

Для того чтобы в стране генерировались и внедрялись в экономику новые знания, нужна соответствующая инфраструктура.

Россия всегда была богата на изобретения. Почему же мы так долго не можем воспользоваться их плодами? Почему мы не можем и не могли получить от них максимальную выгоду? Потому что у нас никогда не было четко установленного механизма коммерциализации изобретений.

Очевидно, что никакими фрагментарными решениями их не создать. Речь идет не об отдельных изобретениях, а о системе, которая охватывает все отрасли, все стороны нашей жизни. Построение национальной инновационной системы — это сложная, но, подчеркну, ключевая задача нашей экономики. Мы должны наращивать поддержку фундаментальной науки, одновременно совершенствуя и организацию этой науки.

Должны реализовывать мегапроекты на прорывных направлениях развития технологий, концентрируя на них ресурсы, кадры, внимание государства, тесно взаимодействуя на этом направлении с бизнесом, чтобы не прозевать те шансы, которые нам сегодня даны, и не остаться за бортом цивилизации».

* Статья подготовлена на основе материалов выступления Д. Медведева на Совещании по вопросам повышения эффективности участия России в международном энергетическом сотрудничестве (г. Южно-Сахалинск, 2009 г.), а также с использованием информации Интернет-ресурса [www.medvedev2008.ru](http://medvedev2008.ru).

Учредитель и Издатель:
ЗАО УК «ЭнТерра»

Главный редактор
Марина Ситникова

Редактор раздела «Новости»
Татьяна Алексеева

Редактор раздела «Аналитика»
Константин Литвиненко

Редактор раздела «Нефть и Газ»
Олег Никитин

Авторы номера:
Константин Литвиненко,
Олег Никитин,
Ольга Воробьева,
Игорь Денисов,
Кирилл Бородин,
Петр Каменский,
Геннадий Шляхов,
Руслан Новорефтов
Анна Мартыненкова,
Антон Гузев

Координатор проекта «Лица ТЭК»:
Анастасия Рыковская

Дизайн и верстка:
Елена Миронова

Корректура:
Ирина Суровицкая

РЕКЛАМА:
Руководитель отдела продаж
Александр Найденов
naidenov@energyland.info

Менеджеры:
Татьяна Гребенюкова
grebenukova@energyland.info
Юлия Лебедева
lebedeva@energyland.info

Представительство в Москве:
115114 Россия, г. Москва, 1-й Дербеневский
переулок, д. 5
Тел. / факс (495) 287-98-51

Адрес редакции:
620137, Россия, г. Екатеринбург, ул. Студенческая, 1,
корп. 3., оф. 10.
Телефон/факс (343) 345-09-72
e-mail: info@energyland.info
www.energyland.info

Все рекламируемые товары и услуги подлежат обязательной сертификации.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Редакция может не разделять точки зрения авторов публикуемых материалов, не обязана вступать в переписку и предоставлять справочную информацию, материалы не рецензируются и не возвращаются. Перепечатка материалов из «Energyland.info» только по согласованию с редакцией.

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-35424 от 19.02.2009г. выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи и массовых коммуникаций.

Отпечатано в ЗАО Печатный дом «Формат». Тираж 5000 экз. Распространяется на отраслевых выставках, конференциях и энергетических форумах, адресной рассылкой руководителям и ведущим специалистам предприятий ТЭК, а также по платной подписке.

СОДЕРЖАНИЕ

ЛИЦО С ОБЛОЖКИ

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

4-6 Объединение энергосистем Восток-Запад: старт дан

Председатель правления ОАО «Системный оператор единой энергосистемы» Борис Аюев о новых возможностях для российских энергокомпаний

АКТУАЛЬНЫЙ ВОПРОС

7-9 Сочинский энергорайон: олимпийские планы

10-11 Первая Олимпийская

ПРЯМОЙ РАЗГОВОР

12-15 Задуманному быть! От Вологды до Астрахани Генеральный директор МЭС Центра Мисрихан Мисриханов о подстанциях «глубокого ввода», вложениях в обучение персонала и об оптимизации затрат

16-17 Искусство сбережения ЖКХ как драйвер роста

18-33 НОВОСТИ

18-19 Дальневосточный федеральный округ

20-21 Приволжский федеральный округ

22-23 Сибирский федеральный округ

24-25 Уральский федеральный округ

26-27 Северо-Западный федеральный округ

28-29 Центральный федеральный округ

30-31 Южный федеральный округ

32-33 Мир вокруг нас

34-38 ЭКСПЕРТНОЕ МНЕНИЕ

Конкуренция на рынке высоковольтного оборудования Александр Ротблют, главный конструктор ВВ-оборудования «Энергомаш» о «друзьях»-конкурентах и новой продукции

39 Модуль стройдормаш – информация для тебя

40-42 КРУГЛЫЙ СТОЛ

Без разведки ресурсов не будет

О расширении воспроизводства сырьевой базы нефтегазовой промышленности России спорят ученые и чиновники

Energyland.info is a specialized internet source combining thematic info system and professional communication of power-engineering, coal-, gas- and oil industry experts.

Media-portal (makes the Certificate of mass-media ЭЛ № ФС 77-30043 from October, 25th, 2007) is a selection of the sectoral information: analytical reviews, monitoring of mass-media, company press releases. The news line www.Energyland.info is exported in "Yandex – news".

According to independent counters there are more than 4000 unique visits (hits) during the working days on the portal www.Energyland.info". (audience research on the site has shown that they are basically qualified experts

СЛОВО РЕДАКТОРА

43- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Рынок трансформаторов: три фазы кризиса?
Впереди КРУТые перемены?
Антикризисный «Салют» Елецкой ТЭЦ
Новая модель розничного рынка электроэнергетики
Иновации в электроэнергетике
Т-компоновка подстанций
Токопровод КТЕА
Системы грозозащиты
Электромагистрали: «правый уклон»
Bee.net – оружие с воровством электроэнергии

ФОТОГАЛЕРЕЯ

Проект «Лица ТЭК»

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС

Борьба за нефть
Нефтяная скважина как источник проблем
Российский вездеход: Странник, Леший и Петрович
Качество топлива – это выгодно
Земля Большого газа
Магистральный нефтепровод – от проекта до прокачки
Насосно-компрессорная труба : рецепт долголетия

УГОЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Угольные метаморфозы «карбоники» - через тернии к коксу

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Культура атомной безопасности
Русские акценты ИТЭР

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

«РОСНАНО» и «Ренова» наладят в России крупнейшее производство солнечный батарей
Геотермальная энергетика: собрать «рассеянное» тепло Земли

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Василий Зубакин: «Ничего личного. Только бизнес»
Российская гидроэнергетика: не пустить на самотек

РУБИЛЬНИК

Как выбрать надувную лодку
Посмотри на небо под ногами
Горячая финская винтовка

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ

and enterprise leaders in the electric power industry). We constantly work over increase in popularity of the portal among target audience (that is professionals). For this purpose we keenly go into portal advancement on the Internet. The thematic citation index is 1600, it reflects a clickthrough rate of the portal of other profile thematic sites. We actively develop an information exchange of banners on the Internet, organise portal presentations at the enterprises of power and on all largest industry shows. More than 2500 companies are registered in the directory of enterprises on www.Energyland.info, and daily receive site materials by an e-mail-subscription.



ДОБРЫЙ ДЕНЬ, ДОРОГОЙ ЧИТАТЕЛЬ!

**Времена не выбирают, в них живут
и побеждают!**

Пульс развития застучал с новой силой, и появился стимул открывать новые направления и учиться заново эффективности производства.

Самое время создавать инновационные продукты и сертифицировать их. Повышать класс проектирования подстанций и совершенствовать ремонтный сервис нефтяных скважин. Внедрять экономичные технологии и системы учета энергии.

Каждый из нас наверняка знает, какой идти дорогой, надо только правильно рассчитать разбег.

Чтобы держать тебя, читатель, в курсе событий, в течение последних месяцев мы слетали на 3 выставки и 2 конференции, побывали на Ассамблее инноваций в Красноярске и на открытии первой Олимпийской подстанции в Красной Поляне, узнали, как копейка «Газпрому» миллионы бережет и расспросили производителей вездеходов о новых моделях.

В этом номере мы увеличили подборку статей в разделе «Нефтегазовый комплекс» и открыли фотогалерею «Лица ТЭК. Крупный план». Увеличив объем дайджеста со 102 до 132 страниц, мы все равно не вместили все, о чем писали в течение квартала на страницах одноименного Интернет-портала www.energyland.info. Там мы разместили для тебя в Библиотеке портала все доклады с конференций, на которых побывали, полный календарь выставок, и организовали обновление новостной ленты по выходным.

**Марина СИТНИКОВА,
главный редактор EnergyLand.info**

Объединение энергосистем Восток-Запад: старт дан

Объединение ЕЭС с энергосистемами Западной Европы открывает новые возможности для российских энергокомпаний. Большой свободный рынок электроэнергии дает возможность бизнесу минимизировать издержки, выбирая, у какой электростанции покупать электроэнергию. О новых возможностях рассказывает председатель правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев.



**Борис АЮЕВ,
председатель правления ОАО «СО ЕЭС»**

ОПТ В РОЗНИЦУ

2 апреля 2009 г. в Москве состоялась Международная отчетная конференция «Перспективы объединения энергосистем Восток-Запад (Результаты ТЭО синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с УСТЕ)», организованная ОАО «Системный оператор Единой энергосистемы», НП «Круглый стол промышленников по сотрудничеству с Европейским Союзом» при поддержке Министерства энергетики РФ, Электроэнергетического Совета СНГ и Российского национального комитета СИГРЭ.

Организаторы конференции впервые публично представили профессиональной, научной общественности и журналистам результаты беспрецедентного исследования, целью которого было изучение возможности совместной синхронной работы двух крупнейших электроэнергетических систем Евразийского континента: энергосистем стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) и стран, входящих в европейское объединение УСТЕ.

Совместное исследование, завершенное в декабре 2008 года, выполнено группой компаний ЕЭС/ОЭС и консорциумом УСТЕ в соответствии с Соглашением о сотрудничестве по разработке ТЭО, подписанным 19 апреля 2005 года. Его итогом стало технико-экономическое обоснование, описывающее технические, организационные и юридические аспекты возможного синхронного объединения. О результатах трехлетней работы и новых возможностях, которые открываются при объединении энергосистем Востока и Запада, рассказал в ходе конференции Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев

ПЛЮСЫ ЕДИНОГО РИТМА

EL: Борис Ильич, для какой цели проводилось исследование? К каким заключениям привела аналитическая работа?

БА: Наше исследование началось еще в 2005 году с постановки нескольких фундаментальных вопросов. Нам предстояло узнать, возможно ли физическое соединение двух энергосистем, какие мероприятия для этого потребуются и смогут ли две большие энергосистемы, формировавшиеся по разным принципам и правилам, работать совместно. Ответы на эти фундаментальные вопросы получены. Объединение технически возможно. Исследования, которые мы провели, помогли понять, что необходимо сделать для объединения систем в краткосрочной и долгосрочной перспективе. Наше исследование проходило в рамках энергодиалога России и ЕЭС и стало важным вкладом в построение общего энергетического пространства.

EL: В чем заключаются преимущества объединения двух энергосистем?

БА: Плюсы соединения энергосистем ЕЭС/ОЭС и УСТЕ состоят в следующем. Во-первых, вследствие



соединения появляется техническая возможность обмена электроэнергией, которая является платформой для рынка мощности. Таким образом, возникает возможность проведения торговых операций в том объеме, в котором они, возможно, будут представлять коммерческий интерес. Во-вторых, пограничные зоны в соединенных энергосистемах смогут получать питание с двух сторон. Таким образом, надежность энергоснабжения приграничной зоны как одной соединяемой системы, так и другой соединяемой системы, увеличивается. Вот эти две возможности: повышение надежности энергоснабжения приграничных зон и межстрановая торговля энергией – являются фундаментальными, и без соединения энергосистем их попросту технически невозможно осуществить.

ОБОШЛОСЬ БЕЗ ОППОНЕНТОВ?

EL: Борис Ильич, а существуют ли противники проекта технического объединения энергосистем? Чем может быть вызвано их несогласие?

БА: Тема объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с европейскими энергосистемами весьма перспективна. Исследования такого рода проектов всегда встречаются с большим международным энтузиазмом. Существуют группы заинтересованных участников мировой энергетической отрасли, которые изучают возможности осуществления таких проектов и в первую очередь пытаются понять весь круг возможных проблем. Противниками их назвать

нельзя, но можно предположить, что у некоторых заинтересованных сторон могут быть опасения. В первую очередь они заключаются в возможном ухудшении надежности функционирования энергосистем в том случае, если кем-то из участников объединения могут быть некорректно выполнены какие-либо действия.

Смысль подобных опасений мы и исследовали в рамках создания ТЭО, и наши задачи состояли в том, чтобы выяснить способы максимально корректного соединения энергосистем и не допустить пробелов в планировании необходимых мероприятий.

В применении к конкретному проекту – ТЭО синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и УСТЕ – отмечу, что наиболее простым, быстрым и поэтому перспективным способом такого соединения в среднесрочной перспективе является использование связей постоянного тока.

EL: Когда может начать работу несинхронная схема соединения, основанная на связях постоянного тока? Каковы возможные объемы экспортата-импорта по таким соединениям?

БА: Проекты несинхронного соединения могут быть запущены, если будет сформирован коммерческий интерес участников с обеих сторон. Это основное условие для внедрения идеи в жизнь.

У проектов несинхронного соединения много преимуществ. Во-первых, они физически менее сложны, чем соединения переменного тока, требующие

абсолютно синхронной работы соединяемых энергосистем. Кроме того технические средства, используемые при соединениях постоянного тока, более просты в управлении и создают меньше рисков в ходе эксплуатации. Но именно из-за своей полной управляемости это существенно более сложные в организации и более дорогие проекты. И когда найдутся участники, готовые организовать экспорт энергии из одной энергосистемы и импорт в другую энергосистему, готовые инвестировать средства в создание технической базы, которая обеспечит управляемость системы и снижение рисков при эксплуатации, – вот тогда они и будут реализованы.

На текущий момент, как уже было сказано на конференции, реализуется один такой проект – связь энергосистем Польши и Литвы. Литва, как известно, входит в нашу синхронную зону и была активным участником нашего исследования по возможностям синхронного объединения.

Что касается объемов экспорта-импорта, то он определяется исключительно ценовыми параметрами поставок. Этот вопрос находится в компетенции экспортно-импортных организаций. Мы исследовали только вопрос о том, как будут работать системы при синхронном соединении.

EL: А кто может выступать инвестором, не оценивали ли стоимость несинхронного соединения для отдельных направлений?

БА: Цену вопроса по организации несинхронного соединения в каждом конкретном случае может определить любой специалист, зайдя на сайты ведущих поставщиков типового оборудования для таких систем.

Инвестором может стать тот, кто способен найти покупателей электроэнергии, определить механизм возврата инвестиций и осуществить оптимальный подбор оборудования, проведя технико-экономическое обоснование для определения перечня необходимых технических мероприятий, состава и параметров оборудования, которое нужно задействовать. Хотел бы отметить, что это гораздо более простое ТЭО, чем ТЭО синхронного объединения энергосистем, которое мы только что завершили.

СИМБИОЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

EL: Когда возможно синхронное соединение энергосистем?

БА: Основное содержание мероприятий, которые необходимо осуществить для реализации проекта синхронного соединения – создание системы регулирования частоты, соответствующей европейским стандартам. По сути, система регулирования частоты – это способность энергосистемы фактически мгновенно, в силу быстродействия протекающих процессов, восстанавливать баланс между производством и потреблением электроэнергии при помощи авто-

матизированных систем частотного регулирования.

В России работа по созданию такой системы ведется с 2004 года, и с 2005 года в ЕЭС России частота удерживается в полном соответствии с европейскими стандартами.

Но с Европой намерены соединиться не только мы, но и государства СНГ. В этой объединенной энергозоне, пока она не соединена с европейской, фактически функции регулятора частоты выполняет Россия. Наши возможности по регулированию частоты в энергосистеме используются соседними странами. А мы в свою очередь используем для транзита энергии электрические сети, проходящие по территории сопредельных государств. Таким образом, при существующей параллельной работе происходит симбиоз возможностей разных стран.

Но параллельная работа с Европой – это уже другой класс договоренностей и технологических решений. И в обеспечение такой сложнейшей функции, как управление частотой, требуется вклад всех участников этой работы.

При синхронном объединении с Европой, все взаимодействие систем будет осуществляться через Украину, Беларусь, Молдову и прибалтийские страны. Но в этих государствах мероприятия по приведению систем регулирования в соответствие европейским стандартам пока выполнены не в полной мере, и когда они будут выполнены, прогнозировать сложно. В том числе, и в силу финансового состояния этих государств, ведь для этого требуются существенные инвестиции.

Думаю, что на это уйдет не менее десяти лет.

EL: Можно ли говорить, что вопрос синхронного объединения зависит от позиции наших соседей по СНГ? То есть именно Россия в первую очередь заинтересована в объединении энергозон с Европой, а наши ближайшие западные соседи по СНГ занимают в этом вопросе более осторожную позицию?

БА: Возможность объединения энергосистем связана не на политическую волю соседей, а на их возможности. В очередной раз подчеркну, что мероприятия, которые необходимо выполнить, чтобы сделать объединение энергосистем надежным и эффективным, технически сложны и поэтому являются высокозатратными.

Россия заинтересована в том, чтобы ее огромная энергосистема функционировала эффективно, поэтому в российской энергосистеме эти мероприятия реализованы.

Наши соседи-коллеги такую работу пока не завершили. Мы видим эволюционные изменения. Например, Украина постепенно движется по этому пути, там построена первая гидроаккумулирующая станция. Подобные объекты есть и в Литве. Но сделать предстоит еще очень многое. 

Ольга ВОРОБЬЕВА

Задуманному быть! от Вологды до Астрахани

Магистральные энергетические сети Центра продолжат работы по реконструкции и развитию энергообъектов. «Приоритеты – самые энергоемкие узлы - Москва и Московская область», - отмечает генеральный директор МЭС Центра Мисрихан Мисриханов



**Мисрихан МИСРИХАНОВ,
генеральный директор МЭС Центра**

Мисрихан Шапиевич, энергокомпании Урала, Волги, Дальнего Востока рапортуют о приостановлении строительства подстанций, генерирующих мощностей, новых сетевых объектов. Объяснение – снижение деловой активности. Центральная часть России всегда отличалась своим благополучием и динамичным развитием. Удалось ли МЭС центра сохранить инвестиционную программу в прежнем виде?

ММ: Конечно, изменения произошли. Нам пришлось значительно скорректировать инвестпрограмму. Но это было ожидаемым. После бурного роста всегда следует спад. Например, я за свою жизнь пережил четыре экономических кризиса. Например, период между

60-90 гг. прошлого века был насыщен военными конфликтами: противостояния в Никарагуа, на Кубе, в странах Латинской Америки, бои в Монголии, Мозамбике, кровопролитные войны во Вьетнаме и Афганистане. В афганском конфликте я и сам принимал участие. Был участником спецоперации по взятию дворца Амина.

Мир находился на грани мировой войны. Экономики двух держав Америки и СССР работали на обеспечение военно-промышленного комплекса. Переход на новый уклад экономики после распада СССР был болезненным. Примерно до 2000 года тряслось финансовые институты, производственный сектор. Энергетика падала, ничего нового в строй не вводили. Держались на

оставшихся с советского периода ресурсах. Лишь в 2000 году, когда мы перестали заниматься товарооборотом, в отрасли появились инвестиции. Во всем мире началась стабилизация. Эти процессы распространились и на Россию. Начался период бурного развития, цены на нефть пошли вверх. За 8 лет мы установили несколько рекордов. Например, в прошлом году, ввели почти 8 тыс. МВт трансформаторной мощности. Такого и в советское время не было. Сегодняшняя ситуация во многом повторяет положение 70-80-х годов двадцатого века: в этот период между рецессиями в СССР было также зафиксировано серьезное снижение энергопотребления.

Чуть-чуть сократить и максимально оптимизировать

ЕЛ: Какими были инвестиционные программы в последние годы?

ММ: Мы всегда шли вверх, с 2000-го постоянно наращивали инвестиции: хозяйство-то нам досталось не самое лучшее. Износ оборудования достигал 70%. Была составлена программа до 2020 года, которую утвердили на всех уровнях. Ну, а тут видите, разразился экономический кризис.

ЕЛ: Как сейчас выглядит инвестиционная программа?

ММ: Все объекты, на которых уже стартовали строительные работы, будут завершены. Что-то закончим в 2009 году, что-то запу-

Из первых уст

стим в эксплуатацию в 2010-2011 годах. На эти объекты из государственного бюджета уже выделены средства. Мы - системные сети, костяк энергетики России. А сейчас, когда сбавлены темпы развития бизнеса, самый подходящий момент для развития инфраструктурных объектов. Во время кризиса надо строить дороги, заниматься энергетикой и всем тем, что создаст условия для экономического роста.

У нас составлено три программы. Есть программа максимум. Есть средневзвешенная программа – оптимальный вариант развития до 2020 года. И минимальная программа, которую мы должны сделать обязательно, чтобы сохранить устойчивые темпы роста ввода новых мощностей для увеличения работы всей сети в целом. Так вот, главный ориентир – программа минимум. Инвестиции в строительство и комплексную реконструкцию энергообъектов ОАО «ФСК ЕЭС» Центрального региона в 2008 году составили 36,6 млрд рублей. В текущем году. Деньги будут использованы только на стратегически важных объектах. От инвестиций в развитие подстанций для подключения потребителей мы отказываемся. Потому как очень многие заявили на подключение к сетям испарились. Объем инвестиций, направленных на надежность и устойчивость работы системы не сократился: планируемый объем свыше 30 млрд рублей.

EL: А какие суммы предполагалось потратить изначально?

ММ: Объем инвестиций закладывали в размере 50 млрд рублей именно с учетом расширения наших подстанций. В 2009 году прирост мощности должен был составить примерно 20%. Мы бы, безусловно, справились, и подключили потребителей, но выдержали бы дороги, ЖКХ, водоканалы, складское хозяйство такую нагрузку – большой вопрос.

EL: Сроки окупаемости утвержденной инвестпрограммы?

ММ: Расчет сроков окупаемости или эффективности инвестиций выполняется индивидуально для каждого объекта нового строительства, реконструкции и технического перевооружения на основании действующих в Российской Федерации методик и рекомендаций. Электросетевые объекты окупаются значительно быстрее, чем объекты генерации. Например, подсчитано, что комплексная реконструкция московской подстанции 500 кВ Бескудниково окупится на девятый год от начала эксплуатации, а строительство линии электропередачи 220 кВ Ивановская ГРЭС – Неро – на десятый год.

EL: Как согласуются инвестиционные программы генерирующих и сетевых компаний? Нет ли перекоса?

ММ: Нет, перекосов не существует. Все планы по развитию строго согласовываются друг с другом и с регионами: в процесс вовлечены министерство экономического развития регионов, министерство энергетики регионов, крупные потребители и так далее. И самое главное, все согласовывается с Системным Оператором, отвечающим за надежность всей энергосистемы. Естественно учитывается и ввод мощностей атомных и гидро-генерирующих станций.

EL: Сегодня повсеместно существуют ограничения в финансировании. За счет чего «МЭС Центра» оптимизирует затраты на работах по возведению новых объектов? Какие материалы применяются?

ММ: Динамика мирового рынка показывает за последние месяцы значительное снижение цен на строительные материалы (металл, цемент, лес). Это дает возможность пересмотра стоимостных показателей нового строительства в сторону их уменьшения. Также большие возможности удешевления

строительства дает применение быстровозводимых строительных конструкций (сэндвич-панелей). Вопрос их использования при строительстве энергообъектов в настоящее время прорабатывается в ОАО «ФСК ЕЭС».

Подстанции «глубокого ввода»

EL: Появились ли прорывные технологии в модернизации и строительстве новых объектов?

ММ: За последние пять лет в области реконструкции действующих и строительства новых энергообъектов произошли колоссальные изменения.

Во-первых – по объемам. Если в девяностых годах мы реконструировали одну подстанцию примерно три года, а потом брались за следующую, то сейчас по всей стране реконструируются и строятся десятки объектов. И сроки строительства очень сжатые. Для примера можно вспомнить подстанцию Белый Раст-2. В мае 2006 года мы начали ее сооружение, а в декабре уже резали красную ленточку.

Во-вторых, изменился сам подход к реконструкции. Речь уже не идет о поэтапной замене устаревшего оборудования на новое, как делалось раньше. Идти по такому пути – значит растягивать сроки строительства и реконструкции, снижать надежность работы энергосистемы. Сегодня проблемы реконструкции энергообъектов решаются комплексно: рядом с действующей подстанцией, а порой – и на ее территории, выбирается площадка, на ней сооружается новый, современный энергообъект, затем линии электропередачи перезаводятся на новое оборудование, а старое демонтируется. Таким образом, подстанции реконструируются без перерывов в электроснабжении потребителей.

В-третьих, качественно изменилась технологическая оснащенность сооружаемых объектов. Мы создаем сегодня энергосистему будущего. Новинок, которые мы

освоили за последние пять лет очень много. Это и открытые распределительные устройства на основе модулей LTB COMPACT с жесткой ошиновкой, и новейшие высоконадежные микропроцессорные устройства релейной защиты, и новейшие системы связи. Особо стоит упомянуть Автоматизированную систему управления технологическими процессами, позволяющую в режиме реального времени контролировать работу всего оборудования подстанции – от силового оборудования до охранных систем.

В Москве и ряде других крупных городов мы строим подстанции закрытого типа. Мы называем их «подстанции глубокого ввода». Никаких привычных признаков электроподстанции — порталов, высоковольтного оборудования, расположенного на открытых площадках, отходящих ЛЭП — вы на таком объекте не увидите. Все оборудование расположено в закрытых помещениях, оно компактно, экологически безопасно, высоконадежно. Это в первую очередь, комплектные распределительные устройства 500, 220 и 110 кВ. Применение этих высоконадежных устройств со сроком эксплуатации до 50 лет позволяет снизить до минимума вредные воздействия на окружающую среду – магнитные поля, шумовые нагрузки и так далее. КРУЭ позволяет обеспечить постоянный автоматизированный контроль состояния оборудования в режиме реального времени. И, наконец, КРУЭ компактны. Энергообъект, созданный на базе КРУЭ, в несколько раз меньше по площади традиционных подстанций аналогичных классов напряжения. Необходимо также упомянуть и о новейших высоконадежных автотрансформаторах 500/220/20 кВ, которые устанавливаются на московских подстанциях. Благодаря малым габаритам, выносной системе охлаждения, они размещаются в закрытых камерах. Это позволяет свести к минимуму шумовые нагрузки, заменить традиционную водяную систему пожаротушения современной газовой. Также на

подстанциях нового образца мы используем элегазовые токопроводы, кабели на напряжение 220 и 500 кВ с изоляцией из сшитого на микромолекулярном уровне полиэтилена. Все заходы линий электропередачи на подстанции нового типа сооружаются в кабельном исполнении.

Правильно расставить акценты

EL: В ведении МЭС центра – электросетевые объекты в 19 областях центральной части России. Как много новых объектов введено в эксплуатацию за последний год?

ММ: Электрические сети МЭС Центра расположены на территории 947 тысяч квадратных километров – от Вологды до Астрахани. Мы эксплуатируем 211 подстанций и около 30 тысяч километров линий электропередачи 220 - 750 кВ. Это больше по объему, чем энергосистемы некоторых европейских государств. Например – Франции.

За прошедший год было очень много сделано для повышения надежности работы магистральных электрических сетей. В Московском регионе введены в работу после комплексной реконструкции подстанции 500 кВ Бескудниково и Очаково. Завершилось строительство новой подстанции Московского кольца 500 кВ – Западная с заходами линий электропередачи. Завершилось сооружение линии электропередачи 220 кВ ТЭЦ-27 – Хлебниково – нашего первого кабельного проекта. На юге Нижегородской области завершено расширение подстанции 500 кВ Радуга, обеспечившей электроэнергией новый литейно-прокатный комплекс в Выксунском районе. Завершилось строительство двухцепной линии электропередачи Ивановская ГРЭС – Неро, по которой в Ярославскую область выдается мощность энергоблоков ПГУ Ивановской ГРЭС. В целом за 2008 год в Центральном регионе России в работу введено 7839 МВА трансформаторной мощности и 324,7

километров воздушных и кабельных линий электропередачи.

EL: Известно, что МЭС центра в ближайшие годы запустит в эксплуатацию современные и технологически совершенные подстанции (Новокаширская, Очаково). Насколько эти объекты улучшают картину в регионе?

ММ: Ввод новых мощностей на подстанции 500 кВ Западная 1126 МВА – существенно повысил надежность электроснабжения северного и северо-западного административного округа столицы. Также пуск подстанции Западная повысил надежность электроснабжения западных районов Московской области, в частности районов Павшинской, Мякининской, Захарковской поймы и Красногорского района в целом. Пуск Западной создал возможности для расширения производства ведущих промышленных предприятий Красногорска. Также с вводом подстанции Западная появились возможности для технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» новых потребителей и питающих центров.

Комплексная реконструкция подстанции Очаково завершилась 12 декабря 2008 года вводом в работу трансформаторной мощности в объеме 3650 МВА и оборудования комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 500, 220 и 110 кВ. Реконструкция подстанции 500 кВ Очаково позволила покрыть значительную часть растущего дефицита электрической мощности Московского региона, повысить надежность электроснабжения центрального и западного района Московской энергосистемы, а также дала возможность подключения новых питающих центров и потребителей – подстанций 220 кВ Сити-2, Никулино, Мневники, Матвеевская, Говорово, Ново-Внуково.

Что касается подстанции 500 кВ Новокаширская, созданной

Актуальный вопрос

по проекту комплексной реконструкции открытого распределительного устройства 500 кВ Каширской ГРЭС, то сооружение этого объекта завершено и в ближайшее время он будет введен в работу. В результате реконструкции обеспечена возможность передачи в московскую сеть 220 кВ, являющуюся энергodeficitной, дополнительно до 500 МВА электрической мощности. Создана значительно более надежная схема выдачи мощности для работающего второго и строящегося третьего энергоблоков Каширской ГРЭС.

EL: В каких узлах еще ведется работа?

ММ: Перечисленные энергообъекты – существенная часть масштабной инвестиционной программы, реализуемой Федеральной Сетевой компанией в Центральном регионе – но далеко не все. Помимо этого, в Нижегородской области, например, завершается установка третьего автотрансформатора на подстанции 220 кВ Нагорная, строительство линии 220 кВ Нижегородская – Борская с заходом одной цепи на подстанцию 220 кВ Нагорная и переходом через Волгу, разрабатывается проект строительства второй цепи линии 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижний Новгород, идет комплексная реконструкция подстанции 500 кВ Арзамасская. Также на 2009 год запланирована установка автотрансформатора АТ-2 на подстанции Нижегородская.

На юге – в Волгоградской области идет сооружение линии электропередачи 500 кВ Фроловская – Ростовская, которая свяжет энергосистемы Центра и Юга, поможет решить многие проблемы электроснабжения Ростовской области. В Калужской области завершается комплексная реконструкция линии электропередачи Черепеть – Орбита. Начата комплексная реконструкция большого количества объектов 220 кВ в разных регионах Центральной России.

ВЛОЖИТЬСЯ В ЛЮДЕЙ

EL: Введение в эксплуатацию высокотехнологичных объектов требует отдельной подготовки специалистов. Как решаете вопрос?

ММ: Конечно, внедрение новых технологий определяет высокие требования к качеству подготовки персонала. В МЭС Центра действует программа подготовки и повышения квалификации персонала. Наши сотрудники проходят обучение в Центре тренажерной подготовки Специализированной производственной базы «Белый Раст» в Дмитровском районе Московской области. Многие из тем, по которым ведется преподавание на Белом Расте являются на сегодняшний день уникальными. При необходимости для освоения новейшего оборудования, которым оснащаются сегодня наши энергообъекты, мы отправляем наших сотрудников на стажировку за границу. Также мы тесно сотрудничаем с отраслевыми ВУЗами, отбираем наиболее способных студентов, приглашаем их на практику на наши объекты с дальнейшим трудоустройством в МЭС Центра, организовываем для студентов Дни открытых дверей на наших подстанциях.

МЫСЛИТЬ ОПТИМИСТИЧНО

EL: Что является сдерживающим фактором для внедрения инновационных решений на объектах МЭС центра? Как скоро будет заменено старое оборудование на всех объектах магистральных сетей? Какие узлы являются приоритетными?

ММ: Идущий процесс качественного технического обновления объектов магистральных электрических сетей – процесс не революционный, а скорее эволюционный. Скачков, непродуманных, спешных решений здесь быть не должно. Далеко не все энергообъекты нуждаются в немедленной реконструкции. В

обслуживании МЭС Центра есть много достаточно «молодых» объектов, построенных в конце восьмидесятых годов, есть подстанции, где замена оборудования проводилась относительно недавно. По этим объектам первостепенная задача – поддерживать оборудование в работоспособном состоянии, обеспечивать высокий уровень эксплуатации.

По тем же объектам, которые были построены в пятидесятых, шестидесятых и семидесятых годах разработана четко продуманная программа реконструкции и технического перевооружения. Я говорю в первую очередь о подстанциях и линиях электропередачи 220 кВ, которые были приняты в обслуживание ОАО «ФСК ЕЭС» в 2006 году. По каждому из регионов определены «горячие точки» – объекты, нуждающиеся в скорейшем обновлении. По ним ведется работа: определены сроки и объемы необходимой реконструкции, разработаны проекты. На целом ряде подстанций – скажем, на подстанциях 220 кВ Вологда-Южная и РПП-2 в Вологодской области, подстанции 220 кВ Пошехонье в Ярославской области, подстанции 220 кВ Вичуга в Ивановской области, подстанции 220 кВ Правобережная в Липецкой области, подстанции 220 кВ Газовая в Астраханской области уже идут строительные работы.

EL: Как отразился кризис на работе МЭС Центра?

ММ: Если сказать коротко – мы научились лучше считать деньги. Мы пересмотрели наши затраты, оптимизировали расходы по целому ряду программ, скорректировали инвестиционную деятельность. Самое главное, я считаю, что мы сумели избежать массовых увольнений, сохранили кадровый потенциал и не снизили уровень эксплуатации сетей, сохранили традиционно высокие показатели надежности электроснабжения потребителей. 

Ирина ЖУРАВЛЕВА

Сочинский энергорайон: олимпийские планы

В 2009 году в Сочи начинается строительство спортивных объектов Зимней Олимпиады 2014 года. Развитию энергоснабжения и генерации сочинского энергорайона будет уделено особое внимание.



Сочинские электросети

Основной особенностью существующей схемы электроснабжения района г. Сочи является прохождение всех питающих энергорайон ВЛ 110 и 220 кВ на участке Центральная – Шепси в узком горном коридоре. Энергорайон Сочинских электрических сетей отнесен к 5-му району по ветру и к особому – по гололеду. Кроме того, Сочинский энергорайон, с точки зрения поставки электроэнергии и энергоносителей, является «тупиковым», что снижает надежность энергоснабжения.

Эти и другие обстоятельства были учтены при разработке «Перспективного топливно-энергетического баланса Сочинского энергорайона до 2020 года».

Баланс и схема

В исследованиях, выполненных ОАО «Институт «Энергосетьпроект» (г. Москва) отмечалось, что в 2007 году нагрузки сочинского энергорайона летом составляли 365Мвт мощности, зимой они достигали 395Мвт. К проведению XXII зимних Олимпийских игр (февраль 2014г.) нагрузки по сочинскому энергорайону, согласно расчётам «Энергосетьпроекта», должны достигнуть 1030 Мвт, в том числе 218Мвт – непосредственная нагрузка Олимпийских объектов. Эти расчёты были скорректирован в 2008 году, нагрузка олимпийских объектов увеличена до 650Мвт.

На основе топливно-энергетического баланса



сформирована схема и программа развития системообразующих (220-500 кВ) и распределительных (6-110 кВ) сетей Сочинского энергорайона, а также перечень вновь вводимых и реконструируемых генерирующих и электросетевых объектов на период до 2015 г. с перспективой до 2020 г. Также было принято решение включить в схему внешнего энергоснабжения Волгодонскую АЭС и Новочеркасскую ГРЭС.

Для обеспечения подачи электроэнергии с этих станций началось строительство новой ЛЭП 500 кВ Тихорецк – Крымская, сооружение ПС Крымская 500 кВ и ВЛ от Крымской до Джубги, где эта сеть должна уйти кабелем на постоянном токе под воду и выйти на берег в Адлерском районе, подключившись к ПС Псоу.

Новые технологии

Программой энергообеспечения курорта Сочи и зимних Олимпийских игр 2014 предусмотрена реконструкция существующих и строительство новых подстанций (ПС). Прежде всего в горном (район посёлка

Актуальный вопрос

Красная поляна и Эсто-Садок) и прибрежном кластере олимпиады (Имеретинская низменность). В Имеретинской низменности первоначально планировалось строительство трёх ПС с одинаковыми параметрами 110 кВ, 2x80 МВА (ПС Ледовый дворец, Имеретинская и Изумрудная). Проектно-изыскательские работы и проект выполняет ОАО «Институт Нефтегазпроект» (г. Тюмень). Сегодня рассматривается вопрос о строительстве четвёртой ПС в районе южной оконечности Имеретинской низменности.

В горном кластере предстоит построить три подстанции – Лаура, Роза Хutor, Мзымта, проекты которых выполнило ОАО «Дальэнергосетьпроект». Все три подстанции 110 кВ, 2x40МВА имеют схожие компоновочные решения.

Все подстанционные сооружения основного, производственного и вспомогательного назначения, включая силовые трансформаторы, блокированы в одно здание. В качестве основного оборудования используется элегазовое комплектное распределительное устройство. Распределение 10 кВ выполнено с применением вакуумных выключателей.

Сбросы каких-либо веществ на ПС отсутствуют, фекальные воды вывозятся на ближайшие очистные сооружения. В связи с высокой степенью автоматизации технологического процесса, предусмотренного проектом, необходимости в постоянном присутствии персонала на подстанции не будет.

«Для предотвращения аварийного растекания масла и распространения пожаров при аварии трансформаторов, – рассказывает главный инженер проекта Дмитрий Вязов, – предусматриваются маслоприёмники и маслосборники. Маслоприёмники расположены в здании закрытой подстанции трансформаторной камеры и рассчитаны на приём 100% масла трансформатора».

В горном кластере сегодня также ведётся прокладка кабельных сетей 110 кВ. Оыта подобных работ в России не существует, поэтому проектировщикам пришлось вырабатывать новые решения прокладки этих сетей через горные ущелья, в поймах рек, где движется не только вода, но и дно.

Сочинская генерация

Для энергообеспечения олимпийских объектов будет использоваться не только энергоресурсы, поступающие в Сочи из других регионов, но и вырабатываемые непосредственно в городе.

Сочинская ТЭС после завершения строительства второй очереди увеличит свою мощность до 160 Мвт. А вот Адлерскую ТЭЦ ещё предстоит построить. Госкорпорация «Олимпстрой» подписала контракт на её проектирование с ООО «Газэнергетическая компания».

Мощность новой ТЭЦ составит 360 МВт. Тепловая мощность при использовании технологии аналогичной ТЭЦ «Москва-Сити» и без дополнительных водогрейных котлов может составить 240 Гкал. В то

время, как ориентировочная потребность в тепловой энергии новых потребителей в Имеретинской низменности – 213 Гкал/час.

Потребность Адлерской ТЭЦ в газе – 500 млн.м.куб. в год. «Проект строительства парогазовой установки мощностью 360МВт имеет не только инвестиционную привлекательность, – заявил при подписании контракта генеральный директор ООО «Газэнергетическая компания» Игорь Липский, – но и высокое социальное значение. Выступая инвестором по данному проекту «Газэнергетическая компания» снимает финансовую нагрузку с федерального бюджета при подготовке объектов энергетики к Олимпиаде 2014 года». Стоимость строительства Адлерской ТЭЦ составит около 23 млрд. руб.

В первоначальных планах увеличения мощности сочинской генерации значилась реконструкция Краснополянской ГЭС на реке Мзымта. Но окончательного решения по строительству каскада новых станций с подземными водоводами и тоннелями пока не принято. Огромные затраты, необходимые для реализации этого проекта, могут оказаться несопоставимыми с той мощностью, которую планируется получить (15-20 Мвт). К тому же экологи предъявляют претензии к существующим проектам расширения мощности Краснополянской ТЭС, обосновывая это угрозой существующей экосистеме.

По настоящему Олимпийского комитета этот вопрос пока исключён из программы подготовки к Олимпийским играм 2014 г. в Сочи.

Подводный газопровод

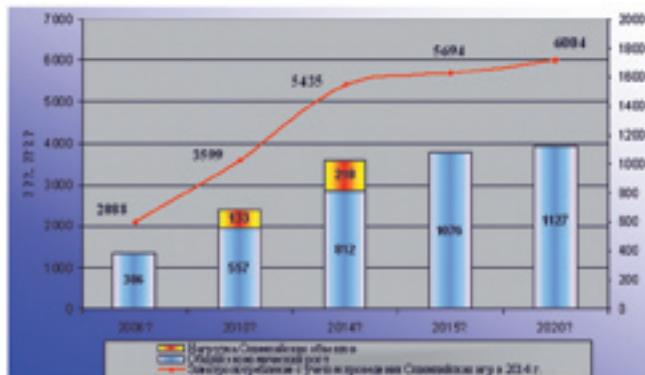
Один из самых масштабных олимпийских проектов, связанных с энергетикой – прокладка подводного газопровода Джубга-Сочи. Линейная часть газопровода составит 174 км, из них сухопутные участки – 23 км, морские – 151 км. Четыре газораспределительные прибрежные станции будут расположены на выходе трубопровода из моря в Джубге, Новомихайловске, Туапсе и Кудепсте (Сочи).

По словам генерального директора ООО «Газпром трансгазКубань» Сергея Жвачкина, проект «Джубга-Лазаревское-Сочи» уникальный по техническим решениям и своему стратегическому значению для Юга России. В нём будут использоваться передовые технологии, которые ранее не применялись для внутренних проектов в России.

Проект газопровода разработан ООО «Питер Газ». По словам генерального директора компании А. Фёдорова, график строительства разработан с учётом минимизации сроков проведения работ, а также с учётом периодов особенно важных для жизненных циклов морских животных.

К изготовлению труб большого диаметра (ТБД), предназначенных для строительства газопровода Джубга-Лазаревское-Сочи, приступило ОАО «Выксунский металлургический завод» (входит в состав ЗАО «Объединённая металлургическая компания»).

Прогноз уровней электропотребления и максимумов нагрузки по Сочинскому энергорайону



До начала второго квартала 2009 года планируется изготовить и поставить более 30 тысяч тонн ТБД диаметром 530 мм с толщиной стенки 15 мм (для подводной части газопровода) и 11,3 мм – для наземной. Трубы будут изготовлены из стали класса прочности X60. Длина труб, выпускаемых для данного проекта, составит 11,9-12,5 м.

Дополнительные энергоисточники

В качестве дополнительных источников генерации на олимпийских играх будут использованы дизельные станции. На Олимпиаде в Турине половина используемой мощности (110 Мвт) вырабатывалась передвижными электростанциями. Ранее в Афинах те же дизельные установки обеспечили 40 Мвт. В Пекине также активно использовались передвижные станции, помещённые в морской контейнер и установленные на трейлере.

Сегодня в ГК «Олимпстрой» изучается вопрос об аренде передвижных дизельных электростанций.

Безвоздушка

В апреле Программа энергоснабжения и генерации олимпийских объектов и города Сочи была скорректирована специалистами ФСК ЕЭС и госкорпорации «Олимпстрой». От кабельно-воздушной линии с под-

водной прокладкой кабеля пришлось отказаться. Вот как прокомментировал это решение Андрей Раппорт, председатель Правления ОАО «ФСК ЕЭС»: «Это позволяет сэкономить средства, потому что это крайне дорогостоящее мероприятие. Надёжное, хорошее, заманчивое, но крайне дорогое».

Сбалансированное решение этой проблемы было принято на заседании у вице-премьера Дмитрия Козака, курирующего вопросы олимпийского строительства. Вот что, находясь в Сочи, об этом сказал вице-премьер: «Мы всю зиму посвятили оптимизации затрат на энергоснабжение, и нам удалось найти решения, которые с одной стороны снижают затраты на энергетическое снабжение, а с другой стороны повышают энергонадёжность сочинского энергорайона». В качестве дополнительных источников собственной генерации в Кудепсте (один из городских районов Сочи) и в Джубге (Туапсинский район) намечено построить две теплоэлектростанции (ТЭС), которые решат проблему энергодефицита в сочинском регионе.

Эти два инвестиционных проекта были представлены в конце марта на международной выставке недвижимости МИПИМ, традиционно проходившей в Каннах. Эти проекты потенциальным инвесторам представлял вице-премьер Дмитрий Козак. «Сегодня наблюдается серьёзная активность, проявляют серьёзный интерес и российские, и зарубежные инвесторы, – комментирует итоги выставки вице-премьер. – Я очень надеюсь, что мы в этом году уже летом решим проблему: кто будет строить эти объекты. В настоящее время мы занимаемся поисками инвесторов».

Параллельно со строительством олимпийских объектов будет проведена реконструкция всех городских распределительных сетей и трансформаторных подстанций, строительство новых ПС, осуществлена газификация сельских районов Сочи, перевод ряда городских котельных в режим мини-ТЭЦ, а также другие мероприятия, предусмотренные федеральной, краевой и городской программами развития Сочи. Все работы должны быть завершены к 2012-2013 г.г.

Геннадий Шляхов

Учебный центр



ЭнергоTerritory

Представляет



Базовый курс

г. Екатеринбург, ул.
Студенческая 1, корп. 3
(343) 278-44-91, 345-09-74
www.energo-ucheba.ru

Это единственная в России образовательная программа по электротехнике, учитывающая потребности малого бизнеса.

Интерактивный семинар, в котором тесно переплетаются вопросы менеджерского характера с техническими аспектами профессии частного электрика.

Основные разделы обучения:

- Бизнес основы профессии частного электрика: правовые аспекты ведения бизнеса, компетентная работа с заказчиком.
- Основы проектирования, нормативные требования.
- Решения по применения электроустановочных изделий в зависимости от потребностей заказчика.
- Проектирование группового квартирного щита.
- Монтаж-демонтаж электроустановочных изделий.
- Сборка схем управления освещением.
- Подключение и настройка электронных устройств.

После обучения Вы становитесь участником Клуба «Вольт Мастер»

Первая олимпийская

В апреле в горном посёлке Красная поляна сдана в эксплуатацию подстанция «Поселковая» 220кВ, которая построена по новейшим технологиям в сложном ландшафтном окружении и обеспечит электроэнергией все горные спортивные объекты Зимней Олимпиады 2014года, биосферный заповедник, и железную дорогу. Вице-премьер правительства РФ Дмитрий Козак назвал это событие революционным для развития региона.



Строительство продолжалось два года. Инвестиции «ФСК ЕЭС» в «Поселковую» с линией электропередачи 220кВ Псоу-Поселковая составили 2,8 млрд. рублей.

На торжественную церемонию открытия приехали вице-премьер правительства РФ Дмитрий Козак, губернатор Краснодарского края Александр Ткачёв, председатель правления ОАО «ФСК ЕЭС» Андрей Рапопорт, генеральный директор МЭС Юга Фёдор Дьяков.

ПС «Поселковая» 220кВ обеспечит электроэнергией все спортивные объекты Зимней Олимпиады 2014года, расположенные в горном кластере, в районе посёлка Красная Поляна. Это санно-бобслейная трасса, лыжный и биатлонный центр, трамплины и горная олимпийская деревня. Кроме того, от Поселковой будут питаны четыре горно-климатических курорта, объекты инфраструктуры, отели, жилые посёлки, олимпийский пресс-центр, объекты Кавказского биосферного заповедника, орнитологический парк и питомник по выращиванию аборигенных растений.

Работы на Поселковой были завершены в соответствии с сетевым графиком строительства, и это позволит уже летом нынешнего года вступить в фазу активного строительства олимпийских объектов на Красной поляне.

Присутствовавший на открытие подстанции **вице-премьер Правительства России Дмитрий Козак** особо подчеркнул значимость этого события: «Сегодня у нас очень важное событие. Я бы назвал его революционным с точки зрения развития региона - это снятие ключевого ограничения для жилищного строительства, олимпийских объектов, горно-климатического курорта. Эта станция, построенная по новейшим технологиям, позволит в период строительства и эксплуатации олимпийских объектов

обеспечить надёжное энергоснабжение всех олимпийских объектов».

ПС «Поселковая» станет узловой подстанцией в горном районе Красной Поляны. К ней будут подключены три других подстанции – Лаура, Роза Хutor, Мзымта. Все они будут соединены единым кабелем 110 киловольт. Кроме того, от «Поселковой» будет питана ПС «Горная тяговая» (30 МГВ), которая обеспечит энергией железнодорожную ветку от аэропорта Адлер до нижней станции горнолыжного курорта «Альпика Сервис» на Красной поляне.

Горный ландшафт: особые условия строительства

Подстанция «Поселковая», как и многие другие объекты энергетики, включённые в программу «Развития и реконструкции горно-климатического курорта Сочи», закреплены за ОАО «ФСК ЕЭС». Тендера на строительство «Поселковой» выиграло ОАО «Энергострой – М.Н.»

Строительство подстанции началось в апреле 2007



года одновременно с прокладкой воздушной линии Псоу-Поселкова (220кВт), протяжённость которой составила 51,9 км. По трассе линии, проложенной в сложных горных условиях, установлено 288 опор. Для усиления надёжности фундамент изготовлен из бетона особой прочности. Для повышения несущих способностей применены ригели – укрепляющие элементы строительных конструкций. При установке фундаментов на подвижных грунтах использовались подкладные плиты, которые увеличивают площадь опоры фундамента, делая его прочнее.

ПС «Поселковая» расположена в долине реки Мзымта, на границе территории национального пар-

ка. Площадка станции с одной стороны ограничена руслом реки, с другой - горными хребтами. В ходе подготовительных работ строителями было вывезено около 100 тысяч кубометров грунта, возведена подпорная стена высотой в 7,5 метров. В условиях равнины подстанции подобной конфигурации возводятся в среднем за год. Здесь же потребовалось два года кропотливой работы.

Оборудование

ПС «Поселковая» оснащена самым современным оборудованием. Подобной комплектации ни на одной российской ПС ещё не было. Впервые на «Поселковой» установлено комплектное распределительное элегазовое устройство (КРУЭ) 110кВ, производства Hyundai. Установка этого КРУЭ позволила в 12-ть раз сократить площадь отводимой для ПС территории. Компактность южно-корейского оборудования, высокая надёжность и экологичность – стали главными аргументами при выборе этого поставщика. Как рассказал **генеральный директор ОАО «Энергострой – М.Н.» Ш.Р.Муртазалиев**, немалых трудов стоило уговорить корейцев поставить оборудование вне очереди за 14 месяцев. Зато теперь ОАО «МЭС Юга» дало рекомендации всем другим энергокомпаниям по применению оборудования Hyundai в России.

Автотрансформатор на «Поселковую» прибыл из



Индии от компании «Виджай Электрикалс Лимитед». Трансформатор 220/110/10кВ, мощность каждой фазы 40МВА. Резервная фаза установлена на случай повреждения одной из трёх других, чтобы в течение суток можно было оперативно переподключиться и ввести оборудование в работу. «Поселковая» рассчитана «на рост», и в будущем здесь будет установлен еще один трансформатор мощностью не менее 120МВА.

На вопрос, не удорожает ли стоимость строительства подстанции иностранное оборудование, **и.о. первого заместителя директора филиала ОАО «ЦИУС ЕЭС» ЦИС ЮГА** (центр инвестиций Юга, работающий по доверенности и за счёт «ФСК ЕЭС») **Владимир Слетков** однозначного ответа дать не смог. «Однозначно сказать нельзя. Удорожание на стадии строительства? Да, возможно. Но дальше: эксплуатация, практически необслуживаемая станция, гарантия на многие годы.

Плюс сокращение площади земельного участка, а значит и затрат по аренде земли. В режиме национального парка это дорогостоящее. Так что, я считаю, что это оптимальный вариант».

Все заходы на ПС «Поселковую» выполнены сшитым полиэтиленом. На энергообъекте установлено самое современное оборудование: микропроцессорные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП), которая позволит управлять подстанцией удалённо с ПС «Псоу» (220кВ), расположенной на побережье.

Правда, по словам, **главного инженера Кубанского предприятия «МЭС Юга» Сергея Суравкина**, до Олимпиады 2014 года здесь всё же будет находиться сменный персонал для контроля за работой подстанции и эксплуатации сетей 110/10кВт. Обслуживанием станции, по словам главного инженера Кубанского предприятия «МЭС Юга», займётся дочернее предприятие «ТАИР». Гарантийным обслуживанием – генподрядчик «Энергострой – М.Н.».

В режиме ожидания

ПС «Поселковая» уже месяц работает в тестовом режиме, хотя по нормам достаточно 72-х часов. Из 54-х ячеек – 32-е (10 кВ) ждут своих потребителей, остальные предназначены для обслуживания собственных нужд. Сегодня от ПС «Псоу» запитано шесть потребителей, включая горнолыжные подъёмники, пограничную заставу, Краснополянскую ГЭС. К тому же «ФСК ЕЭС», закончив работу на ПС «Поселковая» приступает к строительству трёх подстанций в горном районе Красной поляны. По мнению **Андрея Раппопорта, председателя Совета директоров «ФСК ЕЭС»**, строители на «Поселковой» получили хорошую квалификацию и для них открыт дальнейший фронт работ. «Мы пришли сюда первыми и создали площадку для того, чтобы все остальные объекты могли развиваться вовремя. Проблема снабжения Красной поляны существовала долго, я надеюсь, что теперь всё в прошлом», – сказал на торжественной церемонии открытия ПС «Поселковая» Андрей Раппопорт.

Геннадий Шляхов



Искусство сбережения

Производители и поставщики оборудования энергосбережения и систем учета поменяли ориентиры. Во время кризиса они будут развиваться за счет клиентов из ТЭК и ЖКХ.



Увеличить энергоэффективность на 30% и даже на 50%, свести к минимуму число ремонтов на теплотрассах, полностью избавиться от энергопотерь, оптимально спроектировать прокладку инженерных сетей – с различными вариантами решения этих задач предлагала познакомиться Уральская универсальная выставка «ЖКХ-промэкспо 2009», состоявшаяся в марте в Екатеринбурге. Доминирующее большинство участников экспозиции представляли изобретения российских ученых. Теплоизоляционные материалы, системы запуска автомобилей при температуре -50%, конденсатоотводчики, регуляторы температуры воды – все внимание было приковано к технологиям отечественного производства. Из-за высокого курса доллара и евро западные технологические решения потеряли свою привлекательность. Именно поэтому с осени 2008 года несколько возрос спрос на энергосберегающее оборудование и теплоизоляционные материалы отечественного производства.

Новая реальность

По словам специалистов, рынок приборов и технологий энергосбережения в своем развитии откатился на несколько лет назад. Если ранее основные поставщики осуществлялись на энергозатратные производства (металлургия, нефтехимия, химия) и строительство, то сегодня круг клиентов сузился до предприятий топливно-энергетического комплекса. «Как правило, доступ к самым платежеспособным структурам, таким как Газпром, Роснефть, уже закрыт. Они работают со старыми поставщиками. Новые предложения рассматривают крайне неохотно. Внимание обращают только на технически качественные решения, инновационные изобретения. А таких не много», – делится **директор ООО «Компас» Алексей Рожков.**

Менее въедливых покупателей предприятия-изготовители находят в сфере ЖКХ. Главными клиентами здесь являются поставщики услуг, привыкшие считать каждую копейку. При установленных тарифах для эффективной работы коммунальщикам приходится totally экономить на технологических решениях. Именно поэтому среди предприятий ЖКХ большим спросом пользуются теплоизоляционные

материалы отечественного производства, как наиболее доступные по цене и относительно неплохом качестве. «Мы получили колossalный экономический эффект, закрыв тепловые люки не чугунными, а полимерными крышками. Теперь их никто не ворует, а низкий коэффициент теплопроводности полимерного материала позволяет экономить только на одном закрытом колодце до 1 Гкал тепловой энергии в год. Именно столько энергии расходуется на отопление одноподъездного пятиэтажного дома в течение 3 часов при -30 градусах», – делится **исполнительный директор ООО «Свердловские коммунальные системы» Вячеслав Пракин.**



Второй большой группой потенциальных потребителей теплоизоляционных материалов и оборудования для энергосбережения являются Управляющие компании (УК) и товарищества собственников жилья (ТСЖ). В связи с реформой ЖКХ они имеют возможность получать целевое финансирование на ремонт и модернизацию жилых объектов. Так, на цели реконструкции и развития ЖКХ из федерального фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства (создан в соответствии с Федеральным законом № 185 ФЗ «О фонде содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства» от 21 июля 2007 года, – прим. Ред.) с 2008 по 2011 годы выделяется 240 млрд рублей. Почти половину этих средств – 110 млрд рублей планируется освоить в течение 2009 года.

Драйвер роста – ЖКХ

В соответствии с 185 Федеральным законом фонд содействия выделяет до 95% необходимых на ремонт многоквартирного дома средств. Остальные 5% на ремонт должны собрать собственники жилья. Деньги из фонда поступают в региональные бюджеты, оттуда в муниципалитеты и распределяются по управляющим компаниям и ТСЖ, подавшим заявки на участие в реформе. Закон жестко определяет, как именно можно тратить полученные ресурсы. В списке мероприятий

- ремонт внутридомовых инженерных систем электро-, тепло-, газо-, водоснабжения, водоотведения, в том числе с установкой приборов учета потребления ресурсов и узлов управления (тепловой энергии, горячей и холодной воды, электрической энергии, газа), ремонт подвалов, утепление фасадов.

За 2008 год заявки на получение денег поступили от 74 субъектов РФ. ТСЖ и УК регионов активно осваивают полученные деньги: в нескольких тысячах домов по стране ремонтируются крыши, меняются трубы. Благодаря действию фонда производители и поставщики энерго- учетного и сберегающего оборудования получают массу заказов. «Хит продаж для управляющих компаний и товариществ собственников жилья – системы учета и контроля», - рассказывает менеджер отдела продаж комплексных решений ООО «научно-производственное предприятие Элеком» Владимир Борисенко. Наиболее активны УК и ТСЖ крупных городов. Москва, Санкт-Петербург, Новосибирск, Екатеринбург, Челябинск – первыми включились в процесс модернизации. «Например, в Екатеринбурге системы учета повсеместно устанавливаются в объектах социального значения. Школы, больницы, детские сады, учреждения культуры на 100% оснащены современными счетчиками. Общедомовые приборы учета появились только на 50% жилья», - отмечает директор ООО «Научно-производственное предприятие Элеком», Алексей Неплохов. В областных городах ситуация чуть хуже. Системы учета установлены лишь на 10% объектов, значит, компаниям-поставщикам будет, где развернуться.

А вот предприятия, предлагающие комплексное обслуживание от проектирования и установки энергоучетного и ресурсосберегающего оборудования сегодня испытывают проблемы. Большие проекты «под ключ» остались в прошлом. У предприятий сферы коммунального хозяйства на крупные проекты пока не хватает денег. А металлурги и строители (именно эти структуры в докризисное время были наиболее продвинуты в вопросах модернизации и повышения энергоэффективности), максимально урезали расходы на эти цели. Заместитель директора Уральской энергосберегающей компании «Корал» Павел Глинских: «Строительство котельных, объектов малой генерации полностью остановлено. Стало меньше закупаться и котельного оборудования: котлы, регуляторы температуры воды, конденсатоотводчики все чаще стали оставаться на складе». Однако повышение цен на оборудование иностранных компаний-поставщиков несколько скорректирует ситуацию. Промышленники уже стали обращать внимание на более дешевые отечественные решения. «Российским производителям энергооборудования и теплоизоляционных материалов необходимо оптимизировать свои предложения, сокращать стоимость технологий. Только в таком случае они сохранят своих клиентов в промышленном секторе», - говорит Вячеслав Пракин. Но предприятия только готовятся к пересмотру

ценовой политики. Каких-то существенных сдвигов в отечественном машино- и приборостроении пока не произошло. В качестве антикризисной меры предприятия-изготовители энергооборудования предлагают рассрочку платежей. Правда, эффективность таких действий спорная. Накапливая дебиторскую задолженность, компании теряют свою устойчивость и финансовую независимость.

Энергоаудит - проблемы определит

Некогда популярная услуга энергоаудита сегодня находится в забвении. Но специалисты уверены, что уже очень скоро спрос на исследования состояния энергообъектов, инженерных сетей начнет расти благодаря всему же 185 федеральному закону. «Для привлечения средств из бюджета потребуются четкие обоснования энергоэффективности проведения реконструкции жилых домов. Как не крути УК и ТСЖ для этих целей будут привлекать независимые аудиторские фирмы. Формируется программа и ее обоснование: затраты, стоимость работ и материалов, сроки окупаемости. Имея на руках четкую аргументацию, деньги на ремонт федеральный фонд содействия реформированию ЖКХ выделит беспрепятственно», - резюмировал Алексей Неплохов. Тем не менее, каких-то крупных масштабных проектов энергоаудиторам в ближайшие месяцы не получить. Главная задача таких компаний продержаться на плаву во время спада экономической активности. Энергоаудиторы уже настроились на работу с небольшими заказами по оценке состояния отдельных жилых домов.

Удержать энергию



Перспективы компаний предлагающих материалы и технологии по энергосбережению на фоне других отраслей экономики выглядят оптимистично. Потенциальный спрос на поставки оборудования высок как со стороны предприятий, так и сферы ЖКХ. По утверждениям Всемирного банка половина энергии в Россиирабатывается зря. Из-за изношенности инженерных сетей и низкой культуры энергосбережения, энергоемкость в России в 3-4 раза выше, чем в Европе. Для того чтобы сэкономить выработку первичной энергии на 45%, в энергосбережение придется инвестировать 320 \$млрд, что равно 25% ВВП страны. Причем практика показывает, что 55% инвестиционных проектов в энергосбережение окупается в течение года. «Люди, умеющие считать, не станут оспаривать выгодность вложений в энергосбережение», - отметил **директор регионального Института энергосбережения Николай Данилов (Свердловская область)**.

Елена ВАСИЛЕЦ

Новости компаний

ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Электрические подстанции Владивостока станут мощней

«Приморские электрические сети» начали реконструкцию 4-х подстанций во Владивостоке напряжением 110 кВ – «Вторая речка», «Бурун», «Голубинка» и «Мингородок».

На энергообъектах подрядные организации, занимающиеся реконструкцией, ведут земельные работы, подготавливают и устанавливают маслосборные устройства. В ближайшее время, с окончанием отопительного сезона и снижения потребляемой нагрузки, можно будет производить замену основного оборудования. В дальнейшем на всех подстанциях будут установлены новые трансформаторы, которые в два раза мощнее тех, которые сейчас находятся в эксплуатации.

Всего во Владивостоке планируется провести реконструкцию 5 подстанций и 9 линий электропередач. Это обеспечит надежное электроснабжение жителей города и строящихся к саммиту АТЭС объектов.



Определены задачи 2009 года по строительству Бурейской ГЭС

Бурейская ГЭС названа приоритетом инвестиционной программы РусГидро. В 2009 году сюда будет направлено всего 6,5 млрд. руб., что позволит обеспечить ввод в штатном режиме третьего гидроагрегата, завершить испытания поверхностного водослива с принятием технических решений по обустройству отводящего канала и выполнить весь комплекс работ по нижнему бьефу.

Предстоит также завершить комплекс работ по обустройству гребня плотины и пристанционной площадки, ввести в строй здание трансформаторного хозяйства в пазухе плотины. Важной частью строительного плана является завершение цементации швов плотины, таким образом, в 2009 году все бетонные работы на Бурейской ГЭС будут завершены, а бетонные заводы – демонтированы. Одновременно поставлены задачи по рекультивации земель, вовлеченных в строительство.

Введены в штатном режиме (на полном напоре) первый и второй гидроагрегаты, установленная мощность станции выросла на 300 МВт, проведено опробование поверхностного водосброса. В этом году Бурейское водохранилище достигнет проектного уровня. Сдача Бурейского гидроузла Центральной приемочной комиссии назначена на 2011 год.



«Стой! Кто идет?»: МЭС Востока усилият проходной контроль на четырех подстанциях 220 кВ

Магистральные электрические сети Востока приступили к установке модульных проходных на подстанциях 220 кВ Спасск, Уссурийск-2, Береговая (Приморский край) и Джамку (Хабаровский край).

Модульная проходная представляет собой здание контейнерного типа, предназначенное для контроля входа на территорию подстанции. В зданиях будет расположен персонал охраны энергообъектов. Проходные будут оснащены телефонной связью и кнопками экстренного вызова. Ранее персонал охраны данных подстанций размещался в общеподстанционных пунктах управления. Это создавало неудобства дежурному персоналу подстанций и не обеспечивало надежной защищенности энергообъектов.



«Золотая Колыма»

Теплоход «Золотая Колыма» за время Северного завоза-2009 сделает 10 рейсов. Первый рейс стартовал в конце мая от причала угольного терминала в порту Восточный на неделю раньше срока. Первым рейсом судно перевезло на борту 27 тысяч тонн угля для Магаданской ТЭЦ.

Контракт на доставку твердого топлива для нужд коммунальной энергетики города Магадана был подписан между мэрией города, ОАО «Магаданэнерго» и магаданским подразделением холдинга «Группа «Транзит-ДВ» в апреле 2009 года, сообщает ИА «Север ДВ».

«Группа «Транзит-ДВ» получила право на заключение муниципального контракта в результате открытого тендера, который состоялся в марте 2009 года. В период летней навигации «Золотая Колыма» доставит из порта Восточный в Магадан 250 тысяч тонн твердого топлива. Всего сухогруз сделает 10 рейсов. Завершение угольной навигации намечено на начало ноября.



Через Лену проложен новый участок нефтепровода ВСТО

В Якутии на трассе строительства трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» завершились работы по укладке трубопровода в подводную траншею через реку Лена на глубине 6,8 м.

При производстве работ были задействованы 11 тяжелых трубоукладчиков, лебёдка ЛП 151 (тяговое усилие - 150 тонн). В целях обеспечения безопасной и равномерной подачи секций трубопровода была смонтирована рельсовая спусковая дорожка с опорными катками.

Сварка пletей выполнялась высококлассными специалистами - сварщиками, аттестованными на выполнение сварки труб с толщиной стенки 29 мм. Качество сварочных работ подтверждается двойным радиографическим контролем, а также 100% визуально-измерительным и ультразвуковым методами.

Общая длина уложенного дюкера составила 1,6 км.



Японские компании помогут построить ветропарк в Приморье

В ходе визита правительственной делегации РФ в Японию между ОАО «РусГидро» и японскими компаниями Mitsui&Co., Ltd (Mitsui) и Electric Power Development Co., Ltd. (J-Power) состоялось подписание меморандума о сотрудничестве по проекту Дальневосточной ВЭС.

Стороны намерены совместно установить мачты для проведения цикла ветроизмерений на площадке будущей ветроэлектростанции. Данные ветроизмерений будут использованы для проведения точного моделирования, на основе которого будет приниматься решение об инвестировании и продолжении совместной разработки проекта ВЭС. Предполагается, что после изучения ветропотенциала японские компании выступят соинвесторами строительства ветропарка, общая стоимость которого оценивается в 3 млрд рублей, объем инвестиций японских партнеров может составить до 50%.

Начало строительства ВЭС намечено на 2010 год, завершить строительство планируется в первом квартале 2012 года. Мощность ветростанции может составить до 36 МВт. Рассматриваются два варианта строительства ВЭС на островах Русский и Попова. Первый предполагает монтаж до 18 ветроэнергетических установок (ВЭУ) по 2 МВт каждая, второй – 24 ВЭУ по 1,5 МВт каждая. Все установки будут объединены единой системой выдачи мощности. Годовая выработка составит не менее 75 млн кВт.ч.

Проект ВЭС реализуется в рамках подготовки к проведению в 2012 году саммита АТЭС на острове Русский.



Новости компаний

ПРИВОЛЖСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

На Куйбышевском НПЗ началось производство бензина по стандарту Евро-3

По сравнению с выпускаемыми по требованиям ГОСТ нефтепродуктами, бензины европейских стандартов отличаются пониженным содержанием серы, ароматических углеводородов и бензола. До конца 2009 года на Куйбышевском НПЗ запланировано произвести около 54 тысяч тонн автомобильного топлива марки Премиум Евро-95/3.

Уже введены в эксплуатацию узлы приема и ввода присадок, продолжаются работы по строительству комплекса каталитического крекинга, установки изомеризации, блока выделения бензолсодержащей фракции на установке каталитического риформинга.



В Башкирии внедрена единая система расчетов за теплоснабжение

Крупнейший оператор тепловой энергии в энергосистеме Башкортостана – ООО «Баштеплосбыт» - совместно с ООО «БашРТС», ООО «Энергосвязь» и службой информационных технологий (СИТ) УК ОАО «Башкирэнерго» одними из первых в России внедрили программный комплекс «Управление сбытом тепловой энергии» с единой базой данных.

Новый IT-продукт позволяет вести расчеты сбыта тепловой энергии по единой методологии, благодаря чему обеспечивается прозрачность расчетов, достоверность информации и оперативность ее обработки.

В дальнейшем программа подразумевает развитие для автоматизации процессов планирования и прогнозирования полезного отпуска тепловой энергии и теплоносителя, оперативной и эффективной организации работы с подключением, отключением и ограничением подачи тепловой энергии абонентам, организации работ по паспортизации и допуску приборов учета, автоматизации контроля претензионной и исковой работы с абонентами т.д.



На стройплощадке ПГУ Уфимской ТЭЦ-5 начались свайные работы

Под фундамент главного корпуса будущей ТЭЦ будет забито 1148 двенадцатиметровых железобетонных свай повышенной прочности.

Уфимская ТЭЦ-5 строится в связке с крупной системообразующей ПС «Затон» 220/110/10 кВ. Запуск теплоэлектростанции позволит снять дефицит электрической энергии в 300 МВт, который в последние годы наметился в Уфе.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-5 составит 440 МВт, тепловая – 290 Гкал/ч. Окончание строительства главного корпуса намечено на первый квартал 2010 года.

В качестве основного оборудования планируется использовать в составе парогазового блока современные газовые энергетические турбины. Основное преимущество ПГУ заключается в более высоком уровне электрического КПД (до 51-53%) по сравнению с 35-38% на паротурбинных блоках, широко используемых в настоящее время в России.



Оренбургский ГПЗ готовится к переработке казахстанского газа

Газоперерабатывающий завод ООО «Газпром добыча Оренбург» готовится к приему на переработку 9 миллиардов кубометров газа Караганакского месторождения Республики Казахстан.

Основная нагрузка по приему сырья ляжет на установки третьей очереди предприятия. Здесь ведется реконструкция действующих производственных объектов. Началась замена теплообменного оборудования, узла фильтрации.

Замена самого адсорбента позволит получать так называемый «кислый» газ, способный нормально гореть на установках производства серы. Ведется также реконструкция сепарационных устройств. Дополнительно будут установлены анализаторы на содержание сероводорода в газе. После техперевооружения на караганакском газе будут работать все установки очистки газа цеха - У-370 (первая, вторая, третья).



Воры сядут в тюрьму

Суд Перми вынес суровый приговор трем жителям краевого центра, которые совершили кражи металлических изделий (рельсовых накладок, подкладок, костылей, механизмов стрелочного перевода) с железнодорожных путей, находящихся на обслуживании Пермской ТЭЦ-14.

Действия злоумышленников, нарушавших целостность подъездных железнодорожных путей Пермской ТЭЦ-14, угрожали надежному энергоснабжению жителей и предприятий Закамска. Кроме того, создавалась реальная угроза экологической катастрофы, т.к. для нужд беспечебойной работы ТЭЦ по данному пути доставляются опасные грузы – кислоты, щёлочи, мазут.

Обвиняемые, мужчины 1976 и 1987 годов рождения, приговорены к 4 и 5 годам соответственно.



ТМК освоила производство нового вида труб для подводных нефте- и газопроводов

Трубная металлургическая компания освоила производство бесшовных труб на Волжском трубном заводе. Была произведена опытная партия нефтегазопроводных сероводородостойких труб с повышенными свойствами по геометрическим параметрам.

«В связи с активным освоением месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе России и наблюдающейся тенденцией к увеличению строительства нефте- и газопроводов в сложных условиях (сейсмически активные зоны, морская среда и пр.), возрастает потребность в трубной продукции, соответствующей стандарту DNV-OS-F-101. Также мы намерены сертифицировать на соответствие данному стандарту прямозованные трубы большого диаметра, производство которых также начато на ВТЗ», – заявил генеральный директор ТМК Александр Ширяев.



Нефтяники Оренбуржья пробурят «интеллектуальные» скважины

Такой опыт на нефтегазодобывающих предприятиях России применяется впервые.

В текущем году наряду с обычными эксплуатационными скважинами планируется бурение трех так называемых «интеллектуальных» многоствольных скважин. Это самая современная технология.

Ее особенность состоит в том, что при эксплуатации скважин возможно управление каждым из трех стволов. Технология наиболее эффективна для старых месторождений со снижающимся уровнем добычи.



Новости компаний

СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

МЭС Сибири модернизировали систему связи бурятских ЛЭП

На подстанциях 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС и Селендума (Республика Бурятия) установлено шесть комплектов современной аппаратуры высокочастотной связи, модернизирован диспетчерский канал связи и введен в эксплуатацию новый технологический канал связи. Федеральная сетевая компания инвестировала в данный проект около 26 млн рублей.

Система высокочастотной связи предназначена для передачи речи, технологических данных и сигналов-команд по цифровым каналам линий электропередачи. Благодаря выполненным работам улучшилось качество диспетчерской и технологической связи между энергообъектами Бурятии, что способствует повышению надежности электроснабжения потребителей в южной части Республики.



Реактор в Железногорске будет работать еще год вопреки договору России и США

Атомный реактор АДЭ-2 в Железногорске Красноярского края будет готов к пуску с 1 сентября. Об этом договорились на совещании руководители Железногорска, горно-химического комбината (ГХК), инженерно-строительной компании (ИСК) "Росатомстрой" под председательством министра промышленности и энергетики Красноярского края Дениса Пашкова.

Подтверждено решение не выводить реактор из эксплуатации: он будет находиться в режиме ожидания. Ядерного топлива ему хватит до лета 2010 года.

Напомним, что ранее, согласно российско-американским договоренностям, предполагалось вывести реактор из эксплуатации в 2009 году. Однако, как пояснил Пашков, в соглашении было прописано, что это станет возможным только в случае пуска в эксплуатацию замещающих мощностей, - то есть Железногорской ТЭЦ.

В настоящее время мэрия Железногорска и ГХК разрабатывают параметры теплоснабжения города в 2009-2010 годах. Принципиально схема изменена не будет. В первой половине 2010 года тепло в ЗАТО Железногорск поставит реактор, а затем - ТЭЦ.

Одновременно, по информации ОАО "ИСК "Росатомстрой", работы по строительству Железногорской ТЭЦ идут в целом по графику. "В сентябре мы планируем "зажечь" котел", - сообщил на совещании гендиректор компании Артем Бутов.



Богатства Сибири прирастут углем

Освоение Жеронского, Каранцайского и Вознесенского угольных месторождений Иркутской области предусмотрено проектом Стратегии социально-экономического развития Сибири в качестве одного из приоритетов развития региона.

Документ внесен на рассмотрение правительства РФ в мае 2009 года. Согласно проекту Стратегии, к 2015 году на Жеронском месторождении планируется добывать 3,5 млн тонн энергетического угля в год. Ежегодный объем добычи на Вознесенском месторождении в 2010-2015 годах должен составить 4 млн тонн, столько же предполагается добывать на Каранцайском месторождении в 2015-2020 годах.



Богучанка” молит о помощи: назревает социальный взрыв

Строители Богучанской ГЭС обратились с открытым письмом в правительство России с просьбой о помощи. Письмо адресовано вице-премьеру РФ Игорю Сечину.

В нем гидростроители просят принять неотложные меры для “осуществления финансирования достройки Богучанской ГЭС в полном объеме, что позволит сохранить коллектив профессионалов и стабилизирует ситуацию в регионе”.

“Сокращение издержек на строительство на 40% при сохранении его темпов вызывает у специалистов недоумение и тревогу, так как это может привести к замораживанию стройки и, как следствие, повальному сокращению персонала. Принимая во внимание, что из пятитысячного коллектива строителей 70% составляют жители Кодинска и прилегающих населенных пунктов, это вызовет социальный взрыв в районе. Кроме того, негативные последствия неплатежей отразятся, да и уже отразились на подрядных организациях, рабочий контингент которых представлен в основном жителями Красноярского края”, - отмечается в письме.

“Сегодня преступно остановить стройку такого масштаба, готовность которой составляет более 70%. Нужно специалисты в правительстве государства и края не в состоянии просчитать, во сколько обойдется консервация стройки, и сколько необходимо для пуска первой очереди и, соответственно, получения первой прибыли?”, - подчеркивают авторы послания.



На Березовском разрезе добывают уголь по новой технологии

В этом году на Березовском разрезе компании “СУЭК-Красноярск” технической службой разработана концепция добычи угля поэтапным методом демонтажа хвостовой части забойного конвейера, что позволяет получить дополнительный уголь без вскрышных работ. Ранее такая технология на разрезе не применялась. Теперь угольщики осуществляют добычу способом поэтапного демонтажа хвостовой части забойного конвейера и отгрузки запасов угля, ранее планируемых для консервации. Уголь на конвейерный транспорт отгружается роторными экскаваторами.

“Работа же по отработке добычных уступов ведется параллельными заходками с соответственным перемещением забойных конвейеров и наращиванием магистральных конвейеров. Поэтому технологическое решение, которое разработано на нашем разрезе, ликвидирует дефицит подготовленных запасов угля и обеспечивает стабильность работы предприятия”, – подчеркнул технический директор Березовского разреза Александр Буйницкий.

По его словам, новая технология позволит добавочно отгрузить с блока №1 филиала “Разрез Березовский-1” без выполнения вскрышных работ 1520 тыс. т угля.



Иркутская нефтяная компания получит кредит от ЕБРР на утилизацию ПНГ

Кредитный договор на 90 млн евро подписали «Иркутская нефтяная компания» и Европейский банк реконструкции и развития.

Кредитные средства пойдут на проект обратной закачки попутного нефтяного газа в пласт на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении. Это позволит ИНК приступить к выполнению требования по утилизации попутного нефтяного газа до 95% уже в 2009 - 2010 годах.

Планируется, что только на Ярактинском НГКМ с 2010 года в пласт будет закачиваться до 360 млн куб м газа.



Новости компаний

УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

Поставлена под нагрузку 1 очередь электроснабжения Бованенковского НГКМ

Завершены работы по монтажу первой повышительной 6\35 кВ, и мобильной 35\6 кВ подстанций. Это означает, что буро-вые работы на кустах №33 и 34 Бованенковского месторождения газа и нефти теперь надежно обеспечены централизованным энергоснабжением.

Возвведение электросетевых объектов для электроснабжения Бованенковского НГКМ Группой компаний «ЭнТерра» предусматривает несколько этапов. Первый этап - строительство повышательной 6\35 кВ и двух мобильных 35\6 кВ подстанций. Следующий этап – строительство четырех мобильных 35\6 кВ подстанций. По договору с ООО «Бургаз» окончательное завершение строительства электросетевых объектов для обустройства Бованенковского НГКМ запланировано на июнь 2009 года.



На Белоярской АЭС чехлят топливо

На Белоярской АЭС начался очередной этап выполнения программы подготовки к вывозу отработанного ядерного топлива (ОЯТ) энергоблоков №№ 1 и 2.

Поскольку станция вместе с Нововоронежской АЭС являются перво-проходцами при выводе энергоблоков из эксплуатации, то и многие операции, связанные с этой процедурой, уникальны. К одной из таких операций сейчас приступают работники Белоярской АЭС.

В ходе подготовки к вывозу топлива уже разработаны и прошли необходимые испытания специальный транспортно-упаковочный контейнер ТУК и железнодорожный вагон с кантователем для перевозки ТУК. Однако не все кассеты пригодны для того, чтобы сразу загружать их в ТУК: те, что были изготовлены в 60-х годах самыми первыми, сначала нужно поместить в промежуточный чехол, чтобы повысить безопасность их хранения. В 2009 году в такие чехлы будут помещены 50 кассет с отработанным ядерным топливом. Начать вывоз ОЯТ реакторов АМБ с территории БАЭС предполагается в 2012 году.



Водители «таранят» опоры ЛЭП

С начала года в Центральных электрических сетях «Челябэнерго» в результате ДТП повреждено пять опор. Три опоры ЛЭП напряжением 0,4 кВ водители сбили в Кунашакском районе, еще две опоры ВЛ – 10 кВ повредили в Аргаяшском и Сосновском районах. В адрес виновников происшествий направлены претензии о возмещении причиненного ущерба.

При возникновении нештатных ситуаций линия автоматически отключается, соответственно, прерывается энергоснабжение потребителей, запитанных по данной ЛЭП. Сбитая опора восстановлению уже не подлежит и для скорейшего восстановления энергоснабжения необходимо выполнить ее замену. При этом оперативные бригады «Челябэнерго» вынуждены оставлять объекты проведения плановых ремонтов, выезжать к месту ЧП и заниматься срочным восстановлением работы пострадавшей линии.



В Тюменской области началось строительство ЛЭП Демьянская – Снежная

**Стоимость инвестиционного проекта - 700 млн рублей.
Воздушная линия протяженностью 90 км пройдет по территории юга Тюменской области.**

Ввод новой ЛЭП в эксплуатацию, намеченный на конец 2009 года, повысит надежность электроснабжения одного из крупнейших участков магистрального нефтегазопровода, а также жителей Уватского района Тюменской области. Кроме монтажа основного провода будет смонтировано 90 км грозозащитного троса для защиты линии от грозовых перенапряжений. Встроенный в грозотрос волоконно-оптический кабель связи позволит обеспечить надежный информационный обмен между объектами Единой национальной электрической сети (ЕНЭС).



Против лома есть прием

МЭС Урала приняли меры по предотвращению хищений с линий электропередачи. Болтовые крепления металлоконструкций опор воздушных линий были обварены с помощью сварки. Это лишило злоумышленников возможности скручивать болты и снимать детали металлоконструкций.

Обваривание болтов выполнено на всех участках линий электропередачи, где ранее были зафиксированы случаи хищения, а также вблизи населенных пунктов.

Деятельность МЭС Урала охватывает территории семи субъектов РФ: Свердловской, Челябинской, Курганской, Кировской, Оренбургской областей, Пермского края и Республики Удмуртия с населением около 17,3 млн человек. В эксплуатации филиала находятся 104 подстанции 35-500 кВ суммарной мощностью 26 996 МВА и 15 664 км линий электропередачи.



На Аргаяшской ТЭЦ введена в эксплуатацию новая золоулавливающая установка

«Экологическая стратегия компании «Фортум» на увеличение выработки экологически чистых электроэнергии и тепла предусматривает продолжение модернизации котлов нашей станции», - говорит директор Аргаяшской ТЭЦ Иван Мещеряков.

Пущен в эксплуатацию второй комплект кольцевых эмульгаторов улавливания золы из дымовых газов. Эффективность новой золоулавливающей установки достигает 99,8 %. В переоборудование котла № 5 АТЭЦ ОАО «Фортум» вложило около 45 млн рублей.

Установкой фирмы КОЧ (Казахстан) оборудован котел № 5, сжигающий только высокозольный челябинский уголь. Принципиальное отличие этой установки по очистке дымовых газов - работа в режиме непрерывного орошения водой. Модернизация котла № 5 была завершена в конце 2008 года, далее проведена его наладка. Сейчас оборудование работает на полную мощность. А первая золоулавливающая установка с комплектом кольцевых эмульгаторов была установлена на АТЭЦ в 2005 году на котле № 9, что позволило снизить выбросы золы в атмосферу в 12 раз.



На очереди – переоборудование котла № 2 АТЭЦ. В ходе реконструкции второго котла предстоит не только заменить золоулавливающую установку, но также смонтировать более мощные дымососы с газоходами и перенести газопровод. Сейчас идет этап разработки проектной документации на проведение строительно-монтажных работ, который завершится в августе 2009 года. Часть необходимого оборудования будет закупаться в ближайшие месяцы. Ввести в работу третью золоулавливающую установку с комплектом кольцевых эмульгаторов на АТЭЦ планируется до 2010 года.

Новости компаний

СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

На Калининградской ТЭЦ-2 первый в истории станции капремонт

На теплоэлектростанции ведут капитальный ремонт паровой турбины, среднюю инспекцию газовой турбины, капитальный ремонт двух генераторов, ремонты котлов-утилизаторов, а также ремонты оборудования цеха ТАИ, электрического и химического цехов. Ремонт завершится в мае и не затронет газовые турбины, сервисное обслуживание которых запланировано на 2012 год. Работы будут вести 100 человек из персонала ТЭЦ и 150 привлеченных специалистов.

Останов первого энергоблока КТЭЦ-2 не повлияет на энергоснабжение потребителей Калининградской области. Недостающее количество электроэнергии будет компенсировано увеличением перетока из единой энергосистемы России.



Электроэнергия из серной кислоты

ПГ «Фосфорит» (предприятие МХК «ЕвроХим») в Кингисеппе осуществляет уникальный экологический проект по строительству энергоблока мощностью 12 МВт общей стоимостью 500 млн. руб. Использование тепла при производстве серной кислоты обеспечит «Фосфорит» электроэнергией.

Во втором квартале турбина даст первый ток в электросети предприятия, а пока идут испытания всех систем и прокрутка агрегата на холостых средах. Годовое снижение эквивалента выбросов CO₂ в атмосферу составит около 12 тыс. тонн.

Новый энергоблок предназначен для выработки собственной электроэнергии от тепла, образующегося в процессе производства серной кислоты. Схема его работы такова: пар высокой температуры и давления поступает от котла-утилизатора на блок «турбина-генератор». После его использования остаётся конденсат, который проходит через деаэратор и возвращается в котёл-утилизатор. Таким образом, помимо получения собственной электроэнергии (предполагается, что её объём удовлетворит 30-40% потребности предприятия), возникает экономия химически очищенной воды для котла-утилизатора (а это дорогостоящие ионообменные смолы для регенерации).



Армянские энергетики проходят стажировку на Киришской ГРЭС

30 специалистов-энергетиков из Республики Армения стажируются на Киришской ГРЭС (филиал ОАО «ОГК-6»). Все они – будущие работники электростанции «Раздан-5» ЗАО «АрмРосгазпром». Впервые после распада Советского Союза энергетики бывшей союзной республики проходят стажировку на российской электростанции.

«Киришская ГРЭС была выбрана нами неслучайно, – рассказал порталу EnergyLand.info представитель «Раздан-5» Ашот Погосян. – На станции установлен головной, то есть первый в серии, прямоточный котел. Его модернизированный вариант смонтирован на «Раздан-5».

В течение 9 месяцев, почти до нового года, энергетики из Армении будут перенимать опыт своих российских коллег. Каждый из стажеров получит практические навыки по всем профессиям, которые существуют в котлотурбинном цехе: от машиниста-обходчика до начальника смены.



В Санкт-Петербурге завершилось строительство двух кабельных ЛЭП

МЭС Северо-Запада заменили кабельную линию 110 кВ Южная – Южная ТЭЦ, выработавшую свой ресурс, а рядом с ней проложили новую линию электропередачи. ЛЭП имеют общий маршрут трассы, протяженность каждой из них – 1,5 км.

Непосредственная близость подстанции 330 кВ Южная и Южной ТЭЦ, отсутствие на трассе зеленых насаждений позволили разместить кабели линий в специальных наземных лотках. На более сложных участках, чтобы избежать демонтажа дорожного полотна, линии были проложены под землей. Ввод в работу кабельных линий электропередачи 110 кВ Южная – Южная ТЭЦ позволит обеспечить выдачу мощности нового энергоблока Южной ТЭЦ в энергосистему Санкт-Петербурга.



Идут пуско-наладочные работы на новом турбоагрегате Василеостровской ТЭЦ

Оборудование прошло диагностику на холостом ходу, по результатам которой будет проведена наладка и регулировка агрегата, необходимая для его комплексного опробования в рамках подготовки к вводу в эксплуатацию.

Реконструкция Василеостровской ТЭЦ является одним из приоритетных проектов инвестиционной программы ОАО «ТГК-1» и осуществляется при активной поддержке стратегического акционера компании – ОАО «Газпром».

Установка теплофикационной паровой турбины Т-50/60-8,8, изготовленной ЗАО «Уральский турбинный завод», на месте демонтированного турбоагрегата № 3 позволит увеличить электрическую мощность станции на 50 МВт, а тепловую – на 100 Гкал/ч, до 135 МВт и 1 184 Гкал/ч соответственно. Пуск нового оборудования в работу запланирован на третий квартал 2009 года.



«Балтийский завод» заложил энергоблок первой в мире плавучей АЭС

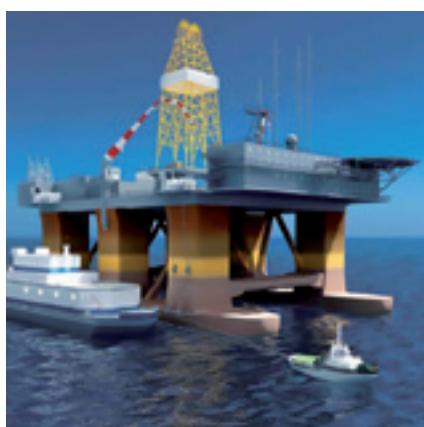
Петербургское судостроительное предприятие ОАО «Балтийский завод» приступает к строительству энергоблока первой в мире плавучей атомной электростанции (ПАТЭС)

Контракт между предприятием ОПК и ОАО «Концерн Энергоатом» предусматривает сооружение, спуск на воду, достройку, испытание и передачу в эксплуатацию головного плавучего энергоблока (ПЭБ) проекта 20870 для атомной теплоэлектростанции малой мощности (АТЭС ММ) с реакторными установками КЛТ-40С.

Завершить строительство планируется к 2012 году. После чего станция направится в Вилючинск. Плавучие АЭС, которые будут строить Балтийский завод, могут базироваться в любом прибрежном районе и использоваться для выработки как электричества и тепла, так и для орошения морской воды. Неоспоримые преимущества ПАТЭС – в мобильности, возможности работать до 10–12 лет без перегрузки ядерного топлива, надежности, экологической безопасности.

Цена договора является твердой и составляет с учетом инфляции на весь период сооружения 9 млрд 982,8 млн рублей.

Плавучие атомные электростанции найдут применение в энергодефицитных регионах, и при реализации проектов, требующих автономного и бесперебойного энергоснабжения в условиях отсутствия развитой энергетической системы.



Новости компаний

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ

ТГК-4 реализует инвестпрограмму-2009

15 мая запущена ПГУ-52 МВт на Елецкой ТЭЦ в Липецкой области. Оборудование станции уже смонтировано. Стоимость проекта реконструкции Елецкой ТЭЦ - 1,43 млрд. руб.

Также компания продолжает работы на других объектах. В частности, ведется реконструкция Северо-западной котельной Курска (КСЗР), на площадке которой будет установлена ПГУ-115 МВт. Основное оборудование для парогазового блока уже заказано и изготавливается. Это две парогазовые турбины производства General Electric, паровая турбина Калужского турбинного завода и изготовленный на подольском заводе «ЗиО-Подольск» (холдинг «ЭМАльянс») котел-утилизатор. Предполагается, что ПГУ-115МВт войдет в строй в 2010 году.



В этом же году ожидается запуск новой ПГУ-115 МВт на Воронежской ТЭЦ-2. В результате модернизации станции удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии снизятся с 413 г/кВтч до 205 г/кВтч, на отпуск теплоэнергии – с 169 кг/Гкал до 150 кг/Гкал. После ввода в строй парогазовой установки выработка электроэнергии на Воронежской ТЭЦ-2 увеличится более чем в 10 раз – с нынешних 81 млн. кВтч до 864 млн. кВтч в год.

Москва отказалась от эксперимента по оплате электроэнергии

Провалилась попытка создать конкуренцию на столичном рынке сбыта электроэнергии. Департамент ТЭК Москвы должен решить, какой из двух поставщиков — государственный «Мосэнергосбыт» или частный «Русэнергосбыт» — останется на энергорынке.

В Восточном (ВАО) и Юго-Восточном (ЮВАО) округах Москвы будет возвращена прежняя система оплаты электроэнергии.



Конкурентную систему в качестве эксперимента ввели с начала года. Жители округов начали получать два документа для оплаты энергии — от традиционного поставщика «Мосэнергосбыта» и частной компании «Русэнергосбыт М». Но ценовой конкуренции не было: в рамках эксперимента обе компании поставляли электроэнергию по одинаковому тарифу, утвержденному властями города.

В конце марта управление Федеральной антимонопольной службы (УФАС) по Москве опубликовало решение по жалобе государственного ОАО «РАО ЭС Востока» (владеет 50,5% акций «Мосэнергосбыта»), в котором оспорило эксперимент. По мнению антимонопольного ведомства, власти столицы принуждали управляющие компании подписывать договоры с «Русэнергосбыт М».

УФАС, настаивая на прекращении нарушения законодательства, требовало восстановить на рынке прежнее положение, когда монопольным поставщиком энергии населению был «Мосэнергосбыт».

Эхо войны: во время ремонта ЛЭП сотрудники «Орелэнерго» находят боевые снаряды

Электромонтеры филиала ОАО «МРСК Центра» – «Орелэнерго» при проведении планового ремонта высоковольтной линии на отрезке Мценск-Верховье в Залегощенском районе Орловской области обнаружили артиллерийский снаряд времен Великой Отечественной войны. Боеприпас лежал в непосредственной близости от одной из опор ЛЭП.



Подобные опасные находки встречаются на объектах «Орелэнерго» не впервые. Так, в 2007 году снаряд калибра 100 мм был найден у опоры ВЛ-110 кВ в Новосильском районе.

А в 2008 году электромонтеры во время проведения работ на высоковольтной линии возле села Кузьминское Свердловского района Орловской области нашли мину под одной из опор ЛЭП. Мина калибром 100 мм пролежала в земле также со времен войны.

КЭС-Холдинг ищет подрядчика для расширения Кировской ТЭЦ-3

«Вводимые мощности, а это два энергоблока по 120 МВт, позволяют повысить надежность Кировского узла, а также дают возможность передачи энергии в другие регионы», - отметил первый вице-президент, операционный директор КЭС-Холдинга Андрей Шишкун.

КЭС объявили о проведении открытых конкурентных переговоров для выбора ЕРС-подрядчика по проектированию, поставке и строительству в связи с расширением Кировской ТЭЦ-3 (г. Кирово-Чепецк).

Ввод парогазовой установки (ПГУ) в три раза увеличит объем производства электрической энергии на теплозаводстанции и значительно сократит удельный расход топлива, что приведет к увеличению доли станции в энергобалансе Кировской области. КЭС-Холдинг планирует завершить строительство до 2012 года.



Лес рубят - щепки не летят

МОЭСК использует новейшее оборудование для утилизации отходов древесины. Филиал «Московской объединенной электросетевой компании» - Центральные электросети – для обслуживания линий электропередач приобрел пять измельчителей древесных отходов. Техника поступила в распоряжение ремонтно-механических станций службы линий.

«Такой измельчитель весьма актуален при расчистке трасс. Ведь техника одинаково тщательно и быстро перемалывает не только ветки, но и плотные сучья и даже стволы деревьев диаметром до 20 см. Благодаря этому исходный объем древесного материала уменьшается более чем в 10 раз», - рассказывает начальник службы линий Центральных электросетей Николай Щанкин.



Измельчитель древесины работает от собственного дизельного двигателя. Простота в обслуживании и низкая себестоимость расходных материалов делают содержание такой машины не только экологически обоснованным, но и экономически выгодным делом.

Изменились правила функционирования рынков электроэнергии

Постановлением Правительства №411 внесены изменения в Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики (Постановление Правительства №530).

Так, из пункта 1081 Правил исключены специфические условия определения доли поставки электрической энергии по регулируемым ценам (тарифам) для крупных потребителей. В пункте 1082 изменен порядок определения доли оплаты по регулируемым ценам (тарифам) ставки за мощность потребителями, рассчитывающимися по двухставочным тарифам. Если ранее эта доля рассчитывалась от договорных объемов 2008 года, то теперь – от фактических объемов потребления мощности.



Пунктом 109 устанавливается порядок определения фактического потребления мощности для исключения возможности различного толкования такого порядка в договорах на розничных рынках.

НП «Совет рынка», принимавший участие в разработке поправок, считает, что эти изменения обеспечивают создание равных условий оплаты электроэнергии и мощности по нерегулируемым ценам на розничных рынках, в первую очередь, снижая средневзвешенные цены для малых и средних потребителей. Это, по мнению НП «Совет рынка» существенно улучшит условия расчетов по нерегулируемым ценам на розничных рынках.

В Сочи завершилось строительство «олимпийской» подстанции «Поселковая»

Построенная в горной местности возле посёлка Красная поляна, новая подстанция обеспечит энергией спортивные олимпийские объекты горного кластера, жилые посёлки, четыре горно-климатических курорта, а также позволит активно проводить строительные работы, связанные с предстоящей в 2014 году зимней олимпиадой в Сочи.

Строительство подстанции «Поселковой» 220 кВ началось в августе 2007 года. Генеральным заказчиком выступила Федеральная сетевая компания, инвестировавшая в строительство объекта 2,8 млрд. рублей.

К подстанции «Поселковая» с побережья подведена воздушно-кабельная линия Псоу-Поселковая, построенная в прошлом году. От новой станции будут питаны строящиеся подстанции 110 кВ Лавра, Роза Хutor, Мзымта. Ввод «Поселковой» создал условия для присоединения к электрической сети около 100 новых объектов.



В Ставропольском крае появится химическая лаборатория для диагностики подстанционного оборудования

Основной задачей лаборатории станет проведение анализа трансформаторного масла, от качества которого зависит надежность работы маслонаполненного оборудования подстанций: трансформаторов, шунтирующих реакторов, выключателей и высоковольтных вводов.

В здании лаборатории будут установлены приборы анализа качества масла, измеритель содержания воды в масле, а также будут установлены современные приборы для исследования кинетической вязкости масла, его плотности и цвета, впервые применяющиеся на Юге России. Испытания масла будут проводиться для оборудования всех 14 подстанций Ставропольского ПМЭС. ПС отвечают за электроснабжение потребителей Ставропольского края, Карачаево-Черкесской, Кабардино-Балкарской и Чеченской Республики, а также Республики Ингушетия и Северная Осетия. На приобретение диагностического оборудования направлено более 7 млн рублей. Завершение работ по созданию лаборатории намечено на июнь 2009 года.



На Каскаде Кубанских ГЭС ввели в работу обратимый гидроагрегат ГАЭС

На ГАЭС после планового капитального ремонта введен в работу обратимый гидроагрегат №1 мощностью 2,65 МВт. Проведенные работы позволили повысить надежность и эксплуатационные характеристики турбины, гидрогенератора и вспомогательного оборудования. Плановые ремонты гидроагрегатов каскада проводят каждые пять лет с целью повышения надежности оборудования.

Стоимость капитального ремонта составила более 4,5 млн рублей.

В 2009 году в соответствии с программой ремонтов Каскада Кубанских ГЭС будет выполнен типовой капитальный ремонт пяти гидроагрегатов, силовых кабельных линий, кабельных линий связи, механического оборудования подъемно-транспортных механизмов, воздушных выключателей, трансформаторов, затворов, решеток. А также выполнен ремонт зданий и гидротехнических сооружений.



В Краснодарских электросетях монтируют видеостену

В диспетчерском пункте управления будет установлен дисплей коллективного пользования, который строится на основе модульных графических стен (видеостен). Общее разрешение таких систем определяется количеством модулей (видеокубов), из которых состоит весь экран.

В помещении диспетчерского пункта Краснодарских электрических сетей ОАО «Кубаньэнерго» будет установлено 24 таких видеокуба размером 1,4 на 0,85 метров каждый.

Установка новой видеостены в диспетчерском пункте позволит намного быстрее получать информацию о работе энергокомплекса, а значит и оперативно реагировать на возможные внештатные ситуации. Высокое разрешение графической видеостены позволит отображать значительный объём информации на одном экране. При этом количество отображаемых окон практически не ограничено.



ЛУКОЙЛ обустраивает месторождения Юрия Корчагина

В конце мая из Астрахани была отбуксирована баржа с верхним строением ледостойкой стационарной платформы (ЛСП-2), которая входит состав объектов обустройства месторождения в Каспийском море.

Опорный блок ЛСП уже установлен на месторождении, закреплен 15 сваями и подготовлен к установке верхнего строения. Наверху размещаются жилые каюты, медпункт, камбуз, провизионные кладовые, общесудовые системы и механизмы, включая вертолетную площадку и спассредства. Жилой блок рассчитан на проживание 105 человек. Длина платформы 41,5 м, ширина – 40,2 м. Высота платформы от уровня моря – 38 м. Автономность – 15 суток.



ЛСП-2 изготовлена на заводе по производству строительных металлоконструкций ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» и в виде отдельных монтажных модулей и блоков доставлена на речных баржах в Астрахань для дооборудования и укрупненной сборки на площадке Астраханского Судостроительного Производственного Объединения.

В дальнейшем ЛСП-2 будет соединена переходным мостом длиной 74,2 м с ЛСП-1, предназначенней для бурения, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, установка которой на месторождении запланирована на конец лета.

Ввод в эксплуатацию месторождения имени Юрия Корчагина запланирован на декабрь 2009 года. Месторождение расположено в 180 км от Астрахани и 240 км от Махачкалы. Максимальный уровень добычи нефти и газового конденсата составляет 2,3 млн. тонн в год и 1,2 млрд. куб. м газа в год.

Тарифы в Кабардино-Балкарии ниже, чем у соседей

Влияние Госкомитета КБР по тарифам на сдерживание цен в рамках своих полномочий позволяет удерживать цену на газ для потребителей КБР сопоставимой, или даже ниже, чем в соседних регионах, - говорит председатель Государственного комитета КБР по тарифам Жираслан Вологиров.

К 1 октября 2009 года стоимость газа для населения составит 2536 рублей за 1000 кубометров, рост составит 116,1% к цене 2008 года вместо ранее запланированных 133,1%. Тариф на электроэнергию для населения вырос на 23 % и установлен в размере 2 рубля 15 копеек за кВт/час. Это минимальное повышение, которое могло быть в соответствии с индексами роста, установленными Федеральной службой по тарифам.

По словам Жираслана Вологирова, сегодня в республике покрывается 28 % от общего потребления, а с вводом второй очереди Нижнечерекского каскада ГЭС, эта цифра вырастет до 45 %.



Мировые Новости

МИР ВОКРУГ НАС

«Силовые машины» модернизировали ТЭС в Болгарии

«Силовые машины» завершили крупный проект по модернизации паровых турбин К-200-130 четырех энергоблоков ТЭС «Марица-Восток-3» в Болгарии.

Контракт на модернизацию паровых турбин был подписан в 2002 году между «Силовыми машинами» и германской компанией RWE (ныне E&Z), входящей в специально созданный для реализации данного проекта международный консорциум. Стоимость контракта составляла около 20 млн евро.

По условиям контракта «Силовые машины» спроектировали, изготовили и поставили на станцию четыре комплекта энергетического оборудования для модернизации турбин, выполнили проект модернизации трубопроводов, а также оказали шеф-монтажные и шеф-наладочные услуги. В результате проведенной модернизации мощность каждого энергоблока станции увеличилась с 200 до 227 МВт.

В настоящий момент все модернизированные энергоблоки приняты заказчиком, запущены в промышленную эксплуатацию и находятся на гарантийном обслуживании «Силовых машин».

После модернизации ТЭС «Марица-Восток-3» является самой передовой электростанцией в Болгарии по экономичности и степени автоматизации. Работающая на низкокачественных углях с высоким содержанием серы, эта станция – экологически чистый объект, который соответствует всем современным европейским требованиям.

«Силовые машины» принимают участие в модернизации двух энергоблоков еще одной болгарской станции – ТЭС «Марица-Восток-2», для которой петербургские энергомашиностроители изготавливают два турбогенератора с водородно-водяным охлаждением мощностью по 220 МВт каждый. Поставка первого турбогенератора запланирована на четвертый квартал 2009 года, второго – на второй квартал 2010 года.



Азиатский банк развития ищет генподрядчика для строительства ЛЭП в Азербайджане

АБР объявил тендер на определение генерального подрядчика для проектировки, разработки, покупки, поставки, монтажа и ввода в эксплуатацию 220-киловольтной линии электропередач Мингячевир-Ашхерон в рамках утвержденного в 2008 году проекта стоимостью в 220 миллионов долларов.

В рамках проекта предусматривается строительство двухконтурной 220 кВ ЛЭП из Мингячевирской гидроэлектростанции до Ашхеронской подстанции, передает Trend Capital. При этом предусматривается объединение 220/110 кВ подстанции со 110 кВ линией электропередачи. На реализацию проекта Совет директоров АБР одобрил кредит в 160 миллионов долларов.

Основная цель проекта - увеличение способности системы энергопередачи и сокращения регионального дисбаланса в экономическом росте посредством адекватного и надежного энергоснабжения, а также расширение возможностей энергопередачи и улучшение качества и надежности энергоснабжения.

По соглашению, кредитные ресурсы Азербайджану будут предоставлены сроком на 25 лет при льготном периоде в пять лет и процентной ставке libor+0,2 процента.



Доставка с задержкой в 17 лет

Статор крупнейшего в Армянской энергосистеме генератора 300 мВт паровой турбины "Раздан-5" был изготовлен еще в феврале 1992 года на заводе "Электросила" и с тех пор находился на хранении в Санкт-Петербурге.

Транспортный вес статора 196 тонн, вес специального шеснадцативозного транспортера 123,5 тонн, суммарный вес 319,5 тонн, а габариты составляют 7450x3960x4180мм.

Вышеприведенные беспрецедентные весо-габаритные размеры груза для транспортировки в Армению и непростая ситуация с транспортными коммуникациями привели к тому, что, начиная с 1992 года, неоднократные попытки перевозки статора генератора 300 мВт на площадку "Раздан-5" заканчивались безрезультатно, что даже стало причиной отказа некоторых крупнейших энергетических организаций от участия в реализации проекта "Раздан-5".

В прошлом году дирекция "Раздан-5" рассмотрела варианты перевозки груза, после чего начались переговоры и подготовительная работа. При рассмотрении трех теоретически возможных вариантов перевозки (воздушным транспортом, автопоездом и по железной дороге) показало технико-экономическую целесообразность детальной проработки варианта железнодорожной перевозки груза по маршруту Санкт-Петербург – порт Кавказ – порт Поти – станция Айрум – площадка "Раздан-5".

С этой целью на заводе-изготовителе "Электросила" был разработан новый транспортный чертеж, который был согласован с РЖД и всеми другими участниками перевозки груза, включая паромную переправу Кавказ-Поти, вышеуказанный маршрут следования был проработан самым доскональным образом с выездом на конкретные участки и производством весогабаритных замеров с привлечением специализированных проектных организаций и использованием специальной вагон-рамы на наиболее сложных участках (мосты, тунNELи, переезды и т.д.), а вопрос расположения и крепежа груза на пароме был согласован с конструкторами корабля.

Выполнение необходимых подготовительных работ и их соответствующее документальное оформление, а, главное, слаженная и скординированная работа всех участников перевозки груза, и, в первую очередь, коллектива ЮКЖД, позволило обеспечить успешную переброску статора генератора 300 мВт на площадку "Раздан-5" в мае 2009 года.

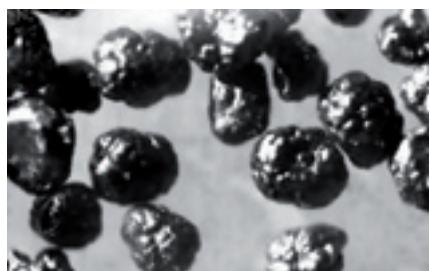


Ядерные таблетки для индийских АЭС

Представители индийской компании NFC провели инспекцию производства ОАО «Машиностроительный завод» (Электросталь), входящего в ОАО «ТВЭЛ», и приняли первую партию топливных таблеток из диоксида урана в объеме 30 метрических тонн.

Технический директор ОАО «Машиностроительный завод» Игорь Петров подчеркнул, что изготовленные для индийских АЭС топливные таблетки являются уникальными по целому ряду параметров, в том числе — геометрия, предельно жесткие спецификации, повышенные требования по внешнему виду.

Российская компания стала первой, подписавшей долгосрочный контракт на поставку ядерного топлива в Индию, после того, как Группа ядерных поставщиков (ГЯП) в сентябре 2008 года сняла ограничения на поставку в Индию урана, реакторов и технологий. Суммарная стоимость контрактов составляет более \$700 млн.



Конкуренция на рынке высоковольтного оборудования

Главный конструктор высоковольтной аппаратуры компании «Энергомаш (ЮК) Лимитед» (филиал в Екатеринбурге, бывший «Уралэлектротяжмаш») рассказывает о новинках, о конкуренции на рынке и о стратегии предприятия.



Александр РОТБЛЮТ
главный конструктор высоковольтной аппаратуры компании «Энергомаш»

На рынке электротехники сегодня существует жесточайшая конкуренция. И чтобы занять на нем определенное положение, очень важно быть в курсе того, что делают твои «друзья-конкуренты». Например, в течение последнего года мне удалось посмотреть производственные площадки наших основных конкурентов: завод в Швеции (г. Людвика), где находится основное производство элегазовых колонковых выключателей компании АББ, и завод в Германии (г. Берлин), где находится основное производство элегазовых колонковых и баковых выключателей, а также КРУЭ компании Siemens.

EL: То есть, с одной стороны, существует жесточайшая конкуренция, но, с другой стороны, определенное сотрудничество между компаниями все же сохраняется?

AP: И да, и нет. При всей нашей конкуренции, а мы бьемся «в кровь», практически на каждом тен-

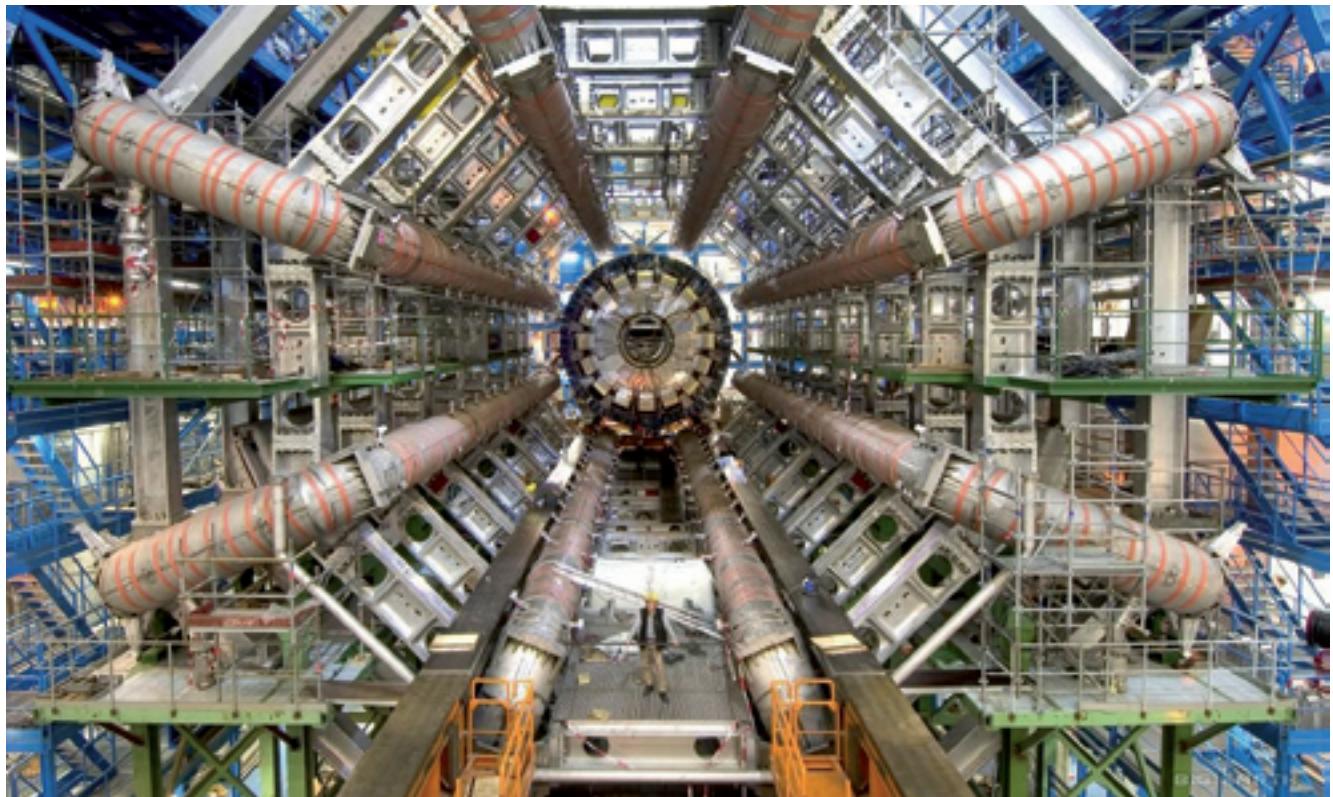
дере в России, есть точки пересечений взаимных интересов. Но это трудно назвать полноценным сотрудничеством. Десять лет назад были предприняты попытки реального сотрудничества, результатом которых стало создание совместного предприятия «АББ-УЭТМ». Примерно через пять лет совместной работы пришло понимание, что, к сожалению, противоречия все равно остаются и конкурент всегда остается конкурентом. Поэтому совместное предприятие прекратило своё существование. Хотя, тот совместный период деятельности с концерном АББ безусловно был для нас полезен. В частности, мы получили определенный опыт по той продукции, которой никогда не занимались в советское время. Я имею в виду отдельно стоящие элегазовые трансформаторы тока и разъединители.

EL: Насколько конкурентоспособна продукция предприятия по сравнению с ведущими иностранными компаниями, широко представленными сегодня на рынке?

AP: Позволю себе считать, что по некоторым видам продукции мы идем впереди. Так, например, наши элегазовые баковые выключатели 110 кВ серии ВЭБ-110 на деле доказали свои более высокие потребительские свойства и надежности работы. Это признают сегодня заказчики, которые имеют возможность сравнивать оборудование разных производителей у себя на подстанциях.

Наше оборудование «от рождения» гораздо лучше адаптировано к работе в условиях экстремально низких температур, характерных для России. Например, зимой 2005-2006 г. в Тюменском регионе температура воздуха опускалась ниже минус 50°C (в отдельных районах - даже до минус 61,5 °C!). Похолодание привело к массовым отказам и нарушениям в работе элегазовых выключателей на классы напряжения 110, 220 и 500 кВ всех западных производителей. В сложившейся предкатастрофической ситуации энергетики были вынуждены объявить «Режим с высокими рисками», и тогда еще РАО «ЕЭС России» организовало в Сургуте работу специального Штаба по обеспечению надежности электроснабжения этого региона.

Только благодаря нечеловеческим усилиям энергетиков, которые закутывали эти выключатели «одеялами», обогревали тепловыми пушками, удалось избежать потери энергоснабжения, грозившей при



Выключатели постоянного тока производства компании «Энгегомаш» установлены в ускорителе элементарных частиц, в лаборатории ЦЕРН, Швейцария

таких морозах нарушением деятельности предприятий, в том числе и по нефте- и газоперекачке, а также перебоями в работе систем жизнеобеспечения людей. По утверждению энергетиков наши выключатели в этих условиях работали безотказно!

В Федеральной Сетевой Компании был серьезный «разбор полётов» этих событий, в ходе которого отмечалось, что иностранные производители в документации бездоказательно декларировали работоспособность своих изделий при таких температурах. И это не единственный случай, когда некоторые характеристики иностранного оборудования не подтверждаются на практике. В частности, это относится к такому важному для выключателя параметру, как коммутационный ресурс, при наработке которого выключатели должны подвергаться капитальному ремонту.

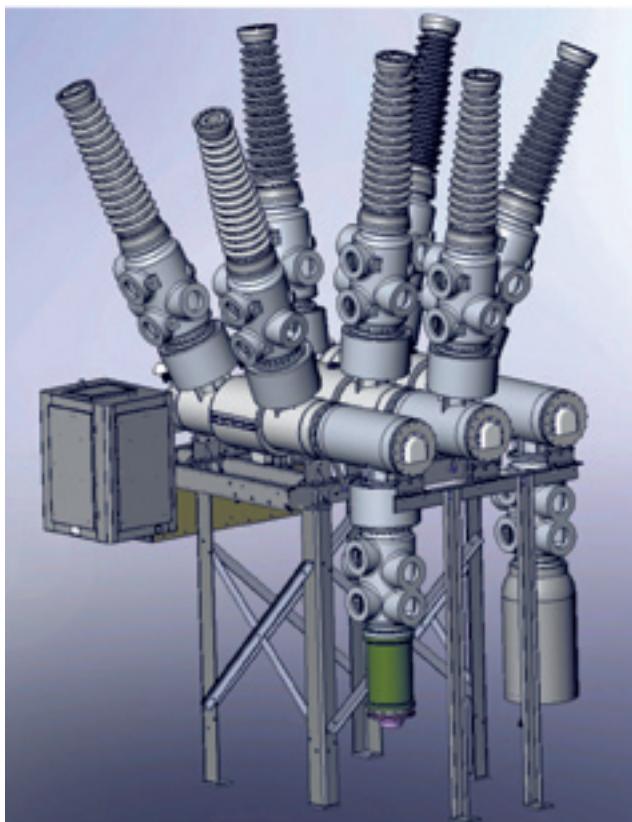
В тоже время, есть позиции, по которым мы пока отстаем от инофирм. Нужно признать, что на полшага отстаем от наших «друзей-конкурентов» по некоторым видам оборудования в классе напряжения 220 кВ. И сегодня наши усилия направлены на устранение этого отставания. Так в следующем году мы планируем выйти на рынок с новыми элегазовыми выключателями на этот класс напряжения.

На хорошем техническом уровне находятся наши колонковые выключатели на 330, 500 и 750 кВ. Кстати говоря, в мире найдётся очень немного предприятий, которые были бы способны предложить на рынок выключатели на сверхвысокий класс напряжения 750 кВ.

Еще один интересный факт. Около восьми лет назад мы победили несколько ведущих электротехнических компаний мира в тендере на поставку выключателей постоянного тока для строительства Большого Адронного Коллайдера в Швейцарии. Причем, условия тендера были очень сложными: необходимо было разработать специальные выключатели, обладающие высоким быстродействием, коммутационным ресурсом и надежностью, способные работать, в том числе, и в условиях радиации. Наши выключатели прошли все проверки в независимом



«Коронное изделие» завода – выключатель ВЭБ – 110



Компактная ячейка ВЭБР 110. Показан образец для испытаний с тремя разными полюсами. Один для воздушного ввода и подключения к двум системам шин, второй для кабельного ввода, третий имеет трансформатор напряжения.

европейском Испытательном Центре и теперь около 300 таких изделий установлено в электрических цепях управления и защиты оборудования Коллайдера в ЦЕРНе (Женева).

Так что, несмотря на абсолютно не сравнимые финансовые, людские возможности, мы способны создавать и производить конкурентоспособное высоковольтное оборудование.

EL: Если сравнивать стоимость вашей продукции с иностранцами, то в чью пользу сравнение?

AP: Мы не относимся к производителям дешевой продукции. Разница в ценах в нашу пользу есть, но она не столь велика. Для обеспечения высокого и стабильного уровня качества наших изделий, больших сроков их службы мы закупаем специальные материалы и компоненты у ведущих мировых производителей, которые достаточно высоко ценят свою продукцию. И хотя наши конкуренты закупают аналогичные компоненты, как правило, у тех же поставщиков, они имеют существенные скидки к базовому уровню цен благодаря значительно большим объемам таких закупок. И это неудивительно, ведь глобальные компании АББ, Siemens и Арева имеют сборочные производства, расположенные по всему миру.

EL: Что нужно сделать, чтобы преодолеть отставание на полшага по тем позициям, которые вы обозначили? Возможно, что-то должно сделать государство?

AP: Прежде всего, нам самим надо продолжать эту работу, которую мы ведем по созданию новых изделий, по обновлению и расширению номенклатуры. Ну и, конечно же, не помешала бы и разумная поддержка этих усилий со стороны государства. По крайней мере, хотелось бы, чтобы в родном отечестве нам не создавали искусственных проблем. Приведу пример. Для того, чтобы приступить к производству разработанного нового изделия требуется проведение большого объема испытаний. Дело в том, что, в соответствии с мировой практикой, подтверждение протоколами испытаний соответствия параметров нового выключателя требованиям стандартов, является обязательным. Одними расчетами тут обойтись невозможно. Так вот, существуют стандарты МЭК (Международная электротехническая комиссия — международная организация по стандартизации в области электрических, электронных и смежных технологий). В этих стандартах описана методология и объем необходимых испытаний, например, для высоковольтных выключателей. Эти стандарты приняты во всем мире, включая бывшие советские республики. Именно по этим стандартам МЭК испытывается продукция всех иностранных производителей.

В России приняты и действуют свои стандарты системы ГОСТ Р. В чем-то они жестче стандартов МЭК, в чем-то нет. Но самое главное, что требования по методологии и объему испытаний в этих стандартах для высоковольтных выключателей имеют существенные отличия! Поэтому российский производитель, чтобы поставлять продукцию и на отечественный, и на зарубежные рынки должен проводить испытания и по российским стандартам, и по МЭК.

Иностранные же производители приходят в Россию с протоколами типовых испытаний на соответствие только требований МЭК, и их продукцию принимают! По существу, мы вынуждены проводить двойной объем испытаний, а это дополнительные расходы на десятки миллионов рублей, и увеличение сроков создания изделий на 6-9 месяцев. Получается, что «правила игры» в нашей стране для российских производителей и иностранцев разные. Такие вот двойные стандарты. Такая вот «поддержка» отечественного производителя.

EL: Для электротехнического предприятия, которое претендует на лидирующую роль на рынке, важно иметь возможность испытывать свою продукцию и новые разработки. Испытательная база «УЭТМ» была в советское время лучшей в стране. Как обстоят дела сегодня?

AP: Действительно, в советское время в состав нашего производственного объединения входил НИИ НПО «Уралэлектротяжмаш», который отвечал за разработку и испытания высоковольтной аппаратуры. В НИИ работало около 1000 человек, в том числе около 500 конструкторов и испытателей. В НИИ была построена уникальная по своим возможностям испытательная база для высоковольтной аппаратуры.

Министерством Электротехнической промышленности институту была отведена роль головного предприятия по разработке и испытаниям высоковольтной аппаратуры в СССР. Поэтому разработки НИИ передавались для производства не только на наше предприятие, но и на многие другие заводы страны.

В результате приватизации получилось так, что завод УЭТМ и НИИ были приватизированы разными собственниками, при этом уникальная Лаборатория коммутационных испытаний осталась в составе НИИ. Остальные испытательные лаборатории сохранились в составе нашего предприятия. Кстати, сегодня эти лаборатории аккредитованы Госкомитетом по техническому регулированию России в качестве Испытательного Центра, которому даны права на про-



Цех по производству ВВА. В цехе реализован принцип гибкой мобильной технологии, позволяющий быстро расширять и перемещать участки сборки разных изделий согласно производственной необходимости

ведение сертификационных испытаний.

С 1995 по 2005 год нам удавалось использовать Лабораторию коммутационных испытаний на правах аренды у НИИ. В 2005 году мы, к сожалению, не смогли согласовать с арендодателем ни продление договора аренды, ни цену, по которой мы были готовы её выкупить. Поэтому два года назад эту лабораторию мы потеряли.

В России подобной Лаборатории с требуемыми испытательными возможностями больше нет. Переговоры с европейскими лабораториями, а в Европе есть только две независимых Центра такого профиля (Голландия и Италия), нас не удовлетворили. Прежде всего потому, что на испытания надо занимать очередь за 6-9 месяцев, причём предлагаются условия для «парадных» испытаний, а не для исследовательских.. Ну и стоимость самих испытаний оставляет желать лучшего. В конце концов, мы нашли отличный испытательный центр в Южной Корее, куда сейчас и отправляем свои изделия для проведения этих специальных испытаний.

EL: Как отразилась потеря собственного испытательного центра на конструкторском потенциале завода? Смог ли завод преодолеть последствия

болезненных преобразований, о которых много рассказывали СМИ в конце девяностых годов?

AP: Вокруг нашего завода было очень много слухов и домыслов. После вхождения в компанию «Энергомаш» на заводе начались большие преобразования, суть которых была для многих непонятна. Должен признаться, что и я сам не сразу всё осмыслил.

Но жизнь показала, что преобразования, реализуемые руководством компании на нашем заводе, объективно необходимы для укрепления и возрождения нашего предприятия, для достижения цели по созданию современного, отвечающего всем требованиям сегодняшнего дня производства.

И сегодня наше предприятие имеет сильный Инженерный Центр, специалисты которого ведут разработки по всем направлениям своей деятельности. Постоянно идет процесс реконструкции, техперевооружения и переоснащения производственных мощностей. По отзывам наших заказчиков, которые постоянно нас посещают, наше предприятие по культуре и вопросам организации производства ничем не уступает западным конкурентам.

EL: Несмотря на конкуренцию и проблемы, о которых вы рассказали, есть ли у завода успехи за последнее время?

AP: В составе завода сейчас работают четыре производства: силовые трансформаторы и реакторы, высоковольтная аппаратура (ВВА), преобразовательная техника, турбогенераторы и магнитные подшипники.

Например, объём производства высоковольтной аппаратуры последние 3-4 года ежегодно прирастал примерно в 1,5 раза. Каждый год мы выводим на рынок новые изделия. К 2001 году мы полностью сняли все старые изделия с производства. То есть обновили номенклатуру на 100%. Если говорить о последних разработках, то в январе мы сдали аттестационной комиссии ФСК новую разработку – элегазовый трансформатор напряжения ЗНГ-110.



**Новая разработка:
трансформатора
напряжения
ЗНГ -110 У1, ХЛ1**

Этот измерительный трансформатор в 2 раза легче не элегазовых аналогов, компактнее и является практически «безуходным». Трансформатор прошел все испытания. У нас уже поступают заказы на это изделие. В 2009 году запускаем в производство трансформатор этой же серии на напряжение 220 кВ. Для нас это абсолютно новая линейка продуктов. До этого у нас не было опыта по разработке и производству

Экспертное мнение

трансформаторов напряжения.

Во втором квартале 2009 года мы планируем сдать комиссии ФСК элегазовый баковый выключатель 220 кВ на ток отключения 50 кА. По конструкции он подобен выключателю 110 кВ. Он будет столь же надежен. Рассчитываем, что выпуск начнется в конце 2009 года. Одновременно с этим мы готовим новый колонковый выключатель на 220 кВ.

EL: Расскажите о новой разработке - элегазовой ячейке ВЭБР-110.

AP: С одной стороны это ячейка является аналогом компактных решений компаний АББ (типа PASS M0) и Сименс (типа DTC). С другой стороны ячейка является развитием и нашей идеологии гибридных аппаратов, к которым относятся выпускаемые нами баковые выключатели со встроенным трансформатором тока.

Ячейка ВЭБР-110, как и её импортные аналоги, является промежуточным решением между отдельно стоящим оборудованием и КРУЭ (комплектными распределительными устройствами элегазовыми). Такие решения не столь дороги, как КРУЭ, но гораздо более компактны по сравнению с отдельно стоящим оборудованием.

Компактная ячейка ВЭБР 110. Показан образец для испытаний с тремя разными полюсами. Один для воздушного ввода и подключения к двум системам шин, второй для кабельного ввода, третий имеет трансформатор напряжения.

Ячейка разрабатывается на базе серийного элегазового бакового выключателя ВЭБ-110. Предполагается разработка нескольких стандартных модулей (модуль воздушного ввода, кабельного, модуль ТН, модуль блока разъединителей-заземлителей и пр.), сочетанием которых можно будет получить практически любую необходимую конфигурацию ячейки.

На сегодня переданы в производство чертежи опытных образцов. Нам еще предстоит большая работа по их изготовлению, испытаниям, так что о начале продаж можно будет говорить через 1,5-2 года, если не внесет свои корректиры экономический кризис.

EL: Чтобы выпускать современную и качественную продукцию необходимо иметь современное

производство. Расскажите о том, что было сделано для развития завода в последние времена. Если сравнивать УЭТМ с аналогичными западными производствами, в чем отличие?

AP: Очень много. Полностью реконструированы производственные площади высоковольтной аппаратуры (ВВА), закуплено самое современное оборудование. Сейчас строится два новых производственных корпуса. Первый - для производства преобразователей и систем управления для ГТ ТЭЦ. Второй - для производства силовых трансформаторов.

Если сравнивать наше производство ВВА с аналогичными производствами АББ и Сименса, то наш сборочный цех имеет примерно в пять раз большую площадь. У них в цехах крайне мало свободного места, что создаёт большие трудности в случае необходимости увеличения объема производства. Мы, с учётом наших площадей, без больших усилий можем удвоить, утроить, упятерить объемы производства. Например, летом этого года, когда возникла необходимость в течение нескольких месяцев в 4 раза увеличить объём производства элегазовых трансформаторов тока, мы решили эту задачу, без ущерба для другой продукции.

EL: В 2008 году вы достигли 2 млрд.руб. товарного выпуска высоковольтной аппаратуры. Не опасаетесь, что кризис скорректирует Ваши планы, по выпуску новой продукции, по модернизации? Разработана ли антикризисная программа?

AP: Наивно было бы полагать, что кризис обойдет нас стороной.

К сожалению, уже в ноябре - декабре 2008 г. начались проблемы с оплатой заказчиками произведенной нами продукции. Есть даже примеры отказа от проавансированного оборудования. Уменьшился объем заказов по итогам первого квартала. В то же время я надеюсь, что обвала в энергетике быть не должно. Эти надежды основаны на той информации, которую мы получаем от наших основных заказчиков, на существующей у них объективной необходимости в замене старого, отслужившего свой срок высоковольтного оборудования.

Антон ГУЗЕВ

Учебный центр



ЭнергоTerritory

Представляет



Базовый курс

г. Екатеринбург, ул. Студенческая 1, корп. 3
(343) 278-44-91, 345-09-74
www.energo-ucheba.ru

Правовые основы деятельности частного электрика

Семинар, основной задачей которого помочь частному электрику разобраться в правовых аспектах ведения бизнеса.

Основные разделы семинара:

Регламентирование деятельности в области строительства • Техническое регулирование: технические регламенты, национальные стандарты.

- Переходный процесс от лицензирования к системе сертификации.
- Саморегулируемые организации: участие, преимущества, обязательства.
- Надзорные органы, контроль деятельности частного электрика.

Юридическое сопровождение деятельности частного электрика

- Правовые основы деятельности: основы гражданского, трудового права
- Договорные отношения с Заказчиками: правила и порядок заключения договоров, выполнение обязательств, учет прав и законных интересов Электрика, условия наступления ответственности.
- Ответственность в сфере предпринимательской деятельности.
- Способы защиты прав частного электрика: досудебное урегулирование споров, претензионное право, основания обращения в суды.



СТРОЙДОРМАШ

БМ-205Д

**ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ
БУРИЛЬНО-КРАНОВЫЕ
МАШИНЫ С ГЛУБИНОЙ
БУРЕНИЯ 3-5 МЕТРОВ**

БКМ-516А

**ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
ОБСЛУЖИВАНИЯ
И РЕМОНТА ЛИНИЙ
ЭЛЕТРОПЕРЕДАЧИ**

624600, Свердловская обл., г. Алапаевск, ул. Серова, д. 1.
тел./факс: (343) 372-71-21; sdm@sdm.ur.ru; www.zavod-sdm.ru

Московское представительство:
107564, г. Москва, ул. Краснобогатырская, д. 2, стр.73, оф. 5
тел./факс: (495) 225-75-60; E-mail: sdm_moscow@mail.ru

Уральское представительство
620010, г. Екатеринбург, ул. Торговая, 2, оф. 125
тел/факс (343) 270-88-54; 270-88-57; 217-84-90.
E-mail: sdm_ural@mail.ru

Санкт-Петербургское представительство
194292, г.Санкт-Петербург, ул. Домостроительная, 4, оф. 301, 304
тел/факс (812) 448-13-56.

БКМ-317А

Без разведки ресурсов не будет

БУДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ ПРЯМО СВЯЗАНО С МАСШТАБАМИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ (ГРР), ЧТО БЫЛО ЧЕТКО ПОКАЗАНО НА КРУГЛОМ СТОЛЕ «Расширение воспроизводства сырьевой базы нефтегазовой промышленности» на 9-м Международном Форуме ТЭК (Санкт-Петербург, 25-26 марта 2009 года).

Chairman of the Forum Programme Committee,
Chairman of the Russian Academy of Sciences Research Council
for Geology, Oilfield Development and Reservoir Engineering



Тон общей дискуссии задал академик **Алексей КОНТОРОВИЧ**, Председатель научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа, в своем выступлении на Пленарном заседании:

- В последние два-три года в главном нефтедобывающем регионе страны – ХМАО

– добыча падала. Связано это прежде всего с тем, что уже около 15 лет, с 1994 года, мы пренебрегаем развитием геологоразведочных работ, «проедая» запасы, подготовленные в советское время. Нынешние объемы геологоразведки ни в коей мере не отвечают потребностям и возможностям развития нефтегазового комплекса России.

Где в первую очередь должны развиваться геологоразведочные работы? По моему мнению, в Восточной Сибири. Министерство природных ресурсов и Роснедра проделали огромную работу, провели аукционы и выдали огромное количество лицензионных участков. На этих участках достаточно нефти, чтобы наполнить ВСТО. Но, к сожалению, геологоразведочные работы в Восточной Сибири не разворачиваются.



Александр ГЕРТ, д.э.н., зам. генерального директора ФГУП «Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья»:

- Восточная Сибирь изучается системно после подписания в 2005 году приказа министра природных ресурсов, согласно которому этот регион должен стать сырьевой базой для нефтепровода ВСТО. В программе заложены ГРР и распределение лицензионных участков. Размер уже разведенных запасов - 11 млрд т. Ресурсный потенциал существенный, однако он недостаточен, чтобы обеспечить трубопроводную систему на 20-30 лет, потенциальная мощность которой планируется 80 млн т нефти в год.

За четыре года работы программы открыто достаточно много месторождений, их география широка. Открытия на распределенных участках сделаны благодаря соблюдению технологии ГРР, включая глубокое бурение. Везде, где компании занимались разведкой, совершались серьезные открытия, что подтверждает ресурсный потенциал Восточной Сибири.

Алексей КОНТОРОВИЧ:

- Пробуренные разведочные метры бывают разными. Если бурит умный геолог, он на каждый метр прирастит 500 т, слабый геолог не прирастит и 100 т. Поэтому нужно увеличивать и объемы ГРР, и их эффективность. Несколько лет назад, когда только началась реализация проекта ВСТО, говорили: как только мы выделим деньги, сразу пойдут запасы. Ничего подобного! Района, более сложного геологически, чем Восточная Сибирь, мировая практика не знает. Необходимо использовать все методы, которые позволяют с наименьшими затратами подготовить запасы к разработке. Если нет хорошей геофизики и геохимии – мы будем дырявить землю впустую. Когда мы говорим о росте объемов глубокого бурения, то имеется ввиду, что оно должно сопровождаться ростом «умной» геофизики, сейморазведки, геохимической съемки. Каждая скважина должна давать продукт. Более того, если использовать плохой или тяжелый раствор, можно погубить скважину. Например, мы десятки лет точно знали, что в Томской области пласты средней Юры должны содержать нефть – и никогда не получали ее в разведочных скважинах, ни разу. Но вот сейчас пришли малые компании, и одна из них первой получила приток нефти из этих горизонтов. Это открывает целое направление нефтедобычи и в Томской области, и Тюменской. Применяя новые технологии, мы найдем новые запасы нефти.

**Олег ПРИЩЕПА, ген. директор ФГУП «ВНИГРИ», обратил внимание на территориальный аспект геологоразведки:**

- Налицо существенный дисбаланс в геологическом изучении недр между регионами, где недра уже давно разрабатываются, и между вновь осваиваемыми территориями. Если говорить о шельфах северных морей, Сахалине и Восточной Сибири, то видно, что хорошо разведано только 15-20% территории. В Уральском регионе изучена половина всего потенциала. По разведенным запасам лидируют уже освоенные территории (4 к 1), но если говорить о ресурсах, то тут ситуация прямо противоположная. Сравнительный анализ сырьевой базы нефти показывает, что на 10 месторождений в развитых регионах приходится только одно в регионах развития. Потенциал по газу в развивающихся регионах не так значителен, как по нефти, хотя и существенен.

Простое наращивание масштабов геологоразведочных работ ни к чему не приведет, это самообман, если не будет предпринята существенная перестройка в целом. Сегодня в Энергетической стратегии по всем развитым регионам заложен рост нефте- и газодобычи. Но на региональном уровне настроения не столь оптимистичные. Регионы раз-

витой добычи (ХМАО, Волга-Урал) не разделяют уропатриотические намерения властей России – нужно думать не о росте, а о поддержании и постепенном снижении добычи, которое не приведет к социальному напряжению в регионах.

Алексей КОНТОРОВИЧ:

Другой важнейший регион – Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Ее недра не оскудили, недавно завершена разведка Ванкорского месторождения, запасы которого превышают 500 млн т. Но ведущие добывающие компании сворачивают геологоразведку! Это серьезная угроза экономической безопасности России и будущему ее нефтегазовой отрасли.

Российская энергетика была и на долгие годы останется ориентированной на горючие полезные ископаемые: нефть, газ, уголь. Для ее поддержания необходимо в 5-6 раз увеличить объемы геологоразведки. Но бизнес в нее пока не инвестирует. В 2006 году Россия достигла уровня добычи нефти, который она имела в 1990 году. Это огромное достижение нашей нефтяной отрасли. Но в 1990 году было пробурено более 7 млн м глубоких геологоразведочных скважин, только в Западной Сибири мы пробурили 2,8 млн м. А в 2006 году пробурено только 1,3 млн м, и этот уровень продолжает снижаться. Если мы не переломим ситуации с геологоразведкой, то в ближайшие годы нас ждет сначала нефтегазовый, а потом и общеэкономический кризис.

**Виктор ОРЛОВ, Председатель комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды, обратил внимание на вопрос учета балансов:**

Начиная с 2005 года, согласно официальной статистике, на баланс ставятся запасы нефти, газа, золота и других полезных ископаемых, превышающие объемы их добычи. Это позволяет рапортовать, что тенденции истощения ресурсов нет и идет активное их восполнение, и якобы можно считать, что «Стратегия развития ТЭК до 2020 года» будет выполнена. Между тем объемы геологоразведочных работ с 1990 года по настоящее время сократились по различным видам до 10 раз, вернувшись по некоторым параметрам к уровню послевоенных лет.

В 1993 и 1994 годах проходка геологоразведочного бурения составляла 1,5 млн м, и вплоть до 2001 года объемы бурения росли (если не считать временного спада в 1998-м), с 2002-го происходит резкое падение с 73 до 27 открытых месторождений в 2007-м, и только в 2008-м началось восстановление и было открыто 66 месторождений. Можно сделать вывод, что геология нефти и газа находится в состоянии систем-

Круглый стол

ногого затяжного кризиса, начавшегося в 1989 году.

Чем объясняется бурный рост запасов ресурсов в последние годы? Начиная с 1963 года, ежегодный пересчет запасов приводил к их снижению, и только с 2004 года их пересчет стал приводить к росту. Только в прошлом году приращено 946 млн т нефти, всего же добавилось более 3 млрд т. Что изменилось – методика, техника, технологии? А вот что: резко возросли цены, и ранее нерентабельные и списанные запасы стали возвращаться на баланс. Также широкое применение сейсморазведки (2D и 3D) и моделирования позволило получить более точное представление о структуре и объемах месторождений.



О взаимосвязи государства и бизнеса высказался **Григорий ВЫГОН, директор Департамента экономики и финансов Министерства природных ресурсов и экологии РФ:**

- Несмотря на то, что Стратегия существенно скорректирована, значительные средства направляются на разведку новых месторождений. Министерство уделяет большое внимание стимулированию геологоразведки недропользователями.

Объемы разведочного бурения и его эффективность играют важную роль в воспроизводстве МСБ. Привлечение новых горизонтов, снижение потерь, повышение коэффициента извлечения нефти (КИН), даже углубление ее переработки – это элементы воспроизводства МСБ, которые могут быть, особенно в зрелых нефтяных регионах, даже эффективнее поисково-разведочного бурения.

Средний размер открываемых месторождений неуклонно снижается. Разумно сосредоточить ГРР в новых осваиваемых регионах, в старых же заняться повышением нефтеотдачи пластов.

Виктор ОРЛОВ:

- Бюджетные затраты в финансировании ГРР составляют 10-12%, все остальное – частные инвестиции. Но деньги в этом вопросе – не показатель. В 2000 году на разведку затрачено \$1,2 млрд, пробурено 1,9 млн м поисково-разведочных скважин. В 2007 году затрачено \$6,5 млрд, а пробурено 1,4 млн м! (Стоимость непосредственно бурения – 70% всех затрат.) Настоящий показатель – не деньги, а реальные приращенные запасы. Если умножить метры на 250, то получится реальная оценка приращенных запасов нефти, все остальное – приписки. Чтобы прийти к умеренному воспроизводству МСБ, нужно тратить \$16-18 млрд, но при этом надо разбираться со структурой затрат.

Наилучший результат дает комплексное применение методов ГРР, и на каждом этапе работает свой метод. 2D-сейсмография работает неплохо, трех-

мерная работает еще лучше, а вот их объединение с разведочным бурением способно выдать оптимальный результат. Самое продвинутое направление в геологии – прогнозирование, способность предсказать расположение и объемы залежи. Надо заглянуть на 10 млн лет назад и на глубину 3-5 км, вычислить и указать точку бурения. Начальный этап очень ответственен.

Алексей КОНТОРОВИЧ:

- Нужен системный, принципиальный анализ всего закона о недрах и связанного с ним налогового законодательства. Изначальный закон не был плохим, но на него наложили огромные налоги, думая о бонусах вместо запасов – но ведь живем мы не бонусами, а запасами и добычей нефти и газа. Вся эта система требует целенаправленной корректировки.

Пока мы не создадим такую ситуацию, при которой недропользователь будет обязан вести глубокое поисково-разведочное бурение на полученном лицензионном участке, не будет ничего.



Проблему воспроизводства запасов газа развил **Юрий СИЛАНТЬЕВ (НИИ природных газов и газовых технологий):**

- В 1990-е годы главной задачей «Газпрома» было выжить, сохраниться как единое целое, поэтому об инвестициях речь не велась. Эксплуатировались те запасы

газа, которые были разведаны до 1992 года. Сейчас разведенность «старых» районов (например, Ямала) достигает 40%, Ставрополья – 70%, новые районы разведаны на 10-20%. Эпоха дешевых «таманских» газов кончается.

На газовую разведку сейчас в Россию затрачивается не более 10-16% прибыли, в то время как нормальный уровень, достигаемый ведущими газодобывающими компаниями мира – 30%. «Газпром» готовит план геологоразведочных работ до 2030 года, затраты планируются в размере 1,5 трлн руб.

Алексей КОНТОРОВИЧ:

- Когда стоимость газа на внутреннем рынке во много раз меньше, чем на внешнем, то «Газпром» фактически дотирует экономику России, особенно ее европейской части. И каждый житель европейской России в своем кармане ощущает подарок от «Газпрома». В свое время было принято такое решение на уровне Ельцина, возможно, тогда оно было единственным правильным, но время дотаций заканчивается. «Газпром» сегодня ведет такие масштабные проекты в России и за рубежом, и продавать газ за бесценок уже невозможно.

Кирилл СОКОЛОВ

Электрические сети

Рынок трансформаторов: три фазы кризиса?

Различные сегменты трансформаторного рынка по-разному реагируют на кризис. Менее других уязвима группа масляных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ. Девальвация российской валюты активизировала процессы вытеснения импортного оборудования и комплектующих отечественными аналогами. Девять поставщиков трансформаторной продукции комментируют ситуацию на рынке.

Несколько предкризисных лет стали периодом активного развития отечественного рынка трансформаторной продукции. Динамике способствовал общий экономический подъем и растущий спрос на оборудование со стороны энерго- и электросетевых, промышленных и ресурсодобывающих компаний, сферы ЖКХ. С одной стороны, на российский рынок активно «заходили» иностранные производители, с другой – отечественные компании стремились не только удовлетворить внутренний спрос, но и расширять экспортные поставки. Этот процесс хорошо иллюстрирует ситуация, сложившаяся в Уральском регионе – одном из российских лидеров по производству трансформаторов. Общий объем трансформаторного экспорта (в основном – в страны ближнего зарубежья) в 2007 – 1 кв. 2008 г. по Уралу в денежном выражении превысил \$16,5 млн



ТАБЛИЦА 1.

**Рейтинг основных экспортеров (производителей) трансформаторов Уральского региона.
Период 2007 г. – 1 кв. 2008 г. Источник: ИАК «ВладВнешСервис».**

Предприятие	Общий объем поставок \$, тыс.	Доля в общем объеме продаж \$, тыс.	Общий объем поставок в ед. товара	Доля в общем объеме продаж в ед. товара
Свердловский завод трансформаторов тока	6986,75	42,17	44865	85,93
Уралэлектротяжмаш-Уралгидромаш	4795,47	28,95	61,00	0,12
Росэнерготранс	683,05	4,12	10	0,02
Уралтермосвар	320,17	1,93	572	1,10
АББ Электроинжиниринг	288,60	1,74	12	0,02
Курганский электромеханический завод	192,26	1,16	28	0,05
Завод сварочного оборудования «Искра»	164,38	0,99	322	0,62
Уралэлектротяжмаш	117,33	0,71	9	0,02
Прочие	3019,12	18,22	6333	12,13
Итого	16567,14			

Финансово-экономический кризис, начавшийся во второй половине прошлого года, по всей видимости, серьезно подкорректирует производственные программы и планы российских энергомашиностроителей, в том числе и компаний, выпускающих трансформаторы.

В конце 2008 – начале 2009 года возникли предпосылки снижения спроса на трансформаторы. Крупнейшие российские энергокомпании сокра-

щают инвестиционные программы. Так, ФСК почти в два раза уменьшил расходы на реконструкцию действующих и строительство новых объектов. Инвестпрограмма МРСК может «похудеть» на 30 %. Пересматриваются планы ввода новых энергомощностей и на промышленных предприятиях.

Пока нет «кризисной» статистики производства и продаж трансформаторов российскими компаниями, а мнения экспертов довольно противоречивы.



Многие говорят о снижении спроса и даже стагнации трансформаторного рынка. Другие отмечают, что рынок продолжает развиваться, но иначе, чем до кризиса. Количество отгрузок снизилось незначительно, но более высокая цена обеспечивает рост – не в количественном, а в денежном выражении. Подорожание трансформаторов обусловлено тем, что российские производители используют импортные комплектующие. Маркетинговое исследование, проведенное одной из российских компаний, отмечает изменения в структуре спроса на трансформаторы. В частности, по данным компании, наблюдается повышение спроса на импортные трансформаторы высокой мощности. На «кризисном» российском рынке трансформаторной продукции идут противоречивые процессы. С одной стороны, увеличение потребности в мощных и дорогих импортных трансформаторах, с другой – недоступность дорожающего оборудования для многих потребителей. Крупные компании, в меньшей степени пострадавшие от кризиса, продолжают реализовывать проекты, требующие, в том числе, дорогостоящего электрооборудования. Компании же, в большей степени подверженные кризисным явлениям, вынуждены либо отказываться от проектов, либо вести их, снижая финансовые вложения, то есть, закупая менее дорогое, и, как следствие, менее качественное оборудование.

Чтобы детальнее разобраться в кризисных тенденциях и посткризисных перспективах рынка, редакция www.energyland.info попросила прокомментировать ситуацию ведущих российских поставщиков трансформаторной продукции.



**Сергей ГРИДНЕВ,
коммерческий директор
ООО «БЕТРАНС»
(г. С.-Петербург):**

– Рынок трансформаторов, как часть электротехнического рынка – не постоянен, его динамика зависит от многих факторов. В первую очередь – от темпов развития, строительства

и модернизации объектов энергетики, промышленности и ЖКХ. Сейчас в связи с общим экономическим кризисом, отсутствием финансирования, захватом многих инвестиционных программ, и как следствие, снижением темпов развития экономики, общий объем спроса на силовые трансформаторы снизился. Уменьшение спроса заставляет производителей снижать цены. Например, «Укрэлектроаппарат», «МЭТЗ им. В.И. Козлова», Алтайский и Самарский трансформаторные заводы, чтобы поддержать производство и сохранить рабочие места, прибегли



Официальный партнер ПРУП "МИНСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД им. В.И. КОЗЛОВА"
ОАО "УКРЭЛЕКТРОАППАРАТ" г. Хмельницкий

На правах рекламы

РЕАЛИЗАЦИЯ СО СКЛАДА И ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ



Трансформаторы масляные от 1,25 до 4000 кВА
напряжением от 6 до 35 кВ: ТМГ, ТМ, ТМЗ,
ТМГСУ, ТМЖ, ТМГМШ, ОМ, ОМП



Трансформаторы сухие от 10 до 3150 кВА
напряжением 6, 10 кВ: ТС3ГЛ, ТС, ТС3,
ТСЗН («NOMEX»)



Подстанции КТП, КТПН, БКТП от 25 до 2500 кВА
напряжением до 35 кВ



Подстанции МТП, МТПО, МТПЖ до 250 кВА,
КТПТО-80, КСО, КРУ, ЩО-70, ШУЭС

ДОСТАВКА

Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Челиева, д. 8. Тел./факс: (812) 448-14-20 - многоканальный
E-mail: bet@betrans.ru www.betrans.ru

к снижению отпускных цен в среднем на 5-10 % от уровня прошлого года.

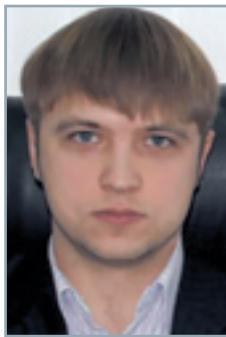
Скорее всего, в ближайшее время ситуация останется без изменений. Но если при поддержке Правительства РФ будет реализован комплекс антикризисных мер в области строительства и энергетики – спрос на рынке трансформаторов в течение 2-3 лет может вернуться к объемам 2008 года.



**Александр СМИРНОВ,
ведущий менеджер
отдела маркетинга
ОАО «СВЕРДЛОВСКИЙ ЗАВОД
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА»
(г. Екатеринбург):**

– С ноября 2008 года на СЗТТ снизились объемы продаж, однако уже в феврале-марте 2009 года наметилась тенденция роста. Большинство организаций сейчас ограничивает закупки, временно заморозив средства. Заказчики стали более осторожными в расходовании денег.

Цены на продукцию СЗТТ сейчас держатся на уровне декабря 2007 года. И хотя за последние месяцы мы неоднократно сталкивались с просьбами потребителей снизить цены, анализ ситуации на рынке подсказывает, что реальных оснований для этого нет. Да, в период кризиса подешевели некоторые материалы, например, медь, но, в то же время подорожала электротехническая сталь. Кроме того, мы используем импортное оборудование и запчасти, а также импортные материалы, которые закупаем в Европе, цены на которые привязаны к евро или доллару. Спрос на электротехническую продукцию в ближайшие годы будет восстанавливаться. Возможны скачки, многие проекты будут разморожены еще не скоро, но завод не останавливает работу. Наши прогнозы исключительно положительные.



**Сергей РУЗАНОВ,
заместитель директора
по продажам силовых
трансформаторов
ООО «Управляющая Компа-
ния «Электрощит» Самара»:**

– Снижение спроса на рынке силовых трансформаторов в I-ом квартале 2009 года безусловно наблюдается. В первую очередь это связано с сокращением инвестиционных программ крупнейших компаний электроэнергетической отрасли.

Мы провели тщательный анализ всех сегментов рынка, по результатам которого было принято ре-

шение максимально уделить внимание нескольким отраслям, в которых снижение объемов закупок силовых трансформаторов наблюдается в меньшей степени. А по отношению к остальным секторам – повысить степень ответственности перед заказчиками и максимально удовлетворить их потребность.

Поведение основных заказчиков в условиях сложившейся экономической ситуации однозначно меняется. Практически все закупки осуществляются посредством конкурсов, основные требования которых – наиболее выгодные условия поставок. Оценив рынок комплектующих и материалов, наши специалисты выполнили расчет эффекта дохода и эффекта замещения при изменении спроса на импорт в результате изменения обменных курсов валют. Вывод: импортозамещение – один из основных факторов стабильного существования в период кризиса.



**Александр БАГУЦКИЙ,
руководитель отдела
комплектации
ООО «КОМПАНИЯ ЭНЕРГОН»
(г. Москва):**

– Спрос на силовые трансформаторы, например, типа ТМГ, не изменился, и это связано в первую очередь с высоким уровнем износа основных фондов энергосетевых компаний. Утверждены планы их обновления, ведь даже в кризисное время электроэнергетика не может останавливаться. Это дает нам основание сделать прогноз о том, что в ближайшие 2-3 года спрос на трансформаторы не изменится, несмотря на кризис.

Ситуация с комплектными трансформаторными подстанциями несколько иная. Мы можем отметить увеличение потребности крупнейших компаний сырьевого сектора в КТП. У них имеются четкие программы закупок и по ним ситуация кардинально не поменялась. Конечно, возникли сложности с формой оплаты, сроками проведения платежей. Конкурсы проводятся, а оплата или запуск производства по результатам конкурса начинается с опозданием. Стала обычной практикой поставка оборудования на условиях предпоставки, когда предприятие за счет собственных средств производит КТП и затем доставляет заказчику.

Нет тенденции применения более дешевых комплектующих или оборудования вторичного рынка (б/у трансформаторов) с целью снижения стоимости КТП – для крупных предприятий это неприемлемо.

Хотя январь и февраль не показательны (на эти месяцы приходятся самый низкий уровень продаж в году), но если сравнивать с январем-февралем прошлого года, то можно отметить, что количество запросов на КТП, приходящих от прямых заказчиков, уменьшилось на 20-30 %. Сетевым компаниям и небольшим



производственным предприятиям, которым требовалось расширение и дополнительные мощности, пришлось пересматривать свои планы и приостановить некоторые проекты по реконструкции.

**Валерий ЩУКИН, начальник отдела маркетинга ООО «ЭЛЕКОМ»
(г. Екатеринбург):**

– Учитывая динамику изменения прогнозов электропотребления (временный фактор), с одной стороны, и степень физического износа трансформаторного парка с другой (постоянно возрастающая составляющая) можно сделать вывод, что в ближайшие годы возникнет острая необходимость ретрофита (реконструкции) или замещения большого количества подстанций новыми. Предпосылки:

- значительная часть парка трансформаторов имеет длительный срок эксплуатации;
- это усугубляется недостатками конструкций трансформаторов выпуска до 1978 года, имеющими динамически неустойчивые обмотки; трансформаторы выпуска до 1965 года имеют магнитопроводы из горячекатаной стали с повышенными активными потерями;
- ежегодно выходят из строя с повреждением обмоток около 1 % трансформаторов, 50 % из них списывается;
- плановая замена изношенных трансформаторов не производится;
- отдельной острой проблемой трансформаторов является техническое состояние высоковольтных вводов.

Поэтому спрос на трансформаторы в ближайшей и долгосрочной перспективе будет только повышаться.



**Мария АНДРЕЕВА,
руководитель отдела трансформаторного оборудования
ООО «РОСПОЛЬ-ЭЛЕКТРО+»
(г. С.-Петербург):**

– Начиная с 2002 года в России резко увеличился спрос на сухие трансформаторы с литой изоляцией. Это объясняется в

первую очередь их экологичностью и пожаробезопасностью, простотой монтажа и обслуживания, малыми эксплуатационными расходами. Благодаря компактным размерам и низкому уровню шума, данный тип оборудования находит все большее применение при реконструкции существующих подстанций, а также во встроенных подстанциях в жилищном строительстве и на объектах соцкультбыта.

Мировые экономические тенденции последнего времени повлекли за собой приостановку финансирования строительства новых объектов и реконструкции существующих. В сложившихся условиях ужесточилась конкуренция среди поставщиков.

Если в середине 2008 года выбор оборудования был обусловлен соотношением цена/качество, то сегодня, стараясь минимизировать затраты, заказчики руководствуются прежде всего стоимостью.

Согласно статистике последних лет, ежегодный прирост рынка сухих трансформаторов составлял около 25 %. Несмотря на сложившуюся экономическую ситуацию, объем рынка сухих трансформаторов остается на уровне 2005 года.



**Дмитрий ЖУРАВЛЕВ,
директор по маркетингу
и продажам компании
«БАЛТЭНЕРГОМАШ»
(г. Москва):**

– В сегменте трансформаторов большой мощности на напряжение 110/35/10 кВ наблюдается серьезное сокращение объемов продаж. Урезание многих инвестиционных программ в промышленности, строительстве, госсекторе повлекло за собой сокращение потребностей в мощностях, как следствие, многие сетевые компании сократили программы перспективного развития в разы. Основной удар пришелся на реконструкцию и строительство



ООО «РОСПОЛЬ-ЭЛЕКТРО+»
официальный дистрибутор
компании IMEFY (Италия)

**СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ
С ЛИТОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ (CTR)**
производства компании IMEFY (Италия)

На правах рекламы



Кратчайшие сроки
Лучшие цены на рынке

ПС 110(35). Сейчас ситуация напоминает ту, что была лет пять назад. Тогда основными потребителями трансформаторов большой мощности были «Газпром», нефтяные компании и предприятия сырьевого сектора. Но и здесь наблюдаются проблемы с финансированием инвестиционных программ 2009 года.

Менее всего кризис затронул сегмент масляных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, так как до 70 % оборудования этой группы идет на капитальный ремонт и техническое перевооружение. Сокращение – до 20-25 %.

Наконец, в сегменте сухих трансформаторов 6(10)/0,4 кВ наиболее уязвима продукция иностранных производителей, так как большинство российских потребителей нацелено сейчас на сокращение издержек. В тех случаях, когда это разрешается Ростехнадзором и существующим законодательством, они стараются приобретать вместо сухих трансформаторов масляные.



**Ирина ДУБРОВСКАЯ,
старший менеджер
отдела продаж
ЗАО «ЭЛЕКТРОНМАШ»
(г. С.-Петербург)**

– Несмотря на кризис, спрос на трансформаторы стабилен и продолжает расти. По нашим данным, темп роста рынка трансформаторов составил за последние несколько лет 20-25 %.

Основные заказчики не потеряли устойчивых позиций, это относится, в первую очередь, к предприятиям нефтегазодобывающей и перерабатывающей отрасли, объектам ТЭЦ и энергетическому сектору. Износ оборудования в энергетическом секторе значителен, и поэтому спрос на трансформаторы не снизится.

Изменения коснутся, в первую очередь, соотношения долей трансформаторов отечественного и зарубежного производства. Стоимость продукции становится основным фактором, влияющим на решение заказчика, а поскольку по известным причинам импортные трансформаторы значительно возросли в цене, то отечественная продукция занимает все более выгодные позиции.



**Виктор РУМЯНЦЕВ,
заместитель генерального
директора
ЗАО «ЭЙЧ ДИ ЭНЕРГО»
(г. Москва):**

– На фоне падения рубля стоимость оборудования зарубежных производителей растет, а для российского потребителя нередко цена – определяющий фактор выбора. Азиатские компании (Корея, КНР) находятся в более выгодном положении, чем европейские, но, конечно, увереннее всего себя чувствуют украинские и российские производители, ведущие расчеты в рублях, использующие комплектующие в основном российского или, соответственно, украинского производства.

При снижении спроса на трансформаторное оборудование в России возможно снижение объемов производства, но скачка цен в сторону повышения или понижения пока не предвидится.

Некоторые европейские компании, чтобы остаться на российском рынке, идут на снижение прибыли. Но долговременно работать на пределе рентабельности никто не будет, даже для того, чтобы удержаться на занятой ранее позиции. Тем не менее, надеюсь, что основные российские потребители трансформаторного оборудования не пойдут на то, чтобы отказаться от продукции зарубежных производителей.

Константин ЛИТВИНЕНКО

Учебный центр



Представляет



Базовый курс

г. Екатеринбург, ул.
Студенческая 1, корп. 3
(343) 278-44-91, 345-09-74
www.energo-ucheba.ru

Разработка электрической части проекта в жилищном строительстве

Семинар направлен на систематизацию знаний в области проектирования и выбора оборудования на основании выполненных расчетов, а также защиты проекта при сдаче объекта в эксплуатацию.

Основные разделы семинара:

Алгоритм проектирования. Последовательность выполнения проекта.

Основные расчеты:

- расчет нагрузки
- расчет токов короткого замыкания
- расчет сечения кабелей
- расчет потерь
- расчет освещения для жилищного строительства

Состав проекта.

Оформление проекта.

Порядок сдачи проекта в надзорные органы.

Практические занятия по проектированию. Примеры из проектной деятельности.



Впереди КРУтые перемены?

Изменит ли кризис расстановку сил на рынке комплектных распределительных устройств (КРУ)? Экономическая нестабильность и конкуренция могут поспособствовать появлению продукции с высокими эксплуатационными характеристиками и невысокой стоимостью.



Докризисная экспозиция

На российском рынке представлены КРУ более 60 компаний-производителей: отечественных, из стран ближнего зарубежья; мировых лидеров электротехнической индустрии.

Среди крупнейших иностранных производителей, активно продвигающих свою продукцию в России – Siemens, ABB, Schneider Electric, Alstom, AREVA. Эти компании – не только производители КРУ, но и основные поставщики новых конструктивных и технологических решений в области распределения электроэнергии.



«Заслуживают внимания сравнительно недавно появившиеся производители КРУ из стран ближнего зарубежья – «Таврида Электрик» (Украина), КРУЭЛТА (Украина), КЭМОНТ (Казахстан), «Росполь-Электро» (Россия – Польша), – рассказывает руководитель проекта КРУ ОАО «ПО Элтехника» Геннадий Ефимов. Используя в собственных разработках опыт ведущих производителей, эти компании, как правило, проводят более гибкую политику адаптации оборудования под конкретные требования заказчика».

Конкурентное преимущество отечественных производителей – приемлемая цена готовых изделий при сохранении высоких эксплуатационных и технических характеристик, адаптация оборудования для эксплуатации в условиях Крайнего Севера и вечной мерзлоты. По мнению Геннадия Ефимова, в докризисные годы отечественное КРУ-строение развивалось опережающими темпами по сравнению с разработками новых типов комплектующих – силовых выключателей, выключателей нагрузки, разъедините-

нителей. Поэтому при общемировой тенденции к уменьшению габаритных размеров ячеек КРУ без уменьшения номинальных параметров российские разработчики частично были вынуждены применять коммутационные аппараты ведущих зарубежных компаний.

Среди наиболее крупных и известных отечественных КРУ-производителей эксперты называют «Электромаш» (КРУ «Элтима»), ГК «Электрощит» – ТМ Самара» (КРУ СЭЩ-70 и др.), ЗАО «Высоковольтный союз» (серия КУ10(6)С), ГНПП «Контакт» (КРУ КС-10), «ABS Электротехника» (КРУ С-410), ПО «Элтехника» (КРУ «Волга» и др.), «Мосэлектрощит» (КРУ К-129 и др.).

Лейтмотив кризиса

Общий рост цен на электротехническую продукцию в начале 2009 года по сравнению с 4-м кварталом 2008 года составил в среднем 5 – 10 %.



«В условиях кризиса уменьшается ёмкость отечественного рынка КРУ, вследствие чего обостряется конкуренция, особенно ценовая, поскольку инвестиционные бюджеты заказчиков лимитированы, – говорит Екатерина Бабуриня, специалист по маркетингу ОАО «Мосэлектрощит». – Ожидаемо усиливается конкуренция российских производителей между собой. Производители также встают перед необходимостью интенсифицировать маркетинговые усилия, в особенности сбытовую деятельность».

«В настоящее время потребители больше интересуются российскими КРУ. Причины две. Во-первых, строительство инфраструктурных объектов финансируется в основном за счет федерального бюджета с приоритетом отечественному оборудованию.



Во-вторых, растет спрос на оборудование средней и нижней ценовой ниши, в основном – российское, – говорит директор по маркетингу и продажам «БалтЭнергоМаш» Дмитрий Журавлев. – Снижение цен на российские комплектующие и материалы позволяет производителям продавать КРУ с дополнительным дисконтом».

«Сейчас доля КРУ российского производства увеличивается – это обусловлено повышением цен на импортную продукцию, – поясняет Геннадий Ефимов, руководитель проекта КРУ ОАО «ПО Элтехника». – Для максимизации объемов продаж российские компании вынуждены искать более совершенные технические решения, производить замену импортных комплектующих более дешевыми – отечественными аналогами. Это ведет к появлению на рынке новых типов КРУ». Так, «ПО «Элтехника» недавно представила моноблок «Онега-М» (класс необслуживаемых КРУ) с воздушной изоляцией (рис. 1), созданный на базе КСО «Онега».



Рис. 1. Моноблок «Онега-М»

Габаритные размеры, благодаря современным средствам изоляции – в пределах аналогичных элегазовых моноблоков.

По мнению технического директора ЗАО «Новая Энергетика» Юрия Иванова, в нынешнем году всех разработчиков КРУ ждет сокращение производства: «На рынке будут востребованы старые проверенные КРУ эконом-класса – К-104, К-59, а также камеры КСО».



Сдерживание дальнейшего роста цен, а по возможности их снижение – одна из главных «антикризисных» задач российских производителей КРУ. Экс-

перты отмечают несколько путей ее решения.

«Цену можно сдерживать перейдя на отечественные комплектующие, а также оптимизируя прочие издержки, – считает Екатерина Бабурина. – Например, совершенствуя закупочную и логистическую деятельность. Если позволяет финансовое состояние, можно использовать такую меру, как снижение нормы прибыли».

«Снизить цену можно, применяя в КРУ отечественные коммутационные аппараты, трансформаторы и другое оборудование, – говорит Геннадий Ефимов. – Этому способствует продолжающийся рост предложения от российских разработчиков коммутационной аппаратуры. Унификация типовых решений и конструктивных исполнений КРУ может значительно сократить себестоимость готового изделия, в конечном счете, позволив снизить его цену».

Архитектура кризиса

Основные долгосрочные тенденции конструирования КРУ:

- сокращение габаритных размеров ячеек;
- размещение выкатного элемента с силовым выключателем в средней части ячейки взамен традиционного – напольного – варианта установки;
- секционирование внутреннего объема ячеек на функциональные отсеки с обеспечением локализации электрической дуги и продуктов горения в пределах одного отсека;
- унификация узлов ячеек разных серий и разных классов напряжения;
- создание ячеек с минимальными требованиями к частоте обслуживания;
- конструирование КРУ на номинальное напряжение 20 кВ.

В конце 2008 года Российская группа «Таврида Электрик» представила малогабаритную камеру с воздушной изоляцией КСО – 207 «Новация». Компоновочное решение, позволившее уменьшить габариты и сделать эксплуатацию более удобной: размещение трансформаторов тока и напряжения, шинного и линейного разъединителей вместе с выключателем ВВ/TEL на выдвижном моноблоке. Ширина по фасаду – 650 мм, глубина (по основанию) – 800 мм, высота – 2100 мм.



«КРУ может быть необслуживаемым только тогда, когда не обслуживающими являются все составляющие компоненты, – считает директор по маркетингу Группы компаний «Таврида Электрик» Владислав Воротницкий. – Работая в этом направлении, «Таврида Электрик» анонсировала принципиально новую

идеологию КРУ/TEL «Эталон», все основные элементы которой являются собственной разработкой компании».



«Тенденции конструирования КРУ: повышение безопасности и надежности, уменьшение габаритов ячейки. Сегодня средний срок эксплуатации КРУ – 25 лет. В будущем появятся устройства, способные работать значительно дольше», – говорит Леонид Шуктомов, начальник проектно-конструкторского отдела ООО «Электронмаш Инжиниринг».

Перспективным представляется модульный принцип построения ячеек КРУ, при котором сама ячейка состоит из нескольких отдельных корпусов, соединенных вместе. Это дает большую гибкость процессу производства (параллельная сборка, изготовление отдельных модулей на сторонних предприятиях).

Пример модульной архитектуры – одна из последних разработок ОАО «ПО Элтехника» – КРУ «Волга» 6(10) кВ (рис. 2).



Рис. 2.
КРУ «Волга» 6(10) кВ

Особенности:

- клапаны, автоматически перекрывающие вентиляционные отверстия в перегородках между модулями ячейки КРУ;
- автономная для каждого модуля система клапанов сброса опасного избыточного давления и выброса продуктов горения в безопасную для персонала зону.

КРУ «Волга» также комплектуется защитным шторочным механизмом в модуле выкатного элемента.

Для удобства эксплуатации и обслуживания КРУ каждый производитель предлагает свои оригинальные конструктивные решения. Например, в ячейках серии КУ10(6)С (ЗАО «Высоковольтный союз») используются поворотные консоли, благодаря чему стал возможен оперативный пофазный доступ к трансформаторам тока.

«В 2009 «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» запустила в серийное производство 4 новых вида ячеек: КРУ СЭЩ-70, КРУ-СЭЩ-70Д (20 кВ), КСО-298М и КСО-298 MSC, – рассказывает коммерческий директор ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» Сергей Засыпкин. – Удобство доступа к

трансформаторам тока – одна из функциональных особенностей КРУ СЭЩ-70 (рис. 3) и КРУ-СЭЩ-70Д (20 кВ). Другое инновационное решение в этой серии – многофункциональная система мониторинга ИНФО-СЭЩ. Мнемосхема отображает состояние аппаратов, сигнализируя о наличии напряжения, опасной температуре в 3-х точках на каждой фазе. Есть возможность «горячей» фазировки и передачи данных по каналам телемеханики.

Предприятия группы выпускают выключатели, устройства цифровой защиты, измерительные трансформаторы тока и напряжения (по лицензии немецкой фирмы Ritz), трансформаторы собственных нужд. Мы ведем статистику работы комплектующих на проданных КРУ. На основе анализа этих данных для применения в КРУ выбираются надежные, лучшие по параметрам «цена-качество», комплектующие».

Рис. 3. КРУ СЭЩ-70.

«Кризисная» установка большинства потребителей на снижение издержек способна скорректировать баланс спроса не только на «начинку» КРУ (импортное\ отечественное), но и ее архитектуру. Главный минус трехярусных ячеек с выдвижной «кассетой» посередине – более высокая стоимость, чем у КРУ традиционной компоновки с выкатным элементом в нижней части.



По мнению Екатерины Бабуриной, специалиста по маркетингу ОАО «Мосэлектрощит», положительным результатом кризиса может стать появление на российском рынке КРУ, обладающих значительными конкурентными преимуществами при сравнительно низкой стоимости.



Константин ЛИТВИНЕНКО

Антикризисный «Салют» Елецкой ТЭЦ

На Елецкой ТЭЦ запущен новый энергоблок ПГУ-52 МВт. Посетивший церемонию открытия президент группы «ОНЭКСИМ» и совладелец ОАО «ТГК-4» Михаил Прохоров рассказал о стратегических инвестициях в энергетику, пообещав вопреки кризису наращивать свое присутствие в отрасли.

15 мая 2009 года город Елец (Липецкая область), наверное, впервые за свою историю пережил небывалый наплыв VIP-персон. Список прибывших – более чем внушительный: Президент группы «ОНЭКСИМ» и один из самых богатых людей России Михаил Прохоров, губернатор Липецкой области Олег Королев, Председатель совета директоров ОАО «Территориальная генерирующая компания № 4» Юлия Басова, генеральный директор ТГК-4 Евгений Абрамов; съемочные группы крупнейших мировых телеканалов – BBC и CNN, представители нескольких десятков российских изданий и информационных агентств.

Если бы не мировой финансово-экономический кризис, причину информационного бума – торжественный пуск ПГУ-52 на Елецкой ТЭЦ – можно было бы назвать заурядной. Но в текущих экономических условиях, на фоне общероссийского спада энергопотребления ввод нового производственного объекта – событие, заслуживающее внимания.

«Ввод ПГУ-52 – знаменательное событие не только для Ельца, Липецкой области, но и для всей России, – подчеркнул **Михаил Прохоров**. – Мы очень горды тем, что ТГК-4 первой в условиях кризиса выполнила часть взятых на себя инвестиционных обязательств».

«Это очень мудрое решение руководства «ОНЭКСИМ» и ТГК-4 – ставить не на выживание, а на развитие, – заявил **губернатор Липецкой области Олег Королев**. – Новые мощности Елецкой ТЭЦ не



сотрудничество с ТГК-4 носит для нас стратегический характер».

«Пуск ПГУ-52 – это новое рождение Елецкой ТЭЦ, построенной в 1955 году, – говорит **Юлия Басова**, председатель совета директоров ОАО «ТГК-4».



Юлия БАСОВА,
Председатель совета директоров ОАО «ТГК-4»



Олег КОРОЛЕВ, губернатор Липецкой области

только обеспечивают действующие предприятия, но и гарантируют развитие новых – в рамках свободной экономической зоны, создаваемой в нашем регионе. Липецкая область – энергодефицитна, поэтому

– Срок окупаемости проекта – 7-10 лет, но многое зависит от потребителей и от того, насколько динамично будет развиваться свободная экономическая зона в Липецкой области».

Ввод ПГУ-52 увеличит установленную электрическую мощность Елецкой ТЭЦ с 18 МВт до 52 МВт.

«Основное оборудование нового энергоблока – российского производства, – рассказывает **заместитель генерального директора по капитальному строительству ОАО «ТГК-4» Александр Умрихин**.

– В состав парогазовой установки комбинированного цикла входят два газотурбинных агрегата типа ГТУ-20С (по 20 МВт каждый) производства ФГУП «МПП «Салют», два паровых котла-утилизатора («ЗИО-Подольск») и паровая турбина 12 МВт (Ка-

лужский турбинный завод)».

Многих интересовал вопрос о коэффициенте полезного действия ПГУ-52, ведь это первый опыт создания ГТУ на базе авиационных двигателей, выпускаемых НПП «Салют». Насколько конкурентно это оборудование продукции ведущих иностранных компаний?

«КПД более 60 % достигает только один из опытных образцов ПГУ компании Mitsubishi, – поясняет **Александр Умрихин**. – У всех остальных произ-



**Александр УМРИХИН,
заместитель генерального директора
капитальному строительству ОАО «ТГК-4»**

водителей этот показатель не превышает 54 %. Но необходимо учесть, что КПД зависит от единичной мощности каждой установки. ГТУ «Салют» не хуже импортного оборудования, но стоит дешевле».

Внедрение на Елецкой ТЭЦ ПГУ отечественного производства снизит не только капитальные, но и эксплуатационные расходы, уверен **генеральный директор ОАО «ТГК-4» Евгений Абрамов**:



**Евгений Абрамов
генеральный директор ОАО «ТГК-4»**

«Очень важен вопрос обслуживания. Например, у нас есть турбины Siemens, и мы вынуждены раз в четыре года отправлять их на сервисное обслуживание в Канаду – это дополнительные расходы. Здесь оборудование российское, вопросы обслуживания будут решаться проще и дешевле. Мы знаем, что авиационные двигатели, на базе которых созданы ГТУ «Салют» – очень надежны».



Михаил Прохоров выше всех на голову буквально

Паровая турбина 12 МВт





С пуском ПГУ-52 на Елецкой ТЭЦ планируют значительно снизить удельные расходы топлива: с 474 г\кВтч до 210 г\кВтч на отпуск электроэнергии, с 161 кг\Гкал до 145 кг\Гкал – тепла.

Но каковы перспективы эксплуатации ПГУ-52 в условиях кризиса, ведь в первом квартале 2009 года реализация электроэнергии по ТГК-4 снизилась на 23 %?

«Либерализация рынка не требует, чтобы мы вырабатывали электроэнергию в максимальном объеме, – говорит **Виктор Катасонов, первый заместитель генерального директора по производству ОАО «ТГК-4».** – Сегодня мы производим электроэнергию только тогда, когда это экономически выгодно. Есть возможность приобрести электроэнергию на свободном рынке и продать потребителям. При этом она может быть дешевле, чем произведенная на наших станциях. Основная составляющая себестоимости электроэнергии – газ. В ПГУ-52 МВт Елецкой ТЭЦ очень низкие показатели удельного расхода газа, поэтому производство электроэнергии становится выгодным даже при неполной загрузке».

На ПГУ-52 проведена пуско-наладка, и станция уже запущена в работу. На проектную мощность новый энергоблок Елецкой ТЭЦ выйдет до конца 2009 года.

«Я рассматриваю кризис как возможность для развития. Выигрывает тот, у кого более правильная стратегия и самая сильная команда. Россия – великая энергетическая держава, поэтому для того чтобы быть эффективным и успешным частичные инвестиции в эту отрасль – просто необходимы. Инвестиции в энергетику для нас ключевые, стратегические. Мы будем продолжать наращивать присутствие на этом рынке», – заявил на пресс-брифинге по окончании торжественного пуска ПГУ-52 МВт на Елецкой ТЭЦ **президент группы «ОНЭКСИМ» и совладелец ОАО «ТГК-4» Михаил Прохоров.**

Экологические стандарты нового оборудования очень высоки, и мы также горды тем, что это отечественное оборудование, что весьма важно в нынешних экономических условиях».

Кирилл БОРОДИН



**Михаил
Прохоров**
президент группы
«ОНЭКСИМ»

О стратегических инвестициях в энергетику

«Я рассматриваю кризис как возможность для развития. В кризис выигрывает тот, у кого правильнее стратегия и сильнее команда. Россия – великая энергетическая держава, поэтому для того чтобы быть эффективным и успешным – инвестировать в энергетику просто необходимо».

Как изменится инвестиционная стратегия группы «ОНЭКСИМ» в условиях кризиса?

– Есть текущая конъюнктура, и есть стратегия. Кризисы происходят чаще, чем изменение стратегии. Мы выстраиваем стратегию на 25-30 лет. Поэтому кризис влияет не на стратегию, а на то, какие рынки будут меняться. Для группы «ОНЭКСИМ» инвестиции в энергетику – ключевые, стратегические. Мы будем продолжать наращивать присутствие на этом рынке.

Почему для модернизации Елецкой ТЭЦ было выбрано отечественное оборудование?

– 15 мая мы запустили ПГУ-52 МВт на Елецкой ТЭЦ. Для бизнеса всегда актуален вопрос: «цена-качество-эффективность». ПГУ-52 МВт на базе ГТУ «Салют» – это тот случай, когда цена-качество – оптимальные, и это инновационное решение. Поэтому если к триаде «цена-качество-эффективность» добавляется возможность делать заказы в нашей стране, чтобы развивался рынок – это идеальный вариант.

Будет ли меняться инвестиционная программа ТГК-4?

– У ТГК-4 есть обязательства по развитию генерирующих объектов, но жизнь вносит свои корректировки. Изначально запланированный объем инвестиций в развитие энергетики – около \$800 млн. Я заверяю, что каждая копейка, заложенная в инвестпрограмму, будет потрачена на российскую энергетику. Какие мощности и где будут построены – этот вопрос до конца не решен, идет работа с Правительством РФ, губернаторами, чтобы в условиях изменившейся конъюнктуры четко проанализировать, какие компании нарастят, а какие сократят потребление электроэнергии. Тот объем мощностей, который мы планировали, обязательно будет введен. Но пока я не могу сказать о следующих объектах, это наше ноу-хау, если расскажу – воспользуются конкуренты.



Энергетические парадоксы

Потребителям все труднее становится платить по счетам, однако всерьез энергосбережением до сих пор никто не занимается



Энергоемкость произведенной в России продукции по прежнему в два-три раза превышает общемировую. При этом дешевой энергии нет и никогда не будет. Кризис неизбежно должен способствовать повышению эффективности энергопотребления, иначе мы никогда не станем конкурентоспособными, - убежден **генеральный директор ОАО «Челябэнергосбыт», Заслуженный энергетик РФ Вячеслав Серёдкин.**

- Вячеслав Павлович, что сейчас происходит с энергопотреблением и исправно ли рассчитываются ваши клиенты?

- По уровню энергопотребления нас отбросило почти на десяток лет назад. За последние полгода снижение составило 10-12 процентов. Почти весь объем этого снижения - за счет промышленности. При этом доля населения в общем объеме потреб-

ления растет, причем, существенно. С 2000 года, когда эта доля составила не более 8 процентов, она увеличилась в 3 раза и сегодня население - это 25 процентов нашего полезного отпуска. Заметьте, растет не только доля в процентах, но и фактический объем потребления населением. Общее падение потребления к началу второго квартала затормозилось, ситуация стабилизировалась, и это уже хорошо. Неизбежное следствие кризиса - снижение уровня оплаты за энергию. На 1 марта общий объем кредиторской задолженности - 1 миллиард 450 миллионов рублей, в том числе промышленность с сельским хозяйством - больше 600 миллионов, федеральный бюджет - около 100 миллионов рублей, областной и местные бюджеты - 85 миллионов рублей, но эта сумма уже снижается. Малый и средний бизнес должны 430 миллионов рублей, сфера ЖКХ - 190 миллионов.

- Насколько выросли неплатежи по сравнению с докризисным периодом?

- В благополучные годы 2007-й и 2008-й дебиторка составляла примерно 400 миллионов рублей. При ежемесячном объеме продаж в 2 миллиарда это несущественно. В конце прошлого года буквально за два месяца она выросла до 820 миллионов, а за январь-февраль нынешнего года - еще на 600 миллионов. Если раньше неплатильщиков было 2-3, то сейчас 50-100.

- Тенденция к росту долгов и должников сохраняется?

- В четвертом квартале прошлого года это была катастрофа, особенно ноябрь, декабрь - безумство просто! А вот в феврале было уже лучше, чем в январе. Ожидаем, что в марте будет не хуже, чем в феврале. А дальше все зависит от того, как дойдут федеральные деньги до реальной экономики.

- В результате неплатежей и вы теперь имеете кредиторскую задолженность?

- Мы ни рубля не должны нашим сетевым партнерам. Челябэнергосбыт - единственная из энергоснабжающих компаний области, которая полностью рассчитывается с МРСК. Расчеты по оптовому рынку идут с задержками, но какого-то дестабилизирующего уровня долгов перед генерацией пока мы не допускали.

-Кредитуетесь в банках? Проценты по кредитам приемлемые?

- Кредитов набрали уже очень много. Нам дают, потому что оборот большой - 2 миллиарда рублей в месяц. Банк понимает, что всегда может эти деньги привлечь. У нас есть традиционные отношения с несколькими банками, в том числе со Сбербанком. По крайней мере, на нас они не упражняются в том, чтобы поднимать процентные ставки и при этом наблюдать - как мы себя чувствуем? Укладываемся в 16-15 процентов. Тяжело, но терпимо.



- С начала 2009 года в Челябинской области не только выросли тарифы, как и везде, но и начал действовать новый порядок их формирования. Что изменилось для разных групп потребителей?

- Помню, что в ноябре-декабре прошлого года мы заявили о готовности работать по прежним тарифам, не поднимать их. Но принято другое решение правительства. Кроме того, с начала года по требованию ФСТ внедрен новый порядок тарифообразования по методике, которая уже действует в России четыре года. По сравнению с 2008 годом платежи выросли, но они все равно остались ниже, чем в соседних областях - Свердловской, Курганской, Оренбургской. Могу сказать одно: нет тех, кто был бы доволен ростом тарифов, но при этом реально энергосбережением пока никто не занимается. Это парадокс! Надо внедрять АСКУЭ - автоматические системы коммерческого учета электроэнергии, чтобы иметь возможность экономить. Мы пытаемся донести эту мысль до потребителей. Кто погромотнее, начинают заниматься. Понятно, что это все непросто, не у всех технология позволяет, с режимами работы сложно, но это неизбежно. Тратить энергии на единицу произведенной продукции в 2-3 раза больше, чем в мире, недопустимо! Что бы ни происходило в экономике, дешевой энергии нет, не было и не будет. Особенно в условиях снижения спроса на продукцию, трудностей с получением кредитов. Промышленности потребуются огромные инвестиции в технологии, потому что пока все производится примерно так же, как было после войны. Ничего нового не построили, ни одного современного завода, кроме пивоваренного или по производству

алюминиевой банки. Вот у таких производств объем электропотребления - как у среднего магазина, очень невысокий.

Малому и среднему бизнесу обязательно надо ставить приборы коммерческого учета и переходить на двухставочные тарифы. Можно, конечно, ходить и выключать лампочки, но это не экономия, а примитив. Надо понимать график нагрузки, смотреть, анализировать, где можно снизить, как развести своих внутренних потребителей, чтобы следить за расходом мощности. Мы уже несколько лет об этом твердим, но пока не прижало, никто не занимался. А сейчас потребители вынуждены будут заняться энергосбережением.

- В Челябинской области несколько лет был большой объем перекрестного субсидирования. Он снижен?

- Несущественно. Бюджетные организации остались в рамках тех льгот, что были в прошлом году. По нашим потребителям это около 800 миллионов рублей. Эта ноша так и осталась на промышленниках. Мало того, сейчас ударила и по нам, и по сетевым структурам. Соотношение планового баланса по факту изменилось. Промышленность, у которой тариф повыше, потребляет меньше, чем по плану, а население, у которого тариф остался льготным, - больше, чем по плану. Придется ликвидировать до конца инвестпрограмму в сетевых организациях, потому что мы не получим эти деньги. У себя мы тоже ничего не сможем развивать. Отчасти пострадает и генерация.

- А стоило сохранять эту «перекрестку»? Не было бы так болезненно сейчас.

- История не терпит сослагательных наклонений. Нас ФСТ много ругала, но мы-то ни при чем. Это политическое решение. Наверное, когда область имела достаточно денег, можно было для бюджетных организаций тарифы поднимать. А сейчас уже и не поймешь, у кого дела хуже - то ли у промышленников, то ли у бюджетников. И у нас не слава богу.

- Будут ли тарифы еще повышаться в течение года, как об этом говорили?

- Много чего говорили в том году, но время вносит корректизы. Я думаю, повышаться тарифы не будут. По следующему году есть разные мнения и оценки. Эксперты работают, целевые институты. Правительство не поднимая головы работает. Может, что-то придумают.

- Как боретесь с неплатильщиками? Недавно в Челябинске прошло совещание по проблеме неплатежей в стенах областной прокуратуры. Эффект был от этого?

- Больше моральный. Скучно потребителям нашим просто платить за электроэнергию, так и хочется эти деньги на другие проекты направить – постро-

ить что-то. Если не строит – какой он глава района или города? Власть нас поддерживает, но всего этой поддержкой не решишь. Если падает спрос на продукцию, даже премьер-министр Путин не может решить проблемы кемеровских шахтеров. То же самое и с нашими шахтерами. Челябинская угольная компания нам много должна. Я звоню гендиректору: «Ты же подписал соглашение, плати деньги!» Он: «Подписал, но ты же знаешь, что никто наш уголь не берет!» «Я знаю, но ты же подписал. Плати!» Вот разговор двух руководителей.

- Вы пока с потребителями гуманно обходитесь, не отключаете?

- Некоторых отключаем, по мелочи, вводим штрафные санкции, но крупных пока не трогаем. Добивать потребителя, у которого и так проблемы, неразумно. Пытаемся договариваться. Предлагаем реструктуризацию, составляем графики, как с ЧУК.

- Как опытный энергетик скажите, что же, по вашему мнению, делать с челябинским угольным бассейном?

- Хочется спросить, а что же мы сделали, когда были деньги? Надо было создавать для шахтеров новые рабочие места. Они и создавались в Копейске, обвинить власти не могу, но еще больше надо. Я уважаю труд шахтеров, тяжелый и опасный, но сегодня объективно сложилась ситуация, что газ не выбирают потребители, его много и предлагают недорого. Газ экологичнее. Может, в глобальном смысле это неправильно сжигать газ в таких несовершенных технологических устройствах, которые существуют у нас. Не успели ничего сделать, не перевооружились, когда были хорошие деньги от продажи нефти и газа. А шахтеров постепенно надо переводить в другие отрасли. Ну сколько может губернатор заниматься их проблемами? Других забот хватает.

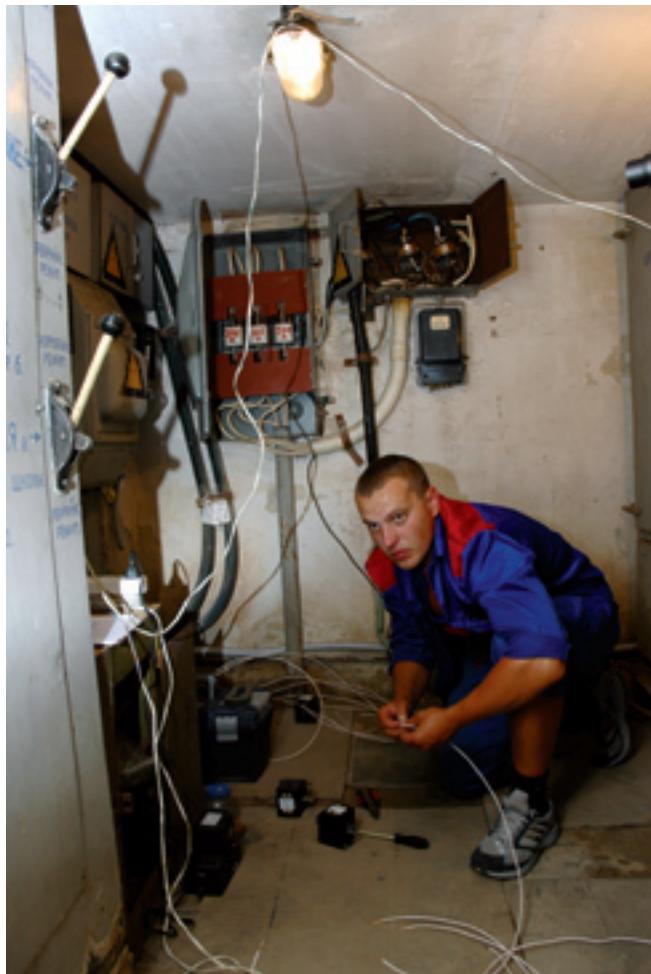
- Сетевые компании намеревались перейти на прямые договоры с потребителями, минуя сбыты. Им это удалось?

- Пока ни в одном регионе России не заключен ни один договор, и это правильно, особенно в период кризиса.

Мы сразу были против. Нас поддержало правительство области, ЕТО, Минэнерго. Такая практика была признана порочной.

-Почему?

- Потребители в кризис начнут выбирать, куда платить, и выберут сетевую компанию, у которой рубльник. А у нас рубльника нет, у нас есть договор, по которому сетевики обязаны по нашей заявке отключить неплательщика. А так получится, что сетевая компания будет в одном режиме, а энергоснабжающая и генерирующая - в другом. Генерирующая не остановит свои мощности, это невозможно. Мы вообще будем стоять на заднем дворе, а сетевая ста-



нет все решать: потребитель хороший, нам он заплатил, и мы к нему жестких мер принимать не будем.

- Поможет ли бартер разрешить проблему неплатежей?

- Вернуться к бартеру - значит вернуться в каменный век. Векселя - это система кидания кредиторов. Это такой будет шаг назад, такое удорожание вызовет!... Вся наложенная система ценообразования нарушится, возникнет масса структур, в которых умные ребята заработают хорошие деньги, ничего не делая при этом. В 90-е миллиарды долларов уходили в эти конторы! Я работал в это время в энергетике и решал эти проблемы, но те проблемы копились годами, а сейчас зачем сознательно шагать назад? Нельзя в современном мире жить на бартерных сделках. Категорически не приемлю этого!

Галина АБАКУМОВА



454091, г. Челябинск,
ул. Российская, 260/2
Телефон: (351) 733-07-14;
Факс: 733-08-78
www.esbt74.ru

На правах рекламы

Новая модель розничного рынка электроэнергии

З а круглым столом представители Минэнерго РФ, Федеральной службы по тарифам, Федеральной антимонопольной службы, Некоммерческого партнёрства «Совет рынка», ОАО «ФСК «ЕЭС России», ОАО «Холдинг МРСК», руководители региональных сбытовых компаний обсуждали сложившиеся проблемы в работе розничного рынка и пытались найти способы выравнивания ситуации.

В ходе обсуждения **председатель комитета Государственной Думы РФ по энергетике Юрий Липатов** подчеркнул: «Розничный рынок электроэнергии должен работать как часы, чтобы не возникало конфликтов между поставщиками и потребителями. Острая проблема – работа розничного рынка электроэнергии, в том числе уровень цен для потребителей, должна быть решена в кратчайшие сроки». По его словам, «одной из основных составляющих прошёлшей в стране реформы электроэнергетики явилось создание оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности. Эти рынки связаны между собой и положение на оптовом рынке накладывает отпечаток на функционирование розничного рынка. Механизмы, положенные в основу функционирования этих рынков на сегодняшний день работают в «полную силу». Действующая модель рынка электрической энергии и мощности, разрабатывалась в расчете на устойчивый рост потребления. В условиях снижения потребления эта модель приводит к росту нерегулируемой цены».

Юрий Липатов подчеркнул: «необходимо внесение изменений



В конце апреля Комитет Госдумы РФ по энергетике провел круглый стол на тему: «Состояние и функционирование розничного рынка электрической энергии и мощности на территории Российской Федерации (правоприменимая практика федерального законодательства об электроэнергетике)». Корреспондент EnergyLand.info стал свидетелем острой дискуссии.

в действующие Правила функционирования оптового и розничного рынков электрической энергии. Эти изменения должны защитить потребителя от неконтролируемого роста цен на электроэнергию». Потребление электроэнергии в стране в среднем снизилось на 10% к уровню прошлого года, а по отдельным территориям, где высока концентрация предприятий чёрной и цветной металлургии, - до 40%. По состоянию на 15 февраля 2009 года долги розничных потребителей перед гарантированными поставщиками выросли до 100 млрд. руб. против 49 млрд. руб. на 1 ноября 2008 г. (начало постоянного мониторинга состояния расчетов на розничных рынках).

В последние недели задолженность розничных потребителей перед гарантированными поставщиками несколько уменьшилась и составила на 9 апреля 2009 года

86,6 млрд. руб. За этот же период на оптовом рынке задолженность Гарантирующих Поставщиков выросла до 21 млрд. руб., а перед сетевыми компаниями – с 2 до 16 млрд. руб. Причинами нарастания задолженностей, помимо очевидных последствий кризиса в экономике, являются два специфических, именно для электроэнергетики, фактора:

- несовпадение базиса для расчета за заявленную мощность при расчетах за услуги по передаче электрической энергии и для расчета за фактическую мощность на оптовом и розничном рынках;
- тарифно-балансовые решения, принятые для сценария экономического роста, в то время как их исполнение проходит на фоне спада.

Генеральный директор ОАО «Смоленскэнергосбыт» Татьяна Цветкова акцентировала внимание собравшихся на тарифобра-



зовании : «Сейчас очень остро стоит вопрос по тарифам. Своеобразная и во многом странная ситуация. Наша региональная энергетическая комиссия не установила тарифа между электрическими сетями и сбытовой компанией. Расчет с сетевиками происходит в зависимости от того, как с нами рассчитывается потребитель: если потребитель выбрал двухставочный тариф, мы по этому же тарифу рассчитываемся и с сетевой компанией. А сетевая компания, в свою очередь, выбирает одноставочный тариф. За первый квартал этого года выпадающие доходы составили 9,7 млн рублей». Превышение финансовых требований генерирующих и сетевых компаний над фактическими платежами потребителей розничного рынка – распространенная ситуация.

В результате анализа сложившихся в III квартале 2008 года средневзвешенных свободных цен на розничных рынках, выявлено повышение нерегулируемых цен для большинства энергосбытовых компаний. В частности, значительный рост средневзвешенных свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию наблюдается в Брянской, Орловской, Ивановской и Нижегородской областях. Как по одноставочным, так и по двухставочным тарифам наблюдается рост для небольших, по объемам поставляемой электрической энергии, сбытовых компаний до 200%. Для крупных компаний максимальный рост - до 70%.

Во многом эта ситуация вызвана сокращением доли электроэнергии, продаваемой по регулируемым ценам и завышением, в соответствии с прогнозом потребления свободных (нерегулируемых) цен на электроэнергию и мощность. По регулируемым ценам обеспечивается 100% потребления энергии населением. В результате, даже бюджетные организации стали получать энергию по нерегулируемым ценам. **Татьяна Цветкова** считает, что прекратить рост задолженности сбытовых компаний перед «сете-

виками», достаточно, предоставив возможность «сбытам» выбирать тариф, ориентируясь на предпочтения своих потребителей.

Заместитель руководителя НП «Совет рынка» Сергей Поповский остановился на росте нерегулируемых цен розничного рынка. «Влияние оптового рынка на конечную цену в части стоимости генерации порядка 55% и на этом факторе я бы и хотел остановиться», - отметил он. - Это основной фактор, который влияет на конечную цену. У нас уровень либерализации до 1 июля 2009 года составляет 30%, а с 1 июля будет составлять 50%. Вместе с тем с падением потребления, фактическая либерализация на февраль месяц на розничном рынке составила по электроэнергии 22,8% в целом.

Мы определили 4 основных фактора роста нерегулируемой цены на розничном рынке. Первый фактор основной – это фактор общего роста цены на оптовом рынке. В первую очередь обусловлен именно ростом цены на мощность в виду снижения потребления и роста цены за единицу мощности. Более того, в соответствии с правилами, у нас вся новая генерация построена с января 2008 года – это более 2 ГВт располагаемой мощности, вся эта новая генерация оплачивается за счет нерегулируемой цены, что так же является составляющей роста нерегулируемой цены.

Второй фактор – это выравнивание нерегулируемой цены по регионам, дальше на этом остановлюсь. Третий – это неравномерное распределение нерегулируемых цен между группами потребителей. В связи с тем, что потребители в большей степени потребители сократили свое потребление и во многих регионах сокращение значительное. Полностью ушли из зоны свободного ценообразования, ушли в регулируемую часть рынка. Соответственно на них не транслируется нерегулируемая цена. Весь объем нерегулируемой цены пришелся в

трансляцию на оставшихся потребителей в данном регионе, что так же привело для этих потребителей к существенному росту. 4 фактор – разная методология, применяемая при расчетах по дифференциации по группам потребителей, это, как правило, одноставочный тариф по числу часов использования между регулируемым тарифом и нерегулируемой ценой.

В проекте рекомендаций Круглого стола сформулирован ряд рекомендаций, в частности: внести по итогам первого полугодия корректизы в утвержденные в августе 2008 года тарифы на электрическую энергию и мощность, так как эти тарифно-балансовые решения были приняты в условиях роста потребления электроэнергии и включали значительную инвестиционную составляющую для создания новых мощностей в генерации электроэнергии, создания новых и модернизации существующих сетей и подстанций; а также внести необходимые изменения в постановления Правительства от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничного рынка электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» и от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», касающиеся правил работы розничного и оптового рынка электроэнергии в условиях общего падения производства в экономике и, соответственно, потребления электроэнергии. Кроме того, Комитет по энергетике инициировал создание рабочей группы совместно с Министерством энергетики, Министерством экономического развития, ФАС и ФСТ России. Юрий Липатов обозначил, что предложения по усовершенствованию модели работы розничного рынка будут внесены на рассмотрение Госдумы к 1 июня. «А уже в сентябре – октябре провести парламентские слушания по этому вопросу», – резюмировал он.

Ирина ЖУРАВЛЕВА

Инновации в электроэнергетике

Большинство компаний, занятых в сфере строительства и обслуживания электросетевых объектов, рекламируя свои услуги, делают акцент на том, что предлагают современные, экономичные решения. Но не многие, как ГК «ЭнТерра», могут подтвердить их собственными запатентованными разработками. Группа компаний «ЭнТерра» строит инновационную деятельность с учетом потребностей рынка.

Секретами поддержания инновационного «тонуса» и информацией о наиболее востребованных рынком разработках компании делится технический директор Группы компаний «ЭнТерра» кандидат технических наук Владислав Тамбовский.



Владислав ТАМБОВСКИЙ
технический директор Группы
компаний «ЭнТерра»

Кнастоящему времени ряд наших ведущих специалистов являются авторами новых разработок и изобретений. В качестве одного из примеров назову Т-образную компоновку подстанций глубокого ввода в стесненных условиях. Область ее применения – понизительные подстанции с открытым распределительным устройством 110 кВ, выполненным по схеме 110-ЗН или 110-4Н с ячейками PASS M0 концерна ABB.

Один из наиболее известных продуктов ГК «ЭнТерра» – блочно-модульная конструкция (БМК) «Исеть» высоковольтной ячейки. Конструкция является опорным модулем с общей рамой для установки оборудования

распределительного устройства, позволяющей сократить расстояния между изделиями с соблюдением требований ПУЭ. БМК при изго-товлении комплектуются кабельными конструкциями и шкафами вторичной коммутации навесного исполнения, что позволяет снизить затраты времени на монтаж, так как при этом исключается необходимость прокладки наземных кабельных трасс и выполнения дополнительных фундаментов.

В конечном счете применение БМК «Исеть» позволяет уменьшить площадь, занимаемую подстанцией, и сократить затраты на строительство и эксплуатацию объекта. В 2006 году БМК «Исеть» защищена патентом на изобретение.

– Какие еще инновационные технические решения для электроэнергетики разработаны в ГК «ЭнТерра» в последнее время?

– Это жесткая ошиновка для распределительств 35, 110 и 220 кВ с прогрессивными узлами соединений участков шин и присоединений шин к аппаратам, позволяющая существенно сократить объем строительно-монтажных работ при сооружении распределительств. И это не голословное заявление, поскольку применение ошиновки ОЖК, поставляемой на объект в комплекте с БМК «Исеть», позволяет исключить шинные порталы, отказаться от применения болтовых соединений ошиновки, практиче-

ски полностью исключить сварку токоведущих частей из сплавов алюминия, выполняемую на объекте, компенсировать отклонения фундаментов при эксплуатации подстанции и так далее.

Среди наших продуктов – токопровод КТЕА 10 кВ для внутренней и наружной установки на номинальные токи от 630А до 5000А, отличающийся высокой экономично-стью, эксплуатационной надежностью, удобством обслуживания, а также ОПУ и ЗРУ собственной разработки, мобильная понизительная подстанция 35\6 кВ и другие.

Отдельного внимания заслуживает система учета и контроля «Bee.Net». Она предназначена для автоматизации процессов сбора показаний приборов учета, телесигнализации, телеметрии, телеуправления с использованием как беспроводных, проводных каналов связи, так и сети Интернет. В составе системы предусмотрено применение GPRS/GSM – коммуникатора собственной разработки, позволяющего осуществить автоматизированный сбор и передачу на сервер данных от 256 различных приборов учета одновременно, в том числе – с использованием каналов сотовой связи.

– Говорить о том, что компания идет по инновационному пути развития, можно тогда,



когда осуществление его инновационных разработок и внедрение инноваций в собственную деятельность представляет собой не отдельные явления, а носит системный характер. Какие факторы позволяют обеспечивать непрерывность процесса инновационного развития в Группе компаний «ЭнТерра»?

– Начав с производства металлоконструкций, сегодня компания стремится к комплектной поставке оборудования для подстанций с неуклонным ростом доли собственных продуктов, а это требует постоянного поиска новых проектных, конструкторских и технологических решений.

Непрерывность инновационного процесса обеспечивается сегодня несколькими проектами развития и внедрения по новой

технике. Специалисты Управляющей Компании, отдела новых разработок ЗАО ПФ «КТП-Урал», проектного института «ГлобалЭлектро», ЗАО «ТелеСистемы» совместно работают над разработкой новых продуктов и выводом их на рынок. Направления развития определяются постоянно действующим органом - Техническим Советом, в состав которого входят ведущие специалисты и технические руководители всех предприятий группы компаний «ЭнТерра».

Еще одно важное направление деятельности ГК «ЭнТерра» - недавно созданный Учебный Центр «Энерго Территория», ориентированный на постоянное повышение профессионального уровня энергетиков. Центром проводятся занятия по наиболее актуальным и сложным проблемам проектирования, строительства и эксплуатации высоковольтных объектов. Это, в конечном счете, и позволяет нам определять свою инновационную деятельность с учетом насущных потребностей рынка электроэнергетики.

Оксана БЕСПАЛОВА

Зубчатый вариатор Сергея Веденеева

В последние дни апреля в Красноярске состоялась II городская ассамблея инноваций и выставка инновационных проектов. Красноярский изобретатель – инженер Сергей Веденеев – произвел своим изобретением буквально фурор.

Он представил запатентованный инновационный зубчатый вариатор (а не фрикционный, как обычно), который может применяться как в автомобилях, так и в сложных энергоустановках. «ноу-хау» вариатора:

- 1) передача мощности от привода к ведомым узлам без разрыва потока мощности;
- 2) бесступенчатое изменение передаточного отношения от максимальной разницы до прямой передачи и наоборот – плавно и дискретно;
- 3) самый высокий КПД в сравнении со всеми существующими приводами, который стремиться к единице при увеличении числа оборотов;
- 4) низкие материалоемкость, энергоемкость и трудоемкость изготовления;

- 5) простота конструкторского решения в силу применения только зубчатого вариатора;
- 6) великолепная разгонная, тяговая и скоростная характеристики;
- 7) лучшие условия работы привода двигателей в различных режимах;
- 8) компактность и малый вес;
- 9) низкая себестоимость.

Области применения в энергетике:

- автоматические коробки передач транспортных средств (вездеходов);
- привод конвееров и транспортеров;
- привод турбин разной мощности.

Жюри по достоинству оценило изобретение Сергея Веденеева: он получил высший приз – грант на 500 тыс. руб. для налаживания производства зубчатого вариатора.



Токопроводы серии КТЕА

В настоящее время рынок токопроводов для закрытых и открытых распределительных устройств подстанций представлен небольшим количеством производителей. По мнению ряда потребителей, мощностей этих предприятий недостаточно для оперативного удовлетворения потребностей электроэнергетического рынка.

Сновываясь на этом, Группа компаний «ЭнТерра» начала выпуск токопроводов собственного производства на классы напряжения 6 и 10 кВ для закрытых и открытых распределительных устройств, используя мощности производственной фирмы «КТП-Урал». Новинка от специалистов отдела разработки получила название токопроводы КТЕА (комплектный токопровод с естественным охлаждением, материал шин – алюминий, медь) класса напряжения 6 (10) кВ на номинальные токи до 5000 А включительно, для закрытых и открытых распределительных устройств. Основными элементами секций токопровода являются три токоведущие шины, расположенные на полимерных опорных изоляторах, а также опорная рама и съемный экранирующий кожух. Степень защиты оболочки токопровода IP 54 по ГОСТ 14254-96.

Токопроводы КТЕА предназначены для электрического соединения

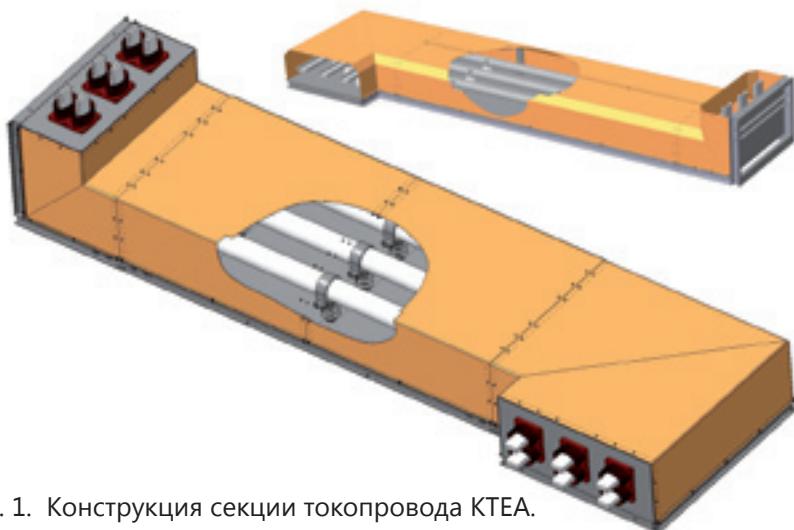


Рис. 1. Конструкция секции токопровода КТЕА.

силовых трансформаторов с секциями КРУ и секциями КРУ между собой в составе подстанций распределительных блочно-модульных (ПРБМ) «Исеть» разработки Группы компаний «ЭнТерра».

Токопроводы КТЕА также могут применяться:

- в открытых и закрытых распределительных устройствах подстанций;
- в системах электроснабжения предприятий различного назначения;
- в системах собственных нужд электростанций.

Опытные образцы токопроводов КТЕА успешно прошли весь перечень сертификационных испытаний в ОАО «НТЦ электроэнергетики – НИЦВВА», Москва.

Преимущества токопроводов КТЕА

Высокая надежность при передаче мощности	Надежная работа в течение всего срока службы обеспечивается рациональной конструкцией, оптимальным сечением и качеством сварки токоведущих шин. Токопроводы КТЕА прошли необходимые сертификационные испытания
Безопасность при эксплуатации	Кожух токопровода имеет степень защиты IP54.
Компенсация внешнего магнитного поля токопровода	В конструкции используется общий экранирующий кожух, а также минимальное количество стальных элементов
Экономичность	Особенности конструкции позволяют снизить расход цветного металла, а также трудоемкость изготовления и монтажа токопровода по сравнению с другими конструкциями
Высокая эксплуатационная надежность	На шинах токопроводов устанавливаются компенсаторы линейных расширений
Удобство обслуживания	Съемный кожух позволяет легко проводить осмотр внутренних частей токопроводов. Конструктивное исполнение обеспечивает возможность замены неисправных опорных изоляторов без демонтажа секций
Удобство присоединения внешних устройств	Фазы токопроводов КТЕА расположены в одной плоскости, что не требует дополнительных переходов и лишних промежуточных соединений



T



-КОМПОНОВКА ПОДСТАНЦИИ

Т-образная компоновка подстанции подобна черепахе, защищающей свои жизненно важные органы внутри надежного «панциря»

Современные условия строительства подстанций отличаются рядом принципиальных особенностей. Прежде всего – постоянное расширение круга задач, включаемых в объем проектирования таких объектов. Другая особенность – тенденция к сокращению размеров территории, отводимой для размещения подстанций, в особенности – в городской черте и на территориях предприятий.

Обострившаяся проблема защиты подстанций от хищений и вандализма, заставляют энергетиков более внимательно и непредвзято присмотреться к сложившимся представлениям о рациональной компоновке подстанций.

Поскольку большую часть таких объектов занимают открытые распределительные устройства (ОРУ), основное внимание обычно уделяется поискам путей сокращения территории ОРУ. Благодаря применению упрощенных схем с малым числом выключателей, комплектных блочных подстанций, модульных блочных конструкций это возможно.

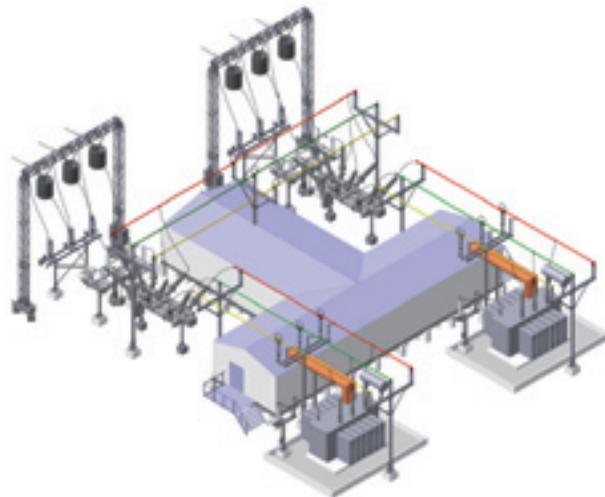
Так, специалистами ООО «ГлобалЭлектро» разработана оригинальная компоновка объединенного здания ОПУ - ЗРУ 6 - 10 кВ, имеющего в плане Т-образную форму (отсюда и название компоновки Т-образная). Здание располагается на территории ОРУ 110 кВ в непосредственной близости от модульных ячеек PASS M0, производства концерна АББ.

Стоит отметить, что в данной компоновке подстанции отражены современные тенденции возведения энергообъектов в стесненных условиях. Отапливаемое здание выполнено из утепленных блок-боксов и используется для размещения КРУ 6(10) кВ, трансформаторов собственных нужд, щита управления, панелей защиты и автоматики, аккумуляторной батареи, средств связи, телемеханики. Контрольные и силовые кабели прокладываются в специально выделенных отсеках.

Внутренний коридор, обеспечивает доступ персонала в любое помещение здания без выхода за его пределы, что особенно важно для подстанций, расположенных в местностях со сложными климатическими условиями. Для повышения надежности работы оборудования 110 кВ и удобства его обслуживания, в здании ОПУ-ЗРУ могут быть размещены шкафы управления ячейками PASS M0.

Есть возможность расширения секций КРУ 6(10) кВ при появлении новых присоединений.

Электрические соединения на ступени 110 кВ вы-



полнены жесткой ошиновкой типа ОЖК, а на ступени 6(10) кВ – закрытыми токопроводами КТЭА производства Группы компаний «ЭнТерра».

Такая компоновка подстанции подобна черепахе, защищающей свои жизненно важные органы внутри надежного «панциря» – здания ОПУ – ЗРУ; в роли «лап» здесь выступают короткие внешние кабельные трассы между ОПУ-ЗРУ и оборудованием ОРУ 110 кВ.

Преимущества Т-образной компоновки подстанции:

- сокращение размеров общей площади, занимаемой подстанцией, примерно на 40 %;
- улучшение условий монтажа и обслуживания оборудования и кабельного хозяйства подстанции, а также его защита от атмосферных воздействий;
- практически полная ликвидация внешних кабельных трасс большой протяженности, незащищенных от несанкционированного доступа;
- повышение точности и надежности работы устройств защиты, автоматики и учета в результате сокращения длины контрольных кабелей в цепях вторичных обмоток измерительных трансформаторов;
- улучшение условий работы персонала;
- повышение надежности защиты подстанции от хищений и вандализма;
- сокращение затрат на поддержание территории подстанции в рабочем состоянии.

Т-образная компоновка защищена российским патентом №76177. Данный вариант компоновки особенно эффективен при строительстве подстанций глубокого ввода в стесненных условиях.

Татьяна ВЕТОШКИНА

Перспективная система грозозащиты ВЛ 3-35 кВ и выше при помощи изоляторов-разрядников

В результате интенсивных работ по усовершенствованию систем грозозащиты ОАО «НПО «Стример» удалось разработать разрядники на классы напряжение 20 и 35 кВ с, так называемой, мульти-камерной системой (МКС). Предложен также принципиально новый аппарат: изолятор-разрядник с мульти-камерной системой (ИРМК), который сочетает в себе свойства изолятора и разрядника одновременно. При использовании ИРМК возможно обеспечить грозозащиту ВЛ любого класса напряжения, так как с увеличением класса напряжения увеличивается число изоляторов в гирлянде и соответственно увеличивается номинальное напряжение и дугогасящая способность гирлянды из ИР.

Возможны различные конструкции изоляторов со свойствами разрядников. Основу ИРМК составляют обычные массово выпускаемые изоляторы (стеклянные, фарфоровые или полимерные), на которых специальным образом установлена МКС. Причём установка МКС не приводит к ухудшению изоляционных свойств изолятора, но благодаря ей он приобретает свойства разрядника. Поэтому в случае применения ИРМК на ВЛ не требуется применения грозозащитного троса. При этом снижается высота, масса и стоимость опор, а также стоимость всей ВЛ в целом и обеспечивается надёжная грозозащита линий, т.е. резко сокращается число отключений линий и уменьшаются ущербы от недоотпуска электроэнергии и эксплуатационные издержки. Весьма перспективным представляется защита контактной сети железных дорог от прямых ударов молнии при помощи ИРМК.

Основным элементом мульти-камерных разрядников (РМК) в том числе и ИРМК является МКС (рис. 1). Она состоит из большого числа электродов, вмонтированных в профиль из силиконовой резины. Между электродами выполнены отверстия, выходящие наружу профиля. Эти отверстия образуют миниатюрные газоразрядные камеры. При воздействии на разрядник импульса грозового перенапряжения пробиваются промежутки между электродами. Благодаря тому, что разряды между промежуточными электродами происходят внутри камер, объёмы которых весьма малы, при расширении канала создаётся высокое давление, под

действием которого каналы искровых разрядов между электродами перемещаются к поверхности изоляционного тела и далее - выдуваются наружу в окружающий разрядник воздух. Вследствие возникающего дутья и удлинения каналов между электродами каналы разрядов охлаждаются, суммарное сопротивление всех каналов увеличивается, т.е. общее сопротивление разрядника возрастает, и происходит ограничение импульсного тока грозового перенапряжения.

По окончании импульса грозового перенапряжения к разряднику остаётся приложенным напряжение промышленной частоты. Как показали проведённые исследования, в разрядниках с МКС возможны два типа гашения искрового разряда:

- 1) при переходе сопровождающего тока 50 Гц через ноль (в дальнейшем такой тип гашения называется «гашением в нуле»);
- 2) при снижении мгновенного значения импульса грозового перенапряжения до определённого значения большего или равного мгновенному зна-

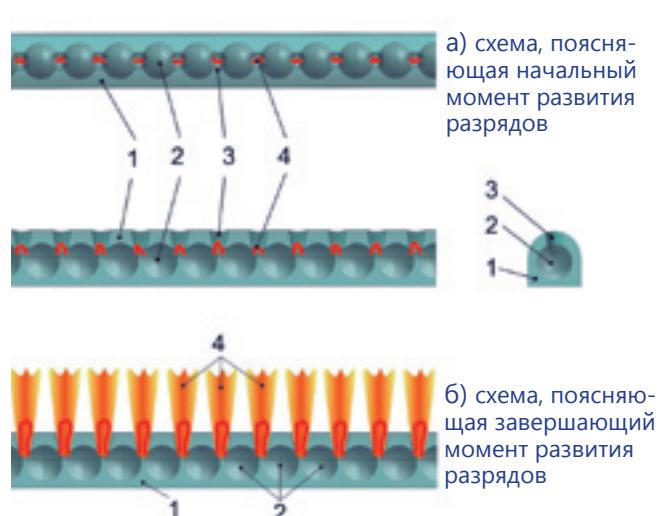


Рис. 1. Мульти – камерная система (МКС):

- 1 – профиль из силиконовой резины;
- 2 – промежуточные электроды;
- 3 – дугогасящая камера; 4 – канал разряда.



чению напряжения промышленной частоты, т.е. осуществляется гашение тока импульса грозового перенапряжения без сопровождающего тока сети (в дальнейшем такой тип гашения называется «гашением в импульсе»).

Механизм гашения искрового разряда в МКС напоминает механизм гашения дугового разряда в трубчатом разряднике. Существенное отличие состоит в том, что внутри трубчатого разрядника достаточно долго (до 10 мс, т. е. до 10 000 мкс) горит дуга. Она выжигает стенки газогенерирующей трубы, и образовавшиеся от теплового разрушения газы выдувают канал разряда наружу. В случае «гашения в нуле» МКС дуга начинается в дугогасящих камерах, а затем большая её часть выдувается наружу в открытое пространство. Материал камер не газогенерирующий, дутьё образуется просто за счёт расширения канала разряда, поэтому эрозия стенок камер незначительная.

В случае «гашения в импульсе», длительность которого составляет микросекунды или десятки микросекунд, эрозии практически нет даже после многократных срабатываний МКС.

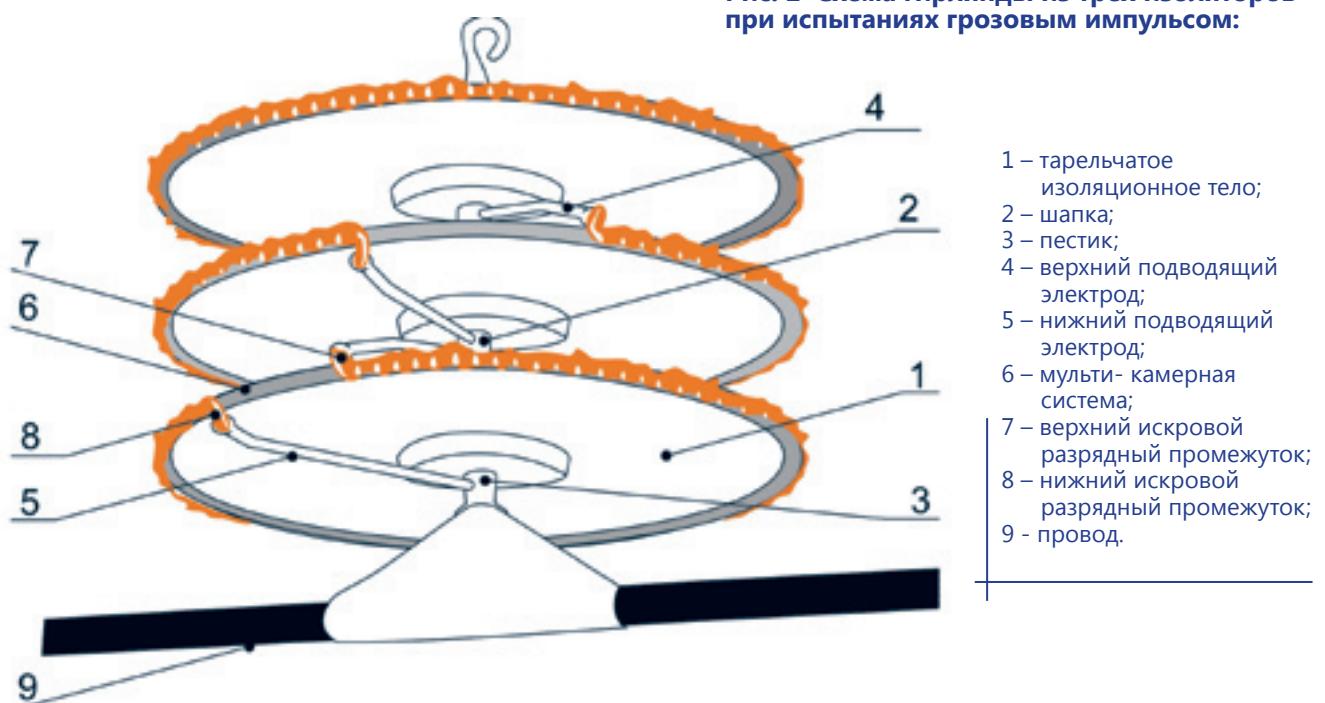
МКС испытаны на электродинамическую устойчивость импульсами тока с максимальным значением 100-110 кА. Образцы МКС выдержали 10 воздействий указанных импульсов без разрушения. Таким образом, МКС можно применять для защиты ВЛ от прямых ударов молнии (ПУМ).

На рис. 2 приведена схема гирлянды ИРМК при испытаниях грозовым импульсом.

При воздействии перенапряжения на провод, а также на нижний подводящий электрод первого (от провода) изолятора, пробивается нижний искровой разрядный промежуток, и напряжение поступает на левый (по схеме рис.2) край МКС. Она срабатывает, перекрывается верхний искровой воздушный промежуток между правым концом МКС и верхним подводящим электродом, и напряжение поступает на второй изолятор и т. д.

После срабатывания всех ИРМК в гирлянде ток грозового перенапряжения отводится через опору в землю, однако за ним протекает сопровождающий ток промышленной частоты. При переходе тока через ноль дуга гаснет, и линия продолжает бесперебойную работу без отключения и АПВ.

Рис. 2 Схема гирлянды из трех изоляторов при испытаниях грозовым импульсом:



Более подробную информацию о новейшей системе грозозащиты ВЛ Вы можете получить по запросу.



НАУЧНО - ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
С Т Р И М Е Р

Контактный телефон: (812) 248-9036, e-mail: georgijpodporkin@streamer.ru

Электромагистрали: «правый» уклон



В сетевом комплексе Большого Урала до конца 2010 года с большой долей вероятности не будут введены несколько подстанций и воздушных линий, запланированных Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики. Сдвиг «вправо» ожидается и в МЭС Западной Сибири, и в МЭС Урала, но все-таки подавляющее большинство объектов ФСК ЕЭС запустят в сроки, предусмотренные Генсхемой, которая в условиях затягивающегося финансово-экономического кризиса и спада энергопотребления может быть пересмотрена и откорректирована Минэнерго и Правительством РФ.



Инвестиционные коллизии

В среде экспертов энергетической отрасли мало кто сомневался в грядущей корректировке инвестиционных программ генерирующих и сетевых компаний. Предпосылки две, обе – главные: во-первых, кризис, спад энергопотребления и дефицит финансовых средств, во-вторых – завышенная «планка» Генсхемы в части ввода новых объектов.

Председатель правления Федеральной сетевой компании (ФСК) Андрей Рапопорт заявил, что трехлетняя инвестиционная программа (2009-2011 г.г.) сокращена с 700 до 430 млрд руб. Вложения текущего года – порядка 140-150 млрд руб. – это примерно на 15-20% меньше планов, утвержденных еще РАО ЕЭС. По Холдингу МРСК инвестиционная программа может сократиться на 30%.

– В ряде регионов России, – рассказывает коммерческий директор ЗАО «Высоковольтный союз» (г. Екатеринбург) Алексей Седунин, – действительно, произошло секвестирование инвестиционных программ. По информации, которой я располагаю, в некоторых областях бюджеты сокращены до 10 % от плановых, а кое-где оставлены средства только на проведение текущих ремонтов.

Сокращение инвестиционных программ ФСК и МРСК болезненно скажется на бюджетах большого числа подрядных и субподрядных организаций – их ждут сложные времена. Уменьшение числа вводимых электросетевых объектов неизбежно ведет к обострению конкуренции и снижению цен, особенно на общестроительные работы.

Конкуренция усиливается во всех видах работ: проектировании, монтаже, производстве и поставках оборудования.



Борис ХАЗИЕВ, коммерческий директор ЗАО УК «ЭнТерра» г. Екатеринбург:

– До кризиса проектные организации были перегружены, поэтому нередко в конкурсах участвовало всего 2-3 компании. Сейчас, из-за уменьшения числа проектируемых объектов количество участников тендров возросло в несколько раз.

– На Урале и в Западной Сибири сократилось количество тендров по электросетевым объектам ФСК и МРСК, – констатирует Юрий Найдич, коммерческий директор ООО «ЭСК Энергомост» (г. Екатеринбург). – Усиливается конкуренция среди подрядчиков, возникают предпосылки для снижения цен. Большинство организаций заинтересовано в сохранении трудового коллектива, и чтобы выиграть конкурс, вынуждены снижать цену. Но в электросетевом строительстве много издержек, плохо поддающихся планированию, и «игра» на понижение – высокий риск. Опускаться ниже принятой в строительстве

нормы рентабельности – опасно.

Несколько иначе складывается ситуация в сегменте производства и поставок оборудования.



Алексей СЕДУНИН, коммерческий директор ЗАО «Высоковольтный союз» г. Екатеринбург:

– Конечно, конкуренция среди производителей оборудования усиливается, но это не ведет к снижению цены, поскольку в отечественном электротехническом оборудовании, по-прежнему, много импортных комплектующих, подорожав-

ших на 20-25 % в ходе рублевой девальвации.

В сложившейся экономической ситуации производитель имеет немного возможностей для удержания или, что еще менее вероятно, для снижения цены. Во-первых, можно прибегнуть к замене импортных комплектующих на более дешевые и, к сожалению, менее качественные аналоги. Однако кто же при этом выиграет? Во-вторых, производитель может распродавать свои запасы по «замороженным» ценам. Последний вариант неплох, однако запасы имеют свойство заканчиваться. А ведь рентабельность в энергомашиностроении и без того только 7-15 %, что намного меньше, чем, скажем, в ресурсодобывающих отраслях. Таким образом, подорожание комплектующих, практически не оставляет инструментов для сдерживания цены на продукцию, даже при условии, что в ходе кризиса подешевели черные и цветные металлы. К сожалению, их доля незначительна в формировании стоимости конечного продукта. Сейчас почти все производители оборудования подняли цену. И перед ними только одна, основная, задача: как сохранить ее на нынешнем уровне – без дальнейшего роста. В 2009 году компании будут «биться» за каждый конкурсный объект, потому что через год есть шансы вообще остаться без работы.

Вопрос, интересующий многих: каковы перспективы электросетевого строительства Большого Урала, какие объекты все-таки будут введены в срок, регламентированный Генсхемой (1-й этап – до 2010 года), а какие – «сдвинуты вправо»?

МЭС Западной Сибири

Общая сумма инвестиций в объекты МЭС Западной Сибири в 2009 году – около 13 млрд руб.

Анализ инвестиционной деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» позволяет прогнозировать высокую вероятность своевременных вводов (этап до 2010 года) нескольких новых и реконструируемых объектов, включенных в Генсхему.

Программа повышения надежности электроснабжения потребителей Тюменской области, ХМАО-Югры и ЯНАО.

ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская – Тарко-Сале (210 км) с ПС 500 кВ Муравленковская. В 2009 году ФСК потратит на работы по этому объекту 454 млн руб. Будет построено новое ОРУ 500 кВ, установлена АТГ 501 МВА. Подстанция начнет работу на напряжении 500 кВ. Инвестиции в 2007-2009 г.г. – 6 млрд руб.

ПС 500 кВ Трачуковская – установка АТГ № 3. Ввод намечен на август 2009 года. Общая стоимость работ – 650 млн рублей.

ОРУ-500 на ПС 220 кВ Кирилловская с заходами ВЛ-500 Сургутская ГРЭС-2 – Холмогорская. В 2010 году подстанция начнет работу на напряжении 500 кВ, а ее мощность увеличится на 1127 МВА и составит 1502 МВА. В 2009 году рядом с действующим ОРУ 220 кВ будет построено новое ОРУ 500 кВ. Стоимость инвестиционного проекта – 4 млрд руб.

ПС 500 кВ Кирпичниково с заходами ВЛ-500 Сургутская ГРЭС-2 – Ильковская и заходами ВЛ-220. ВЛ-500 Сомкинская – Кирпичниково. Работы начаты в 2007 году, ввод подстанции намечен на 2009 год. Построены все заходы и ВЛ, произведен монтаж, установка ОРУ-220 кВ и 500 кВ, смонтирована система собственных нужд; ведется монтаж реактора и подготовительные работы по установке двух АТГ. Инвестиционная емкость проекта – 5,3 млрд руб.

ПС 500 кВ Луговая – установка второй АТГ № 2 (3 x 167 МВА). Ввод – в 2009 году, инвестиции – 720 млн руб.

ВЛ 500 кВ Кирилловская – Трачуковская (150 км). Окончание строительства – 2010 год, сумма инвестиций – 4,2 млрд. руб.

ПП 500 кВ Нельм – установка УШР, работы должны быть закончены в 2009 году.

Программа по выдаче мощности Уренгойской ГРЭС. Инвестиционная емкость – более 1,5 млрд р.

Двухцепная ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой (с заходами) 160 км. Вод – 2011 год.

ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Уренгой – Тарко-Сале (комплексная реконструкция) – 191 км, ввод – 2011 год.

Программа по выдаче мощности энергоблоков № 7 и 8 Сургутской ГРЭС-2. Объем инвестиций до конца 2010 года – 3 млрд. руб.

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная. Протяженность – 150 км, строительство начато в 2007 году.

В 2009 году МЭС Западной Сибири введет несколько сетевых объектов, не включенных в Генсхему:

ПС 220 кВ Сургут – комплексная реконструкция. Инвестиции – 990 млн.руб.

ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора – Пуль-Яха – Муравленковская – комплексная реконструкция. 4 воздушных линии – 300 км, сумма инвестиций – 1,35 млрд руб.

ВЛ 220 кВ Демьянская – Снежная с установкой АТ 125 МВА на ПС Снежная. 90 км, расширение мощности ПС с 125 МВА до 250 МВА. Стоимость проекта – 700 млн руб.

ВЛ 220 Пыть-Ях – Правдинская. 75 км, сумма инвестиций – 1,2 млрд руб.

ПС 220 кВ Когалым и ПС 220 кВ Прогресс – установка БСК и УШР. Суммарные инвестиции – 340 млн руб.

Заходы ВЛ 220 кВ Магистральная – Южно-Балыкский ГПЗ на ПС 220 кВ Средний Балык. Протяженность – 30 км, сумма инвестиций – 460 млн руб.

Ряд объектов МЭС Западной Сибири, судя по всему, все-таки будут введены позже сроков, определенных Генсхемой (2010 год).

Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень, начавшаяся еще в 2007 году, завершится только в 2011 году. В 2008 году на подстанции заменен автотрансформатор (125 МВА) и реакторная группа (180 МВАр). Инвестиции в 2007-2011 г.г. – 5,09 млрд руб.

Выдача мощности блока № 3 Нижневартовской ГРЭС. Инвестиции до конца 2012 года – 906,5 млн руб. В 2010 году планируется освоить 253 млн руб. Объекты: ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Космос и Нижневартовская ГРЭС – Мираж (30 км). ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Белозерная (50 км). Расширение ПС 500 кВ Белозерная – установка АТГ № 3.

Пока не ясны планы ФСК по целому ряду объектов Генсхемы. Высока вероятность «сдвига вправо» (после 2010 года). По объектам техприсоединения к сетям ФСК новых энергоблоков электростанций сроки определяются после завершения работ по схемам выдачи мощности, проводимых генерирующими компаниями.

ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Тюменская ТЭЦ-2 (11,2 км). ВЛ 220 кВ Тарко-Салинская ЭС – ПС Тарко-Сале (320 км). ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – ПС Трачуковская (120 км).

ПС 500 кВ Демьянская – установка двух линейных ячеек 220 кВ, ЗРУ-10 и ЗРУ-6.

ПС 500 кВ Магистральная – Генсхемой была запланирована установка АТГ № 3 500/220 кВ (501 МВА). По сообщению пресс-службы МЭС Западной Сибири, увеличение установленной мощности ПС по режиму сети не требуется, поэтому при корректировке объект будет исключен из Генсхемы.

МЭС Урала

Инвестиции в строительство и реконструкцию энергообъектов МЭС Урала в 2008 году составили 8,8 млрд. рублей. Дополнительно на реализацию целевых программ и ремонтной кампании направлено 163,2 млн. руб. и 874,5 млн. руб.

В Генсхему включено 9 электросетевых объектов со сроком ввода до 2010 года.

В 2008 году завершено строительство ПС 500 кВ Емелино и ВЛ 500 кВ Курган – Козырево.

Крупнейший объект Генсхемы, работа над которым должна начаться в 2009 году – ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Тагил – БАЗ. По плану закупок в июне 2009 года должен быть объявлен конкурс на проектирование с инвестиционным портфелем 100



млн руб. до середины 2010 года (финансирование в 2009 году – 30 млн руб.). Генсхемой предусмотрен поэтапный ввод трансформаторной мощности ПС Сосьва. В 2010 году – 501 МВА, в период 2011 – 2015 г.г. – 667 МВА.

Несколько электросетевых объектов, закрепленных Генсхемой за МЭС Урала, с высокой долей вероятности ожидает пересмотр сроков ввода и «сдвиг вправо», то есть позднее 2010 года.

ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая (6 км). Заходы второй цепи ВЛ 220 кВ Козырево – Новометаллургическая в ОРУ 220 кВ Челябинской ТЭЦ-3 (1 км). В «докризисной» инвестиционной программе ФСК на 2007-2010 г.г. строительство и ввод этих объектов планировался на 2010-2011 г.г. (Генсхемой – в 2010 году).

Переключение ВЛ 220 кВ Южно-Уральская ГРЭС - Шагол-2, Южно-Уральская ГРЭС – Троицкая ГРЭС на новое ОРУ 500/220 кВ, строительство двух цепей связи ВЛ 220 кВ с новым ОРУ 500/220 кВ. Строительство и ввод также планировались на 2010-2011 г.г. (по Генсхеме – 2010 год).

В Генсхеме за МЭС Урала закреплены две подстанции со сроком ввода до 2010 года, о начале работ на которых пока ничего неизвестно: ПС 500 кВ Газовая (второй АТ 500/220 кВ) и ПС 500 кВ Амет с заходами ВЛ Кропачево – Уфимская.

Не вполне ясна ситуация со строительством и сроками ввода двух крупных объектов Генсхемы: ВЛ 220 кВ Новобогословская ТЭЦ – БАЗ (две линии, 20 км) и ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ с расширением ПС 500 кВ БАЗ. В докризисных планах ФСК объекты должны были вводиться в 2009 и 2010 г.г.

В 2009 году МЭС Урала также будет вести работы по строительству и реконструкции нескольких подстанций, не включенных в Генсхему:

ПС 500 кВ Шагол. В 2009 году в реконструкцию этой крупной узловой подстанции ФСК вложит 480 млн руб. Инвестиции до 2013 года – 2,163 млрд руб.

Окончание реконструкции ПС 500 кВ Златоуст – модернизация последнего из трех автотрансформаторов 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА.

Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Каменская. Объем инвестиций до 2013 года – 2,5 млрд руб., в 2009 году – 343 млн. руб. Замена двух автотрансформаторов (по 250 МВА), 26 элегазовых выключателей (взамен масляных), новые разъединители, трансформаторы тока и напряжения.

Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Новометаллургическая. Инвестиции до 2013 года – 2 млрд руб. Подстанция будет перенесена на новую площадку.

Реконструкция ПС 220 кВ Калининская. Объем инвестиций до 2013 года – 1,6 млрд. руб., в 2009 году – 247 млн. рублей.

Реконструкция ПС 220 кВ Орская. Объем инвестиций до 2013 года – 1,8 млрд руб.

Поэтапная замена оборудования на ПС 220 кВ Титан. Инвестиции 2009 года – 329,4 млн руб. Общий объем вложений – 2,150 млрд руб.

Ввод в эксплуатацию ПС 220 кВ Соболи. Сейчас

ведется установка двух автотрансформаторов 250 МВА. Линия 220 кВ КАНГЭС – Владимирская будет разрезана и заведена шлейфом на ПС Соболи. Планируется строительство четырех отходящих линий 110 кВ потребителям. Также на этот год запланирован монтаж ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ.

Непрогнозируемые прогнозы

Эксперты сходятся во мнении, что спрогнозировать развитие ситуации с отсрочкой ввода тех или иных объектов практически невозможно. С одной стороны, на это могут повлиять решения Правительства РФ, с другой – масштабы экономического спада. Наиболее серьезной предпосылкой для возвращения все более склоняющихся «влево» уральских и западно-сибирских электромагистралей в русло планов, начертанных Генсхемой, называется оживление промышленности и рост электропотребления. В условиях кризиса реализация Генсхемы на разных территориях Большого Урала может пойти по-разному:

– В Свердловской и Челябинской областях – серьезный спад промышленного производства, и, наверное, масштабное строительство в ранее запланированных объемах здесь вряд ли возможно, – считает коммерческий директор ЗАО УК «ЭнТерра» **Борис Хазиев**.

– И напротив, нефтегазодобывающие компании Тюменского Севера не снижают объемов выработки, и это создает экономическую базу для более динамичного развития электросетевого комплекса. 

Петр КАМЕНСКИЙ

Для справки:	Большой Урал
	<p>Большой Урал – неофициальное название территории Уральского Федерального округа и ряда прилегающих областей.</p> <p>Магистральные электрические сети (220-500 кВ) Большого Урала располагаются в зоне ответственности двух территориальных филиалов ОАО «ФСК ЕЭС»: МЭС Урала и МЭС Западной Сибири. Общая протяженность магистральных сетей Пермской, Челябинской, Свердловской, Курганской, Кировской, Оренбургской, Тюменской областей, Республики Удмуртия, ХМАО, ЯНАО – более 25 тыс. км.</p>

«ВЕЕ-NET» – ОРУЖИЕ В БОРЬБЕ С ВОРОВСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Экономический кризис и связанное с ним падение производства значительно сократили потребление электроэнергии крупными предприятиями. Параллельно снижается платежеспособность населения и мелкомоторного сектора, что вынуждает этих потребителей искать пути снижения затрат. К сожалению, часто эти пути выходят за рамки закона. Рассказывает Юрий Венгин, директор ЗАО «Телесистемы».



Масштабы убытков

В сложившейся ситуации хищения и потери электроэнергии приносят электроэнергетической отрасли ощутимые убытки. При этом абсолютная величина потерь электроэнергии остается прежней, а доля потерь в относительных единицах увеличивается. Основная часть хищений происходит в коммунальных сетях городов и поселков 6-10 кВ и 0,4 кВ.

За коммерческий учет и потери электроэнергии несут ответственность электросетевые предприятия. Коммунальным сетевым предприятиям региональная энергетическая комиссия устанавливает тариф на транспорт электрической энергии и норматив допустимых потерь. Величина тарифа зависит от мощности переданной электроэнергии по сетям. Норматив потерь в сетях устанавливается из расчета обеспечения поддержания электрических сетей в работоспособном состоянии и необходимых инвестиций для обеспечения надежности электроснабжения. Расчеты за электроэнергию коммунальная сетевая компания производит с розничными продавцами – энергосбытовыми компаниями. При этом коммунальная сетевая компания оплачивает продавцам «живыми деньгами» разницу между фактическими и плановыми потерями, что составляет весьма значительную сумму.

Рассмотрим расходы на приобретение электроэнергии на примере небольшой коммунальной сетевой компании Свердловской области:

1. Количество частных жилых домов - 2600
2. Количество многоквартирных жилых домов - 170
3. Количество промышленных мелкомоторных потребителей - 135
4. Количество потребителей свыше 750 кВа - 28
5. Установленные потери на ноябрь месяц 2008 г. - 5,6 %
6. Фактические потери за ноябрь 2008 г. - 19,58 %
5. Сумма оплаты за транспорт электрической энергии полученной сетевой компанией за ноябрь месяц 2008 года составляет - 3 970 000 руб.
6. Сумма оплаты сверхнормативных потерь энергосбытовой компании за ноябрь 2008 г. - 1 390 000 руб.

Таким образом, превышение норматива потерь за ноябрь составило 249,6 %. Перерасход по оплате за электроэнергию составил 1390 тыс. руб. или 35 %. По бытовому сектору нередко перерасход достигает 80%. Целесообразнее использовать эти деньги на модернизацию электрических сетей.

Проведение рейдов по выявлению хищений, замена устаревших счетчиков класса 2,5 у бытовых потребителей, перевод потребителей с самообслуживания на выставление квитанций, использование нового электротехнического оборудования (изолированный провод, КТП малой мощности), премирование персонала за выявление безучетного потребления и т.д. – уже несколько лет составляют основу программ по снижению потерь электроэнергии. Тем не менее, эти мероприятия не обладают необходимой степенью эффективности. Суммарные затраты на их реализацию на много превосходят получаемый экономический эффект.

ССПС – точный многотарифный учет

Минимизировать потери, как в натуральном выражении, так и в стоимостном можно с помощью эффективной автоматической системы контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ).

Правильней называть АСКУЭ для ЖКХ Системой Сбора Показаний Счетчиков (ССПС). В такой системе показания счетчиков должны соответствовать фактическим данным и быть доступными потребителю. Кроме этого, ССПС должна обладать способностью корректировать время, как на сервере сбора данных, так и в электрических счетчиках по эталонам точного времени. В этом случае можно говорить о точном многотарифном учете.

ССПС для различных групп потребителей несколько отличаются, но в конечном итоге интегрируются в одну систему. Можно выделить следующие группы потребителей:

1. Мелкомоторный потребитель и учет по водам многоквартирных жилых домов;
2. Частный жилой сектор (самый проблемный);
3. Поквартирный учет в многоквартирных жилых домах;
4. Балансные системы сбора по трансформаторным подстанциям.

ЗАО «ТелеСистемы» имеет многолетний опыт в создании таких систем:

1. Для мелкомоторного потребителя мы строим систему следующим образом: рядом со счетчиками устанавливаются устройства, обеспечивающие проводной или беспроводной выход в Интернет. Проводной выход осуществляется с помощью ADSL модемов и услуг выхода в Интернет оператора проводной связи, беспроводной выход обеспечивает GPRS-коммуникаторами и операторами мобильной связи. Опрос счетчиков производится сервером, который может находиться в любой точке мира и иметь статический «белый» IP адрес (адрес видимый в Интернете).

2. Для частного жилого сектора мы строим ССПС тремя способами: способ первый – счетчик электрической энергии устанавливается внутри частного владения или на опоре линии электропередачи 0,4 кВ в специальном шкафчике. Рядом со счетчиком устанавливается радиомодем, работающий на частоте (433 МГц), не требующей регистрации. Мощность радиомодема невелика, всего 10 мВт, но модем обладает способностью ретрансляции данных, что позволяет строить радиосети по топологии «звезда» и «дерево». Созданная радиосеть подключается к GPRS коммуникатору (до 256 счетчиков на один коммуникатор) и, далее, опрос счетчиков производится через Интернет.

GPRS коммуникатор Bee.Net



Второй способ – счетчик электрической энергии устанавливается внутри частного владения или на опоре линии электропередачи 0,4 кВ. Рядом со счетчиком устанавливается PLC модем, работающий по сети 0,4 кВ, обладающий возможностью ретрансляции данных. Далее, сеть PLC модемов подключается к GPRS коммуникатору и опрос счетчиков производится через Интернет.

Способ третий (самый бюджетный) – электросчетчик устанавливается на опоре линии электропередачи 0,4 кВ и, далее, «витой» самонесущей парой (стоимостью 20 руб./метр) по существующей линии электропередач объединяются 30 электросчетчиков с интерфейсом RS 485 и подключаются к GPRS коммуникатору и, далее, опрос счетчиков происходит через Интернет.

Первый способ является технологичным и надежным. Ориентировочная стоимость точки учета с проектированием, монтажом и наладкой не превышает 12 тыс. руб. Второй способ по стоимости сравним с первым, но использование PLC модемов требует качественных сетей 0,4 кВ, что может повлечь за собой реконструкцию электросетей для обеспечения качественной связи.

3. Поквартирный учет в многоквартирных домах мы осуществляем двумя способами: способ первый – в квартирах или на лестничной площадке жилого дома устанавливаются однофазные счетчики «Меркурий-220» со встроенным PLC-модемом. Далее по сетям 0,4 кВ информация со счетчиков накапливается в концентраторе «Меркурий-225». Концентратор подключается к GPRS-коммуникатору или ADSL-модему и далее сервер сбора опрашивает счетчики через Интернет.

Способ второй – в квартирах или на лестничной площадке жилого дома устанавливаются любые счетчики российского производства с интерфейсом RS-485, которые объединяются «витой» парой (до 256 счетчиков) и подключаются к аппаратуре описанной выше, имеющей выход в Интернет.

Способ первый не укладывается в нашу идеологию, потому что нет возможности зафиксировать показания электрического счетчика по времени. Кроме того, отсутствует возможность производить коррекцию времени в счетчиках по эталонам точного времени. Также, нет полной уверенности в достоверности данных. Второй способ требует тщательной проработки монтажа для исключения вандализма. В решении этого вопроса ЗАО «Телесистемы» накоплен большой опыт.

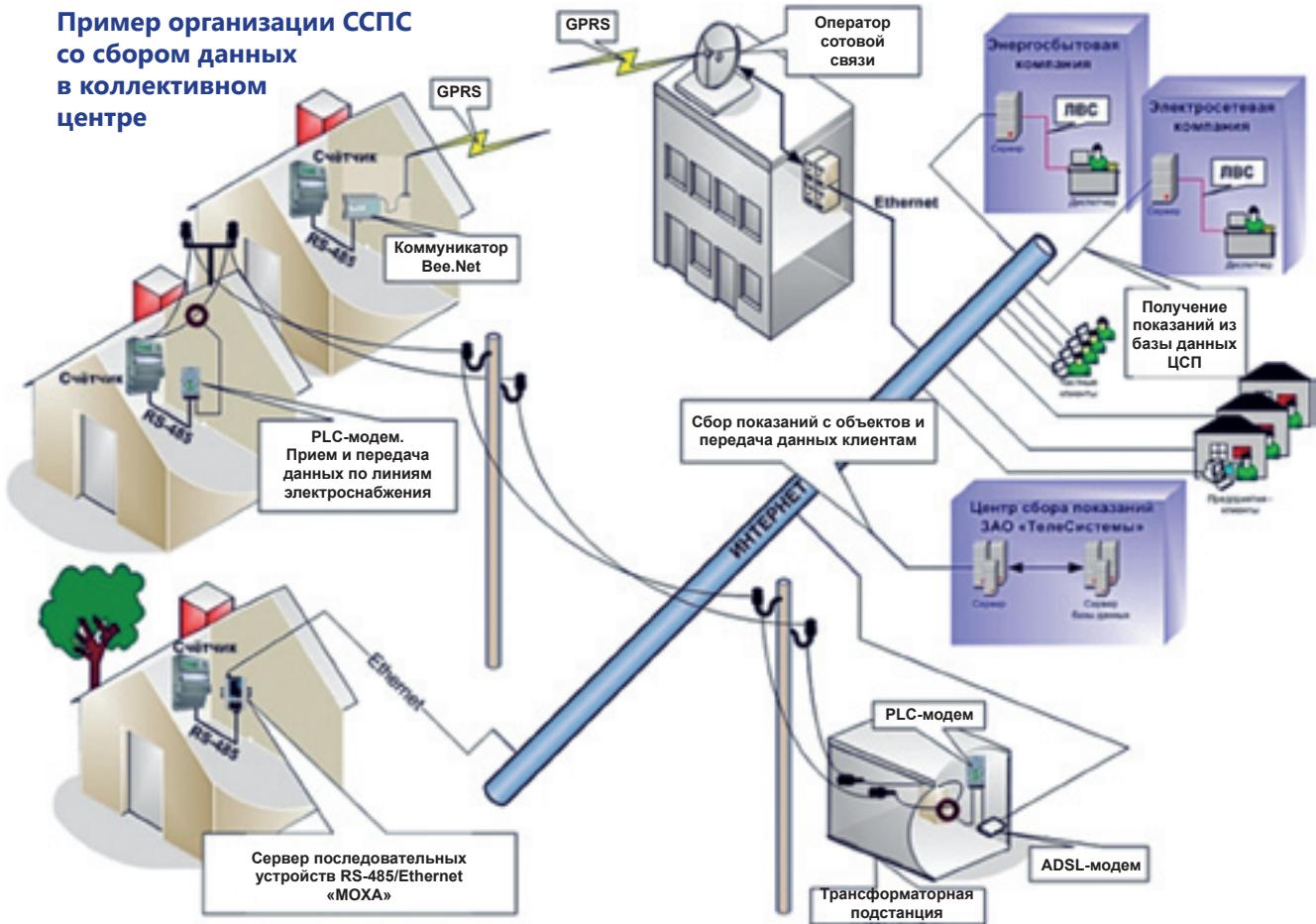
4. Балансные системы сбора по трансформаторным подстанциям (ТП) 6-10/0,4 кВ – удобно использовать внутри городских застроек, где электропитание потребителей производится кабельными линиями. Сбор данных со счетчиков потребителей, питающихся с ТП (многоквартирные жилые дома, юридические лица) осуществляется по питающим кабелям 6, 10 и 0,4 кВ с помощью PLC-модемов. С ТП информация идет на сервер сбора через Интернет. В этом случае (в отличие от воздушных сельских сетей) использование PLC-модемов позволяет создать надежную ССПС.

Для всех групп потребителей используется сбор показаний с электрических счетчиков с помощью Интернет. Авторизованный доступ к информации, хранящейся на сервере, также осуществляется с помощью Интернет. На основе этих принципов построена ССПС Bee.Net. Более того, в ЗАО «ТелеСистемы» создан Центр сбора показаний приборов учета, услугами которого пользуются 150 потребителей Сверд-



**Узел учета
электрической энергии
с коммуникатором Bee.Net**

**Пример организации ССПС
со сбором данных
в коллективном
центре**

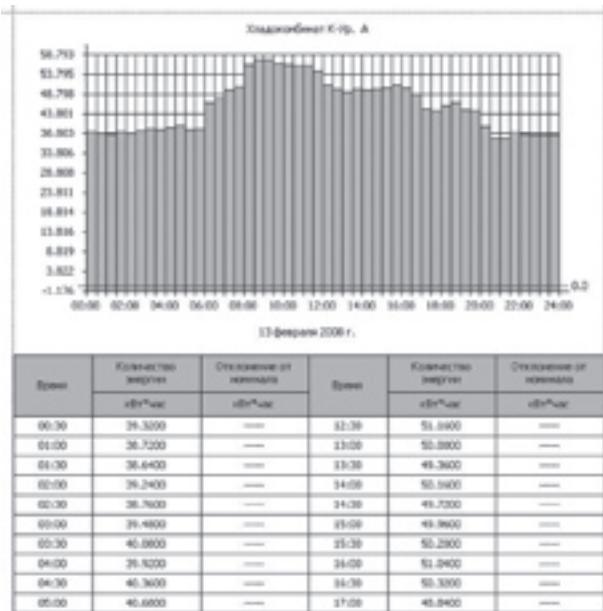


ловской области и Новороссийска. К Центру сбора подключено более 1500 счетчиков электрической и тепловой энергии.

В данном примере рассмотрен случай организации подомового (поквартирного) учета электроэнергии со сбором информации в коллективном центре сбора показаний ЗАО «Телесистемы». Показания счетчиков собираются в центре сбора тремя возможными способами:

- по каналам сотовой связи (GSM/GPRS) при помощи коммуникатора «Bee.Net»;
- по силовым линиям 0,4 кВ при помощи PLC-модема до трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ и далее по телефонной коммутируемой линии при помощи ADSL-модема;
- по выделенной линии при помощи Ethernet-адаптера.

Благодаря созданной системе Bee.Net, возможности Центра сбора ЗАО «Телесистемы» по количеству обслуживания точек учета – безграничны, сегодня это 10 000 000 приборов учета. Стоимость услуг предоставляемых Центром сбора не превышает затрат на содержание штата контролеров, при этом, не идет ни в какое сравнение частота и качество предоставления информации. Стоимость считывания и предоставление информации в формате получасовых интервалов каждый час с одного счетчика составляет от 100 руб./мес. Стоимость считывания и



Пример отчета о потреблении электроэнергии, получаемого абонентом

предоставления информации по тарифам один раз в сутки составит от 10 руб./мес. за один счетчик.

Преимущества Bee.Net

Что же получает пользователь за эти деньги, подключившийся к Центру сбора ЗАО «Телесистемы»? Это зависит от формы собственности. Юридические лица, как пользователи Центра, имеют доступ к любым формам отчетности, графикам и мнемосхемам с любого компьютера, имеющего доступ в Интернет. Необходимые формы отчетов разрабатываются по письменному запросу потребителя. Для оценки информации и возможностей ССПС Bee.Net с сайта ЗАО «Телесистемы» можно скачать удаленного «Клиента», установить его на свой компьютер и увидеть информацию по «реальным» счетчикам.

Собственник жилья или квартиросъемщик имеет доступ к показаниям своих счетчиков через Интернет, в том числе и с КПК (карманный персональный компьютер). Один раз в месяц сервер сбора рассыпает SMS сообщения с показаниями приборов учета. Также, информацию можно получить с помощью устройства дистанционного отображения показаний, если счетчик с радио или PLC-модемом установлен на опоре. Кроме того, потребитель может получить детализацию показаний у компании, осуществляющей сбор информации. Собственник жилья или квартиросъемщик может быть соинвестором данного проекта, оплатив ту долю в проекте, которая позволит ему перейти на многотарифный учет.

Сетевая компания получает возможность инвестировать средства, сэкономленные на снижении потерь в реконструкцию сетей, т.е. повышать нашу с Вами энергетическую безопасность.

Сбытовая компания имеет консолидированные данные по потребителям, снижает затраты за счет сокращения потерь (сверхнормативные потери оплачиваются сетевой компанией по тарифу высокого напряжения, а с потребителей сбытовая компания получает по тарифу среднего или низкого напряжения).

Преимущество ССПС Bee.Net, разработанной ЗАО «Телесистемы», в том, что она легко экспортит и импортирует данные в любую систему учета другого производителя, также биллинговую систему расчетов, как по компьютерной сети, так и через Интернет. В ССПС Bee.Net предусмотрена возможность выписывать счета за потребленную электроэнергию каждой точкой учета.

По желанию заказчика ЗАО «Телесистемы» может создать индивидуальный Центр сбора ССПС для отдельного потребителя электроэнергии, это существенно отразиться на стоимости оборудования и работ. О качестве работы и предоставляемых услуг ССПС Bee.Net можно узнать у ряда предприятий, являющихся клиентами Центра сбора. Среди них Торговая сеть «Монетка», Торговый комплекс «Паркхаус», Екатеринбургская Электросетевая компания, Свердловский филиал Энергобаланса, Арамильэнерго, Каменск-Уральский Водоканал, Екатеринбургский Водоканал и т.д. Всего более 150 клиентов.

ССПС Bee.Net гарантирует однозначное совпадение всех значащих цифр, хранящихся в счетчике и в Центре сбора, хранение информации на Центре сбора не менее трех лет, система исключает доступ третьих лиц к информации клиента без его согласия.

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Bee.Net, на базе которого построена ССПС Bee.Net, сертифицирован как средство измерения и может использоваться для коммерческих расчетов. Если сделать грубый расчет экономической эффективности для электросетевой компании, данные которой были приведены выше, то оказывается, что срок окупаемости такой системы составляет 1,4 года.

Оплата сверхнормативных потерь за год составит $1390\ 000 \times 12 = 16\ 680\ 000$ рублей.

Стоимость ССПС с охватом всех потребителей = 24 000 000 рублей

Таким образом, срок окупаемости $24\ 000\ 000 / 16\ 680\ 000 = 1,4$ года.

Юрий ВЕНГИН
Директор ЗАО «Телесистемы»

Адрес: 620000, Екатеринбург 8-е Марта, 197
Телефон (343): 383-45-74, 383-45-84 (факс)

ФОТОГАЛЕРЕЯ

проект «ЛИЦА ТЭК»

Портал Energyland.info впервые проводит конкурс «Лучший мужской портрет ТЭК-2009»: самые сильные, харизматичные, красивые, волевые, мужественные и неотразимые.

Итоги – в конце июня.



Глебов Александр
Валерьевич

Электросварщик ручной сварки 6 разряда
ООО «Заполярпромгражданстрой»
(«Стройгазконсалтинг»)



Корепанов
Олег Николаевич

прораб ООО «Заполярпромгражданстрой»
(**«Стройгазконсалтинг»**)

Скворцов
Николай
Александрович

директор филиала
ОАО «ТГК-5» «Удмуртский»





Олег
Фомичев

Директор по поставкам Группы Е4

Александр Макаров

Машинист котлов Челябинской
ТЭЦ-1 ОАО «Фортум»





Борис
Мешков

Начальник управления проектами
ОАО «Фортум» (ТГК-10)



Юрий
Ямпольский

Директор «Архэнерго»
(ОАО «МРСК Северо-Запада»)



**Евгений
Торопов**

Генеральный директор
Группы Компаний «ЭнТерра»

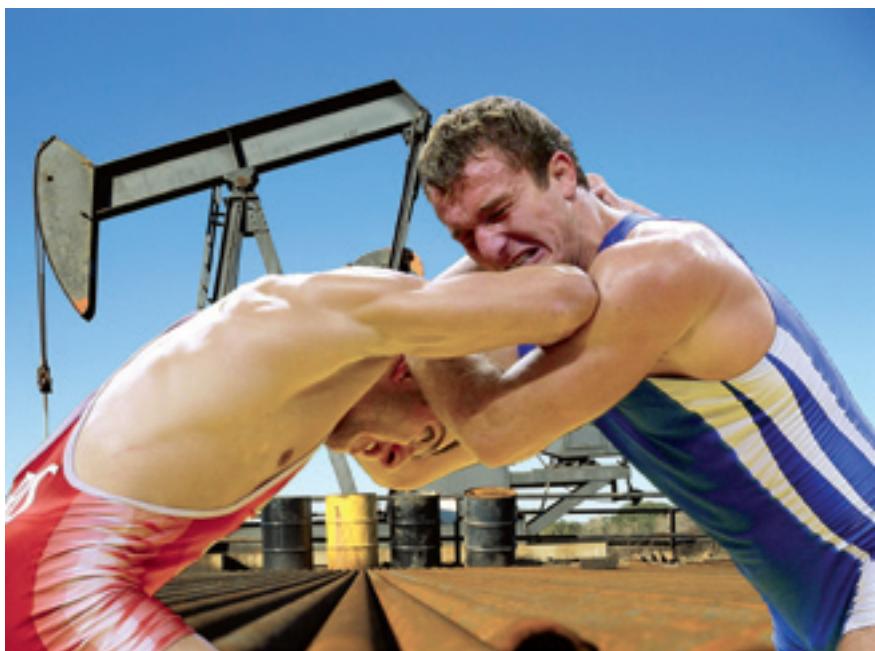


Михаил Росавицкий

Бывший главный инженер «Архэнерго». Ветеран предприятия. Обладатель медали Холдинга МРСК «За заслуги перед энергетикой» №1.

БОРЬБА ЗА НЕФТЬ

ПЕРЕДЕЛ СФЕР ВЛИЯНИЯ НА НЕФТЯНОМ РЫНКЕ ВХОДИТ В АКТИВНУЮ ФАЗУ. ПОЛУЧИТЬ КОНТРОЛЬ НАД АКТИВАМИ ПЫТАЮТСЯ ИНОСТРАННЫЕ ФИНАНСОВЫЕ СТРУКТУРЫ, ГОСУДАРСТВО. Нефтяники пока сохраняют независимость



В конце осени 2008 года российские нефтяные компании попали в кредитную ловушку. Резкое снижение цен на нефть со 147 долларов до 80 долларов за баррель финансово истощило мощные холдинги. Нефтяники оказались не в состоянии погасить внешние займы. Появилась угроза перехода отечественных нефтяных компаний под контроль иностранных банков. Основные игроки рынка были вынуждены обратиться за помощью к властям. В самый пик кризиса нефтяникам бросили спасательный круг. В октябре правительство решило предоставить Роснефти, Газпрому, ТНК-ВР, Лукойлу на погашение кредитов перед иностранными банками 9 млрд долларов до июля 2009 года. Этих средств хватило на покрытие срочных обязательств. Для полного расчета с иностранными банками (общий долг нефтяных компаний составляет около 80 млрд долларов) нефтяникам пришлось договариваться о предоставлении рассрочек.

Заложники финансового пузыря

Активно кредитоваться нефтяники начали в 2004 году. Цены на нефть пошли вверх, мировая экономика требовала увеличения объемов добычи. И в российском НГК началась гонка техперевооружения. Один за другим нефтяные холдинги рапортовали о реализации инвестиционных проектов на беспрецедентные суммы. Под строительство новых НПЗ, приобретение буровых установок, лицензий на месторождения привлекались дешевые деньги западных банков.

«Рынок развивался, денег было в избытке. Имелось смысл брать кредиты, покупать оборудование, бурить и зарабатывать на этом. Компании первого эшелона в основном оформляли займы для экспансии, реализации крупных проектов», - рассказывает **аналитик нефтегазовой отрасли UniCredit Securities Артем Кончин (Москва)**. Но разразившийся кризис стал препятствием для реализации

многих проектов. «Деньги просто зарыли в землю: вложили в фундаменты новых заводов, освоение месторождений. Отдачу от много-миллиардных вложений можно ждать в перспективе. А сегодня это в чистом виде – затратные проекты», - подчеркивает **Артем Кончин**. Остановить работу над ними для компаний означает отказаться от будущего. Оборудование изнашивается, объем добычи нефти сокращается. Компаниям требуется постоянное рефинансирование инвестиционных проектов. Практически все основные игроки находятся в зависимости от кредитов.

Сладкая жизнь, прощай!

В подавляющих случаях нефтяные компании на долгосрочные проекты привлекали краткосрочные займы, которые постоянно рефинансируались. Схема была работоспособной в докризисное время, но не сегодня. Некоторые нефтяники оказались в зависимости от воли финансовых структур. **Виктор Немихин, директор екатеринбургского филиала инвестиционной компании «Брокеркредитсервис»:**

«Небольшие сложности есть у Лукойла. Но там акционеры не бедные. Да и все кредиты использовались для приобретения перерабатывающих заводов и сбытовых компаний в Европе и США. А сбытовой бизнес обязательно генерирует денежный поток, поэтому у Лукойла денег на погашение долгов хватит.

В более трудном положении находится Роснефть. Очень большую долговую нагрузку она получила после того, как приобрела активы Юкоса. Основная проблема Роснефти – диспропорция бизнеса. При очень больших сырьевых запасах, мало переработки и сбыта.



Поэтому и норма прибыли низкая, а в текущих условиях она тем более уменьшилась. Уже устоялось мнение, что спасти Роснефть может финансово обеспеченный Сургутнефтегаз.

Почему эти две структуры все время пытаются поженить? У Сургутнефтегаза денег даже больше, чем у Роснефти долгов. Там нераспределенная прибыль огромнейшая. А новость о возможном входе в состав совета директоров Владимира Богданова, главы Сургутнефтегаза наводит на мысль, что Роснефть и Сургутнефтегаз будут объединены на обоюдовыгодных условиях».

Кредитная оттепель

Как только положение нефтяных компаний стало выравниваться, кредитные шлюзы начали медленно открываться. Швейцарские, немецкие, французские банки стали заключать новые контракты, представлять рассрочку по платежам старых кредитных линий. Содействием в кредитовании нефтяных компаний занимаются главы государства. Недавно Россия и Китай завершили переговоры о сотрудничестве в нефтегазовой промышленности. В соответствии с подписанным межправительственным соглашением российская сторона обязуется построить ответвления трубопровода ВСТО из России в Китай и поставлять нефть в Поднебесную. В свою очередь Китай выдает кредит Роснефти и Транснефти в размере 25 млрд долларов. О процентных ставках, сроках кредитования и получении средств подробности не известны. Аналитики отмечают, что это соглашение является знаковым. К российскому нефтяному сектору станут более благосклонно относиться в международном финансовом сообществе.

Аналитик инвестиционно-финансовой компании БКС, Андрей Полищук (Москва) подтверждает: «К предприятиям НГК из первого эшелона всегда было особое отношение. Все компании надежные. Да и к тому же кредитная нагрузка небольшая. Уже сей-

час банки возобновили борьбу за предоставления кредитов. Таким компаниям, как Лукойл, готовы выдать кредит на очень выгодных условиях. Процентные ставки, как правило, не превышают 7%. Не должно возникать проблем и у компаний из второго эшелона. Пусть иностранные банки им и не дают кредитов, но всегда существует возможность финансирования со стороны материнских компаний и российских банков. Сбербанк, ВТБ, Газпромбанк готовы к сотрудничеству с компаниями из НГК. Как государство, так и нефтяники понимают, что инвестировать в развитие нужно, потому что рано или поздно цены восстановятся и если сейчас не вкладываться в добычу, то в будущем нефти будет недостаточно. Поэтому кредитование НГК возобновится».

Секвестрирование инвестиций

Ждать восстановления кредитной активности в этом году не стоит. Столкнувшись с трудностями, нефтяники стали более осторожными. Новые инвестиционные программы отложены на неопределенный срок. **Михаил Бурьков, заведующий лабораторией внешнеэкономической деятельности института экономики УрО РАН** делится своими наблюдениями: «Сейчас страны ОПЕК снижают добычу нефти, российские компании поступают так же. Поставлять черное золото при низком уровне цены не выгодно. Часть скважин находится на консервации. Вопросы о создании новых объектов и проведении разведочных работ аннулированы. На мой взгляд, у нефтегазовых компаний сегодня практически нет потребности в инвестициях. Деньги нужны только для рефинансирования кредитов. Но по тем ставкам, которые могут предложить российские банки, такой возможностью они не воспользуются. Я думаю, они будут напрямую договариваться с правительством о выделении каких-то прямых ресурсов на спе-

циальных условиях».

Алексей Янин, доцент Тюменского государственного института, экс-директор департамента экономики Тюменской области: «Время показало, что политика Сургутнефтегаза оказалась самой эффективной. У этой компании вообще нет долгов. Она спокойно живет без кредитов, формирует валютные запасы. Сургутнефтегаз никого не пытается купить, приобрести заграничную собственность. Другие же компании вели себя достаточно беспечно, не прогнозировали удорожания кредитов, думали, что все будет идти в обычном режиме. И постепенно загоняли себя в долговую яму. Сейчас Лукойл, ТНК ВР, Роснефть ищут возможность рассчитаться с долгами, Сургутнефтегаз твердо стоит на ногах. Думаю, что многим нефтяным компаниям стоило бы придерживаться такой концепции развития.

Считаю, что Лукойлу лучше отказаться от покупки новых объектов в Европе, а сконцентрироваться на строительстве нефтеперерабатывающих заводов в России».

Судя по сложившейся картине нефтяные компании будут оформлять кредиты в самых крайних случаях: для рефинансирования старых займов. С реализацией новых инвестиционных проектов повременят. Все силы будут направлены на завершение уже реализуемых программ: Роснефть продолжит работу в Красноярском крае, Сургутнефтегаз – на Ямале.

Финансовое положение игроков нефтегазового рынка будет постепенно выравниваться. Нынешняя цена 40-45 долларов не катастрофична. При таких условиях можно сохранять независимость от кредиторов и властей. Однако, российское правительство будет постепенно усиливать свое влияние на нефтяников. «Невозможно, чтобы государство передало контроль даже над частью нефтяного сектора иностранцам. Президентство Владимира Путина было тому подтверждением», – сказал Максим Марамыгин, независимый финансовый аналитик.

Елена ВАСИЛЕЦ

Нефтяная скважина как источник проблем



Фонд скважин с каждым годом стареет, затраты на геологоразведку снижаются, объемы нового бурения падают. Поддерживать «на плаву» старые скважины намного дешевле – как итог, их текущий и капитальный ремонт становится самым востребованным направлением деятельности нефтесервисных компаний.

Мало нефти?

Первая и главная неприятность, которая обычно происходит со скважиной - ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), что приводит к снижению ее дебита. Проницаемость ПЗП ухудшается по разным причинам - в результате отложения асфальто-смолистых веществ из добываемой нефти, или объемной перестройки структуры порового пространства (дилатансия), или набухания глин (кольматация), которые содержатся в породе, образующей продуктивный пласт. ПЗП также имеет склонность к загрязнению механическими примесями, фильтратами растворов и жидкостей глушения, вскрытия и освоения, цементом.

Далее, нефть может обводняться - то есть снижается ее содержание в поступающем из скважины флюиде. «Обводнение продукции скважины случается по разным причинам, - рассказывает **Найл**

Гимадисламов, зам. начальника геолого-технологического отдела ООО «КАТКонефть» (Тюменская область, Когалым). – Во-первых, в результате естественных процессов движения жидкости в пласте при отборе из него жидкости или газа происходит подтягивание подошвенной, контурной или закачиваемой воды, которая замещает отбираемый флюид и поступает в скважину из разрабатываемого пласта через штатный фильтр (интервал перфорации). Во-вторых, в результате разрушения цементного камня за эксплуатационной колонной может возникнуть переток воды из выше- или нижележащих пластов по кольцевому пространству (в зоне контакта цементного кольца с породой, либо обсадной колонной) в существующий интервал перфорации. И наконец, в результате превышения расчетных величин давления, наружного (смятие) либо внутреннего, чему способствует коррозия металла обсадной колонны.

Ухудшение проницаемости ПЗП и обводнение допускают дальнейшую нефтедобычу, однако авария с глубинно-насосным оборудованием (ГНО) попросту прекращает ее. Например, ГНО может отвернуться или оборваться с насосно-компрессорных труб (НКТ) под воздействием вибрации от работы насоса и упасть на забой, если не был достигнут необходимый момент силы при сворачивании труб в процессе их спуска. Сами НКТ могут оборваться из-за усталостного разрушения металла, не замеченной при спуске трещины, износа резьбы при неоднократном использовании труб, протирания их насосными штангами, прожога электрической дугой при разрушении кабеля питания погружного двигателя. ГНО может «зацепиться» за парафиногидратные отложения в межтрубном пространстве (между обсадными трубами и НКТ). Вредные отложения могут возникнуть даже между элементами ГНО – например, на кабеле питания погруж-



ного электродвигателя. Кроме того, может требоваться обычная смена ГНО в результате его износа при длительной эксплуатации.

Что же такое ремонт

Понятие «капитальный ремонт скважины» трактуется специалистами сервисных компаний по-разному. Часть терминологии уже явно устарела. Ранее различались ремонты на КРС и ПРС (подземный ремонт скважины), поэтому бригады оснащались по-разному (более «тяжелые» подъемные агрегаты у КРС). Но сегодня сервисные компании работают прежде всего в соответствии с планами-заказами. Нередко, например, замена центробежного насоса предусматривает также обработку ПЗП.

Такие виды работ, как борьба с обводнением путем ремонтно-изоляционных работ (РИР) и восстановление нефтеотдачи с помощью обработки ПЗП, гидроизрыва пласта, вскрытия перфорацией, бурения боковых и горизонтальных стволов в скважине принципиально отличаются и друг от друга, и от очистки забоя и ствола скважины от посторонних предметов, хотя могут выполняться одновременно. Как следствие, большинство сервисных компаний относят к КРС только такие работы, при которых не требуется физическое воздействие на нефтеносный пласт – то есть ликвидацию последствий обрыва ГНО (или его замену) и восстановление разрушенной обсадной колонны (РИР), то есть в общем случае ограничение водопритока.

Количество заказов на КРС у нефтесервисных компаний в настоящее время не снижается, более того – имеет тенденцию роста. Причина простая – кризис и снижение объемов инвестиций в геологоразведочные работы. «Фонд скважин с каждым годом стареет, объемы бурения падают, поскольку это дорогостоящая операция, – говорит Олег Старо-



веров, нач. Управления РИР ООО «КатОбыНефть» (Нижневартовск). – Например, 90% работающих на Самотлорском месторождении скважин были зацементированы в 1980-х и начале 1990-х годов. Поэтому везде качество цемента, конечно, уже очень плохое».

Заглуши грамотно

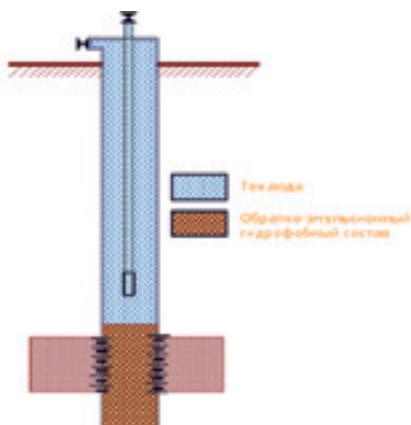
Перед проведением ремонта рассматриваются факторы: имеется ли в распоряжении сервисной компании технология решения конкретной проблемы со скважиной? устраивает ли заказчика предполагаемый срок окупаемости? нужно ли особенно беречь окружающую среду? При этом изучается техническое состояние скважины и история ее эксплуатации. Если решение принято, специалисты ремонтной бригады проводят усеченные гидродинамические исследования (ГДИ), то есть выясняют значение пластового давления.

Параллельно с проведением ГДИ готовятся территория, коммуникации, оборудование и нужный инструмент.

По данным ГДИ подбирается раствор глушения (технологический процесс, в результате которого создается противодавление на пласт). Это наиболее ответственная операция во всем ремонте, и от того, как она будет выполнена

и с помощью какого раствора, зачастую зависит успешность всех работ. Главное – не навредить продуктивному пласту и сохранить его исходные параметры.

По мнению **Сергея Бедокурова, нач. отдела КРС ООО «КатОбыНефть» (Нижневартовск)**, «выбор жидкости глушения целиком определяется пластовым давлением. Чаще всего применяется либо техническую воду, либо солевой (NaCl или KCl) раствор плотностью $1,02 \text{ г}/\text{см}^3$, иногда плотность больше – до $1,18 \text{ г}/\text{см}^3$ с шагом $0,01 \text{ г}/\text{см}^3$. Чем выше пластовое давление, тем «крепче» солевой раствор. Утяжелители использую очень редко. На Самотлоре сейчас уже надо применять «облегчители», настолько низкое там пластовое давление. При аномально низком применяем ПСЖГ [система с добавкой пенообразователя и азота для аэрации и снижения плотности жидкости, – прим. EnergyLand.info]».



Количество скважин со сверхнизким пластовым давлением, по мере истощения месторождений, в целом по России растет. При ремонте они поглощают большие объемы технологических жидкостей, что приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и ограничению дебита. Помимо ПСЖГ, в таких скважинах можно применять пенящиеся составы с наполнителями на основе торфа, разработанные ОАО «СевКавНИИнефть».

В случае высокого пластового давления могут применяться не только солевые растворы. «Одной из задач разработки обратно-эмulsionционного гидрофобного состава (ОЭГС), кроме его утяжеления и снижения фильтрационных характеристик, являлось создание блокирующего агента, который бы не фильтровался в пласт, имел углеводородную основу и при этом достаточный для глушения

ем оставшегося объема водными растворами солей. Поскольку агент практически не фильтруется в продуктивный пласт и обладает гидрофобными свойствами, сроки освоения скважин после КРС и вывода их в работу значительно сокращаются, отсутствует влияние на дальнейшую подготовку нефти».

Неверный подбор раствора приводит к нарушению коллекторских свойств пласта и впоследствии существенно снижает дебит – его потери могут составить до 40% от потенциальных объемов нефтедобычи. В итоге после неудачного ремонта можно месяцами ждать вывода скважины на проектный режим.

Глушение и промывка скважины от лишнего раствора проводятся с помощью насосных агрегатов, чаще всего ЦА-320, УНБ-125/32У и АН-700.

Собственно ремонт

Выбор техники для проведения КРС определяется текущей задачей, глубиной скважины (проектной нагрузкой на подъемный агрегат) и максимальным давлением на глубине.

После глушения и промывки скважины от излишков раствора на нее устанавливается подъемный (в случае особо сложной геометрии скважины – колтюбин-головой) агрегат, и бригада приступает к ремонтным работам. Для спуска в забой оборудования и инструмента в России в основном применяются подъемные агрегаты грузоподъемностью 40-120 т. Наиболее распространены А-50 (г/п 50 т) и А-60/80 (г/п 60 т).

При очистке скважины от посторонних (а когда-то очень полезных) предметов используется различное оборудование: крюки, удочки, колокола, трубо- и штанголовки (т.н. ловильный инструмент для захвата и извлечения из скважины НКТ, насосов, забойных двигателей и насосных

штанг), штанговые элеваторы (захват и удержание НКТ), трубные и штанговые ключи (спуско-подъемные операции с НКТ), клапаны-отсекатели, шаровые и пробковые краны (перекрытие и герметизация трубного канала), пакеры (разобщение вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства), превенторы (устройства для герметизации устья скважины, предотвращающие открытое фонтанирование), всевозможные фрезерные инструменты.

«Для спуско-подъемных операций применяем универсальный подъемный агрегат УПА 60/80 на шасси КрАЗ-65053 с условной глубиной скважин до 4000 м (НКТ 14 кг/м), а также Cardwell KB 210 (Cardwell 10), – рассказывает Сергей Бедокуров. - Ловильное оборудование закупаем у «Bowen» и ЗАО «Сиб Трейд Сервис» (Самара). У всех производителей разные стандарты, и раз уж мы начали работать с «СТС», то так и продолжаем. Если заказать комплектующие (а их постоянно надо обновлять) у другой компании, то они не подойдут».

Ремонтно-изоляционные работы на скважине делятся на несколько основных видов: ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны; восстановление цементного камня за эксплуатационной колонной (ликвидация заколонных перетоков); отключение (изоляция) водоносного пласта; цементирование дополнительных колонн и хвостовиков; максимальное ограничение или полная ликвидация поступления воды непосредственно из пласта.

«Ограничение поступления подстилающей воды – наиболее насущная проблема, причем работы по этому профилю стоят в 20 раз дешевле, чем новое бурение, и позволяют дольше и более полно эксплуатировать скважину, – считает Айрат Алчин, директор ООО «Гирос Плюс» (Не-



скважин удельный вес, – рассказывает **Николай Дубов, гл. геолог ООО «ГеоТекСервис» (Самара)**.

- В основе состава лежат обратная эмульсия, т.е. вода, растворенная во внешней углеводородной фазе (дизельное топливо). Получается, что скважина заглушена тяжелой жидкостью, но при этом близкой по своему роду к нефти. Удельный вес готового состава ОЭГС может варьироваться в пределах 1,09-1,25 г/см³, предусматривается не только полное заполнение скважин при щадящем глушении, но и установка блокирующих «пачек» агента в интервал перфорации с последующим заполнени-



фтекамск, Башкортостан). - Для этого нами разработана новая гелевая композиция, позволяющая решать подобную задачу – она не окисляется, не разрушается, долговечна и выдерживает депрессию до 200 атм. Кроме того, создан гель, который растворяет глину, не воздействуя на металл, породу и цементный камень».

В качестве основного оборудования для проведения РИР используются цементировочные агрегаты. Также в состав комплекса (сейчас их принято называть «флотами») входят цементовоз и установка для приготовления цементного раствора (миксер, он же блендер) - на внедорожных шасси, и емкости для смешивания компонентов.

«Двухнасосная компоновка цементировочного агрегата НТ-400 (Halliburton) позволяет закачивать цементный раствор по центральным трубам, одновременно поддерживая противодавление в затрубном пространстве, - рассказывает Олег Староверов. - Так же флот снабжен контрольно-измерительным оборудованием, способным собирать, регистрировать, записывать и оперативно обрабатывать получаемую из скважины информацию.

Колтюбинговую установку на цементировании применять не пытались, хотя и бывает такая возможность. Чтобы загнать пакер в хвостовик даже бокового ствола, достаточно обычного подъемного агрегата. Колтюбинг используем для промывки скважины от остатков проппнта [реагент для расклинивания трещин в нефтеносных пластах, - прим. EnergyLand.info] после гидроразрыва пласта (ГРП) – бывает, такой «козел» поднимается до самого манифольда.

Цемент покупаем у фирмы ООО «Дюккерхофф - Сухой Лог» (Германия), марки G «DylogCem». В качестве «подушки» (чтобы цемент успел «схватиться») или для селективной изоляции пласта ис-

пользуются гелевые (высоко- или низкомолекулярные) растворы, которые закачиваются непосредственно перед цементным. Вся нефтехимия в нашем арсенале – зарубежная (в частности, от Chevron). Пробовали работать на отечественных компонентах, но результатов не получили – качество реагентов не соответствует заявленному в проспектах».

казали наличие разрушения в обсадной колонне, наша задача его устраниТЬ, и затем той же геофизикой подтвердить факт ликвидации «заколонки». А как быстро скважина вернется на заданный уровень добычи, и сколько воды успело попасть в пласт, и когда пойдет нефть – через два дня или пять лет, то это не та проблема, которая решается бригадой РИР».



Различные добавки (реагенты) часто применяются совместно с цементным раствором – это замедлитель срока схватывания цементного раствора, понизитель водоотдачи, пластификатор и пеногаситель.

Если быстро устранить негерметичность обсадной колонны, которая не влияет на продуктивность скважины, то снижения дебита по окончании ремонта не будет. После спуска электроцентробежного насоса и откачивания раствора глущения скважина должна сразу выдавать продукцию в проектном объеме. Но это в идеале. «Допустим, бригада ликвидирует заколонные перетоки, - продолжает Олег Староверов. - Неизвестно, сколько они там существовали – год, два или десять лет, и насколько полон водой продуктивный горизонт. Вся работа бригады РИР строится на данных геофизики – если измерения по-

«Надолго ли сохранится проектная продуктивность после КРС, зависит от характеристик скважины, пласта, его мощности, насыщенности, давления и т.д., - считает **Владислав Холод, гл. геолог ЗАО «Башвзрывтехнологии»**. - Словом, в каждой скважине по разному, но при должном подходе - от полугода до нескольких лет. Многое зависит от того, в каком состоянии скважина была до КРС. Если предыдущий ремонт окупился и скважина еще перспективна, то можно ремонтировать ее хоть каждый месяц».

Эффективность ремонта и срок его окупаемости определяется инвестиционным проектом, который заранее готовится заказчиком. Так, принято, что эффект от КРС по ограничению водопритока должен действовать в течение одного года.

Олег НИКИТИН

Российские вездеходы: Странник, Леший и Петрович

Невзирая на недостаточный спрос со стороны крупных потребителей - компаний нефтегазового сектора, вездеходы становятся лучше, их продолжают создавать как крупные производители, так и энтузиасты - например, весной 2009 года закончены ходовые испытания нового вездехода «Трэкол-3905».



Сага о колесе

Для движения по бездорожью колесному вездеходу необходимо иметь хорошую проходимость - опорную (способность держаться на слабом грунте) и профильную (умение преодолевать неровности). Следовательно, нужны большие колеса и хорошая артикуляция подвески, а также достаточный запас мощности. В колесном вездеходе традиционно применяются шины низкого (от 0,5 атм) и сверхнизкого (менее 0,5 атм) давления. Основное преимущество таких шин и, соответственно, колесных вездеходов - их высокая проходимость и экологическая безопасность.

«Наш 13-летний опыт применения шин низкого давления относится, в основном, к шинам бескамерным, закрепленным на ободе прижимными кольцами, предотвращающими их проворот при воздействии тягового или тормозного крутящего момента, - рассказывает Сергей Самойлов,

главный конструктор ОАО «ПСА «БРОНТО» (Тольятти). - Данная конструкция колеса с шиной низкого давления является в настоящее время самой распространенной и доказала свою надежность в самых экстремальных условиях эксплуатации во всех климатических зонах. Использование камер в дополнение к данной конструкции колеса не увеличивает его прочности и ходовых качеств, а только увеличивает его массу и ухудшает температурный режим при движении по мягким грунтам, добавляя трение между камерой и шиной».

Например, шина НПФ «Трэкол» (Люберцы, Московская область) представляет собой оболочку размером 1300x600x533, в которой сочетаются высокая эластичность оболочки (укрепленной 2-слойным капроновым кордом), малая толщина стенок и стойкость к повреждениям. Рабочее давление на шоссе 0,5 атм, на слабонесущих грунтах и снегу всего 0,08 атм. Хорошее сцепление на без-

дорожье обеспечивает деформация шины, которая адаптируется к грунту, обтекая рельеф. Складки резины, образующиеся в пятне контакта, дополняют слаборазвитый рисунок протектора.

Ассоциация «Арктиктранс» оснащает свои вездеходы объемными тонкостенными шинами (2-3 слоя корда), давление в которых поддерживается в зависимости от веса вездехода от 0,1 до 0,5 атм. Особенность этих шин - наличие запатентованных пластичных грунтозацепов. «Кроме того, «Арктиктранс» выпускает свои шины одного и того же размера как в камерном, так и в бескамерном вариантах, с герметизирующим слоем, - уточняет «отец» российских колесников, **генеральный директор «Арктиктранса» Вадим Шапиро**, - чего «Трэкол» не делает до сих пор. Камерные шины обладают достаточной эластичностью для адаптации к рельефу, и даже у трехслойной мощной шины 1700x750 мм с давлением 0,25 атм эластичность такова, что



шина принимает рельеф бревна, которое преодолевает».

В компанию к известным производителям вездеходов в 2006 году присоединилось ООО «Трансмаш» из Н.Новгорода, где при помощи местных ученых создали плавающий снегоболотоход «Кержак» (две модификации грузоподъемностью 1 т). Конструктивно колесный диск машины состоит из двух сваренных конусов, к которым прижимается зaborтная часть двухслойной шины. Что очень удобно, можно установить компрессор для централизованной подкачки/спуска колес. Специалисты «Трансмаша» также планируют применить на «Кержаке» пятислойные шины с рабочим давление 0,5-1 атм, поскольку возникла необходимость использования машин в горных условиях, где тонкие шины сверхнизкого давления не выдерживают нагрузок.

«Все производители колесных вездеходов в России каждый по своему занимаются одним интересным и нужным делом, идя к цели разными путями, - подытоживает «колесный» спор Вадим Шапиро. - Факт: несколько сотен владельцев «Трэкола» используют шины «Арктиктранса» и ОАО «Авторос» (Москва). «Авторос», кстати, выпустил уже вторую шину низкого давления в своем ассортименте. Пусть эта шина не идеальна, но ведь люди занимаются делом, думают, стараются... Во всей этой дискуссии поражает одно: ее участники не понимают, что для разных внедорожных условий нужны различные шины. С различным рисунком протектора, для снега, грязи, болота. Универсальных шин нет и быть не может!»

Главный враг вездехода

Не менее важный элемент колесного вездехода – ходовая часть. «Вездеход на пневматиках должен быть максимально легким, иметь независимую длинноходовую подвеску всех колес и шины с грунтозацепами, - считает Иван Елисеев, главный кон-

структор Ассоциации «Арктиктранс» (Москва). - Соблюдение этих условий позволило создать снегоболотоход «Лопасня». К его особым свойствам следует отнести герметичность кузова (мотор и трансмиссия расположены внутри него) и возможность плавать даже при волнении 3 балла. По существу это амфибия, которая легко выходит из воды на крутой берег и лед высотой до 20 см.

меньше дизельного топлива, чем ГАЗ-34039 (при этом его грузоподъемность в 1,5-2 раза выше). Ходимость колеса «Мамонтенка» на каменистом грунте составила более 15 000 км.

Первой моделью НПФ «Трэкол» (построенной в 1996 году) стал трехосный среднемоторный «Трэкол-3929» с несущим кузовом из дюралюминиевых листов. К нашему времени производство

Вадим ШАПИРО,

«отец» российских колесников



Однако изумительное сцепление с грунтом может сыграть злую шутку с владельцем вездехода. На твердом грунте пневматики создают защемленную конструкцию – их невозможно загнать в пробуксовку (не хватает мощности обычного мотора) и при максимальных оборотах двигателя на пониженной первой передаче легко порвать трансмиссию».

«Арктиктрансом» построены пассажирские вездеходы «Нара», «Арктика», «Лопасня» и грузовой «Мамонтенок». При разработке грузовика независимую подвеску заменили на поворотно-сцепной узел, который позволяет всем колесам постоянно находиться в контакте с почвой. «Мамонтенок» при полезной нагрузке 1,5-2,5 т оказывает давление на грунт как ступня человека ($0,25 \text{ кг}/\text{см}^2$) и плавает со скоростью до 4 км/ч. «Мамонтенок» расходует в 3-3,5

раза больше топлива, чем ГАЗ-34039 (при этом его грузоподъемность в 1,5-2 раза выше). Ходимость колеса «Мамонтенка» на каменистом грунте составила более 15 000 км. разрослось до нескольких моделей – все с зависимой подвеской. Это две модификации 4-колесных вездеходов «Трэкол-39041» и трехосные -39294, -39292, грузопассажирский -39295 с 4-местной кабиной. В 2008 году модельный ряд пополнился новинкой – «Трэкол-39445». Кузов этой машины, рассчитанный на перевозку пяти человек, сделан из стеклопластика, имеет люк и съемные крылья, что позволяет упростить транспортировку вездехода. Шасси «Трэкол-39445» взято у модели -39041, а передние и задние мосты, раздаточные коробки и коробки передач, механизм рулевого управления унифицированы с моделями -39041, -39294 и -39295. В марте 2009 года закончены ходовые испытания нового вездехода «Трэкол-3905», презентация этой модели намечена на август.

«Включение блокировки на

раздаточной коробке часто приводит к поломке кардана, - замечает **Виталий Мазуркевич, конструктор ООО «Литвина» (Пинск, Беларусь)**. - Ранее была популярна схема Лэфли, ее использовал советский конструктор Виталий Грачев на своих ЗиЛах. С первого взгляда, большое количество преимуществ и простота. Мы тоже поддались хвалебным описаниям детищ Грачева, не задав себе простого вопроса: почему их никто не производит? С тех пор я не доверяю статьям в журналах, пока не проверю все на собственном опыте. А опыт проверки этой схемы случился в 1999-2000 годах в Антарктиде, где восемь машин пытались дойти до южного Полюса, но дошли только четыре. Помимо случались в среднем каждые 30 км – «летели» редукторы, приводные валы. По возвращении из Антарктиды мы напрасно пытались усиливать их, дорабатывать и т.д. А болезнь оказалась проста, и название ей: рециркуляция паразитной мощности, это главный враг вездехода.

Кстати, в 2007 году в Бауманском университете презентовали 3-осный вездеход «Проекта Z», сделанный по схеме Лэфли. [Проект вездехода был разработан



от «Нивы», то их рвет крутящий момент двигателя (они даже на «Ниве» ломаются). С применением других, более мощных редукторов и приводов машина станет значительно надежней. Также при низких температурах смазка ШРУС густеет и сепаратор просто раскальвается, поэтому следует применить авиационную смазку. Кроме того, «Лопасня» не полноприводная - средняя ось подкатная, на глубоком снегу и в болоте передние и задние колеса зарываются».

«С 1990 года «Арктиктранс» использовал схему Лэфли в снегоболотоходе «Арктика», и весной 1990 года на двух таких вездеходах мы пытались пройти к Северному полюсу, - возражает Иван Елисеев. - Из-за чрезвычайно мягкой зимы это оказалось невыполнимо, но нам удалось обойти весь архипелаг Северная земля (2000 км). Поломок не случилось. К сожалению, участник этого похода Виктор Радкевич при создании в 2000 году восьми машин для похода к Южному полюсу применил в качестве двигателя автомобильные дизеля объемом 1,6-1,8 л с моментами, в 4-5 раз превышающими моменты, которые были использованы на «Арктике». Понятно, что трансмиссия, целиком заимствованная у «Арктики», не могла выдержать столь значительные нагрузки. И по по-

воду «Лопасни»: у нас есть протокол Государственных испытаний, в котором записано, что «машина превышает по проходимости все известные типы транспортных средств, включая гусеничные».

Между тем «Проект Z» в рамках группы компаний «Авторос» жив – не далее как в феврале 2009 года состоялся технический выезд 4-осного вездехода Z-83 в окрестности Усть-Илимска (Иркутская область). Основной задачей испытаний было определить способности вездехода преодолевать снежные препядствия с разной глубиной снега, плотности, консистенции при низких температурах. Проверялись работоспособность узлов и агрегатов вездехода: двигателя, коробки передач, раздаточной коробки, шин. Надо отметить, что дизайн Z-83 серьезно отличается от первоначального варианта, причем в лучшую сторону, и колес теперь стало восемь.

Энтузиасты и рынок

Попытки наладить производство колесников периодически совершаются разными предприятиями и отдельными энтузиастами. Так, в ООО «Аквилон-Групп» (Самара) построили вездеход «Старател Александра», ООО «Полюс-Вектор» (Дмитров, Московская область) соорудило машину «Вектор». Ряд



«Объединением проектировщиков предприятий» по заказу ОАО «Авторос», - прим. ред.] И в первый же день у него срезало редуктор. Ущербность этой схемы поняли в «Арктиктрансе», поэтому их «Лопасня» не имеет блокировок вообще. Но так как используются колеса 1200 мм и более, а передние редукторы и приводы взяты



компаний (например, ООО «МЕГ Вест» из Сургута, построивший вездеход «Хищник») воспользовались шинами «Трэкола» для создания собственных моделей.

«Конструкторская мысль не стоит на месте, - утверждает **Вадим Шапиро**. - В последние годы появились новые машины – «Странник», «Тром» и «Тром-8», «Хищник», «Александра», «Петрович» (бывшая «Грива»). «Тром» имеет интереснейшую конструкцию, и ее автор утверждает, что машина способна преодолевать любой тип болот. Можно сказать, что 2008 год был плодотворным в смысле создания новых колесных вездеходов. Все эти машины сейчас поставлены в серию. Причем на «Странник» даже выстроилась очередь на весь 2009 год».

«Сейчас особенно активно развивается направление полноприводных колесных вездеходов на шинах сверхнизкого давления... - говорит **Владимир Волхонский**,

руководитель отдела маркетинга компании «Проект Z» (Москва). - Существуют различные производители колесных везде-



ходов, но в основном это вездеходы на серийных отечественных агрегатах. На сегодняшний день в России идут активные разработки по созданию новой модели полноприводного вездехода, который обладает высокой проходимостью, надежностью, удобством, комфортом, безопасностью, привлекательным внешним видом. Есть уже первые положительные

результаты, и мы уверены, что в скором времени появится российский колесный полноприводный вездеход, который будет востребован не только в России, но и за рубежом».

Помимо отечественных вездеходов, встречаются амфибии канадской компании Ontario Drive & Gear Ltd. под маркой «Argo». До недавнего времени импортировались только агрегаты серии Conquest 8x8, однако фирма не стоит на месте и запустила в серию Avenger 8x8. Также в России можно купить многоцелевые американские амфибии MAX II, MAX IV и плавающий самосвал с откидным бортом BUFFALO – это небольшие машины с кузовом из ударопрочного полимера, передвигающиеся на шести ведущих колесах. Интересно, что любая модель переделывается своими силами из колесной в гусеничную.

Игорь ДЕНИСОВ

Полную версию статьи читайте на портале
www.energyland.info
в разделе «Аналитика»/ «Нефть и Газ»



КАЧЕСТВО ТОПЛИВА – ЭТО ВЫГОДНО

На архельской конференции в Екатеринбурге ведущие сотрудники ОАО «ЛУКОЙЛ» рассказали о планах по расширению производства высокооктановых бензинов и дизельного топлива, раскрыли нюансы торговли нефтепродуктами и лицензирования деятельности АЗС.



Сергей КОНДРАШОВ,
зам. начальника
опытно-исследовательского
цеха ООО «ЛУКОЙЛ-
Пермьнефтеоргсинтез»:

ЛУКОЙЛ готовит вывод на рынок двух новых продуктов: уходим от производства 92-го бензина под брендом «Экто», оставляем только высокооктановые топлива – 98-й и 95-й с но-

вой присадкой. Наименование «Экто» останется, но на упаковке появится дополнительная символика. Производство уже сертифицировано, «Унихим» одобрил эти продукты. Испытания новых бензинов закончатся в течение мая, по их результатам станет известно, что мы получим с точки зрения экономики, и сколько они будут стоить – но цена будет выше однозначно.

Мы уже не первый год производим (на заводе в Нижнем Новгороде) альтернативное авиационное топливо типа jet. От начала производства до самолета все этапы должны сертифицироваться – транспорт, перевалки, и т.д. Мы прошли этот этап 3 года назад и успешно экспортируем это топливо – продаем нашему конкуренту ВР, в России jet пока не востребован.

Пермский завод производит авиатопливо уже по новому стандарту. ЛУКОЙЛ имеет значи-

тельную долю на рынке авиатоплива, реализуя его через заправочные комплексы в аэропортах Н.Новгорода, С.-Петербурга, Самары и Волгограда. Пытаемся открыть аналогичный комплекс и в Екатеринбурге, но в переговорах с владельцами портовых сооружений возникла заминка.

Принципы ценообразования используем разные – и розничные, и заводские. Продукция НПЗ оценивается по международным нормам. 60% производства топлива наших заводов отправляются на экспорт, и цены формируются соответственно. Разницу в цене топлива регулирует государство, но дешевле дизельное топливо не будет.

Избыточный бензин марки Евро-3 везем на рынок США. Азиатские рынки пока не используем – логистика заводов этого не позволяет. Небольшие объемы также «сбрасываем» в среднеазиатские страны и Украину. Наши бензины в Европе никто не ждет, и мы вынуждены продавать их в России. Наш следующий инвестиционных проект – строительство каталитический крекинг на Волгоградском заводе, где будет сделан акцент на производство дизельного топлива. Это дополнительный объем конечного продукта. И реализация топлива на территории России остается приоритетом компании.

Сокращение инвестиций произошло реальное – если 2008 год был для нас самым затратным, то инвестиции в 2009 году заметно ниже. Причина – трехкратное снижение стоимости нефти. На персонале экономить не пред-



полагаем. Много направлений, которые связаны с сервисом нефтедобычи, вот за их счет и будем экономить.

Что касается отмены лицензирования деятельности АЗС, то этот предмет надо смотреть общо: остаются Ростехнадзор, пожарники... В принципе лицензирование - это просто проверка оборудования и персонала, который работает на АЗС. Кто будет лицензировать, государство не определилось. Надзирают за автозаправками и МЧС, и пожарные, причем достаточно жестко. Есть лицензия или нет, в любом случае объект не останется без контроля, и я не думаю, что лицензирование обязательно. Однако надзор должен быть жестким не только в отношении ЛУКОЙЛа, но и других участников розничного рынка нефтепродуктов.

Два министерства, Минсельхоз и Минтопэнерго, пытаются договориться о льготном финансировании поставок дизельного топлива и 80-го бензина в адрес фермерских хозяйств и сельского хозяйства в целом. Считаю, что это надуманный спор - программа поддержки сельхозпроизводителей реализуется с марта 2009 года, и регионы, закрепленные за ЛУКОЙЛом, практически

не потребляют 80-й бензин. Что касается дешевого дизельного топлива, то его потребление связано с сезонностью и пока также незначительно. Сельское хозяйство хочет видеть хороший продукт. Зачастую, если ферма работает нормально, то и техника у хозяина импортная, и требует она соответствующего топлива.



Геннадий СУВОРОВ,
зам. начальника Главного
управления ОАО «ЛУКОЙЛ»,
начальник Департамента коор-
динации сбыта нефтепродуктов
в России:

- Если строго следовать принятым на нашем НПЗ западным технологиям, методам и стандартам качества продукции, работать проще. Внедрение новых

принципов работы сейчас и происходит на многих российских заводах.

Пермский завод уже фактически работает по новому техническому регламенту [«О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», утвержден постановлением Правительства РФ №118 от 27 февраля 2008 года – прим. EnergyLand.info]. Нам он выгоден тем, что отсекает поставщиков недоброкачественной продукции. Инвестиционная программа компании, в частности, направлена на полную реализацию требований регламента, которые вступят в действие в 2012 году.

Выявить подделки нашей продукции достаточно просто: бензин хорошо исследуется хроматографическим методом, спектрографический используется для масел. Есть банк данных, и всегда можно идентифицировать подделку.

Мы рассматриваем варианты производства биодизельного топлива. В сегодняшней ситуации производства биодизеля не требуется, хотя российский стандарт производства дизельного топлива допускает введение до 5% растительных масел. Тут важна культура потребления - с точки зрения правительства стран, которые стараются снизить зависимость от импортного топлива, это плюс. Для потребителя добавление масла в топливо не всегда хорошо, это снижает стабильность дизеля при хранении. В итоге топливо хранится 2-3 месяца, и в него надо добавлять присадки, поскольку микроорганизмы поедают это масло. То есть биодизель не дешевле, чем обычное топливо, но западные производители вынуждены смешивать масло с топливом, этого требует их законодательство.

Игорь ДЕНИСОВ

Насосно-компрессорная труба: рецепт долголетия

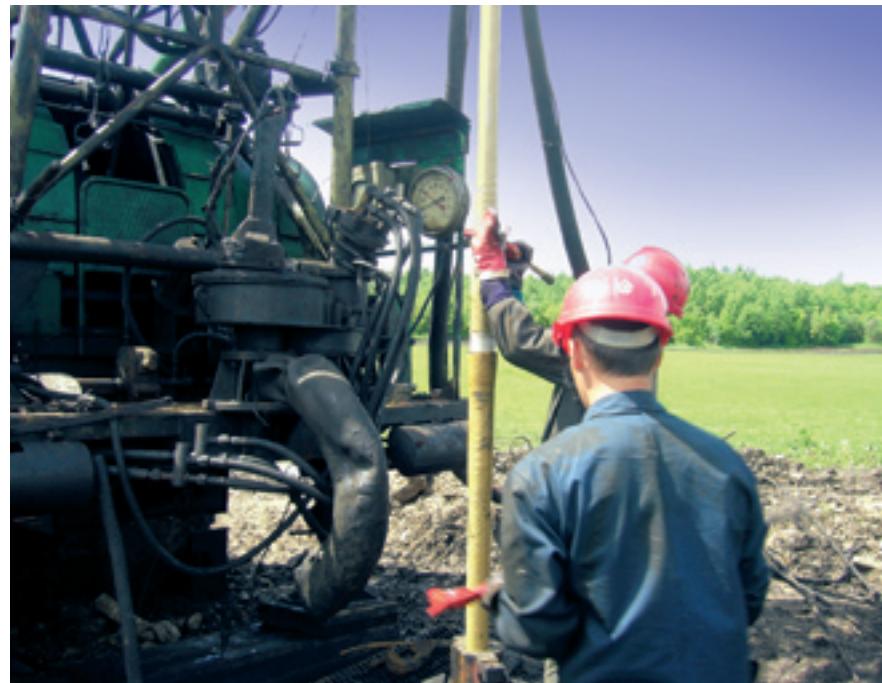
ЗАЩИТА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (НКТ) ОТ КОРРОЗИИ И ВРЕДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АСФАЛЬТЕНОВ, СМОЛ И ПАРАФИНОВ (АСПО) РЕЗКО УВЕЛИЧИВАЕТ СРОК ИХ СЛУЖБЫ. ЛУЧШЕ ВСЕГО ЭТО ДОСТИГАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕМ ТРУБ С ПОКРЫТИЯМИ, ОДНАКО МНОГИЕ НЕФТЕДОБЫЧИКИ ПРЕДПОЧИТАЮТ «СТАРЫЙ ДОБРЫЙ» МЕТАЛЛ, ИГНОРИРУЯ УСПЕХИ РОССИЙСКИХ НОВАТОРОВ.

Удалить АСПО на скважине

На переднем крае борьбы с вредными отложениями на НКТ и коррозией находятся нефтедобывающие компании. Не имея возможности повлиять на защитные качества уже находящихся в эксплуатации труб, нефтедобытчики применяют разные способы удаления АСПО, в первую очередь химический (ингибирирование, растворение) как наименее затратный. С определенной периодичностью в затрубное пространство закачивается раствор кислоты, которая смешивается с нефтью и удаляет новообразования АСПО на внутренней поверхности НКТ. Химическая чистка также нейтрализует коррозионное разрушающее воздействие на трубу сероводорода. Такое мероприятие не мешает добыче нефти, а состав ее после реагирования с кислотой меняется незначительно.

«Кислотная и другие виды обработки НКТ, конечно, применяются для их текущей очистки на скважине, но ограниченно - в России 120 тыс. скважин, и чистят трубы далеко не везде, считает **Иосиф Лифтман, главный инженер проекта ОАО «УралНИТИ» (Екатеринбург)**. - Кроме того, никакие методы очистки непосредственно на скважине не избавляют от постепенного загрязнения НКТ отложениями».

Помимо химического метода очистки труб, иногда используется механический (скребками, опускаемыми на проволоке или штангах). Другие методы, а это депарафинизация с помощью волнового воздействия (акустического,



ультразвукового, взрывного), электромагнитный и магнитный (воздействие на флюид магнитными полями), тепловой (прогрев НКТ горячей жидкостью или паром, электротоком, термохимическая депарафинизация) и гидравлический (штуцирование сечений трубопроводов для инициации выделения газовой фазы - специальными и гидроструйными устройствами) применяются еще реже ввиду их относительной дороговизны.

Восстановление НКТ

Рано или поздно в жизни любой трубы (если она еще не рассыпалась от коррозии) наступает день, когда ее эксплуатация уже невозможна по причине сужения внутреннего диаметра или частичного разрушения резьбы. Нефтедобывающие компании либо отправляют такие трубы в лом, либо удаляют из НКТ все отло-

жения и заново нарезают резьбу с помощью специального оборудования в составе ремонтных комплексов. Различные варианты оснащения таких цехов на ремонтных базах нефтедобывающих компаний предлагают несколько российских предприятий - НПП «Техмашконструкция» (Самара), «УралНИТИ» и др.

«Соли мало кто чистит, трубные склады некоторых компаний забиты непригодными НКТ, - рассказывает Иосиф Лифтман. - В поставляемый нами комплексно-механизированный цех по очистке и ремонту НКТ входит все необходимое оборудование, в том числе для очистки труб от АСПО и солей, дефектоскопии, обрезки изношенных резьбовых соединений и нарезки новых, нанесения новой маркировки. Также мы разработали отдельный технологический блок для удаления солей и особо вязких АСПО. Возможно



Фрагменты НКТ с внутренним полимерным покрытием (фото ОАО «БМЗ»)



и нанесение диффузионного цинкового покрытия на отдельном оборудовании.

Нефтяники на ремонтных базах эксплуатируют до 50 комплексов по очистке и ремонту НКТ – от самых примитивных до весьма совершенных, а значит, они востребованы. Ремонт одной НКТ обходится в 5-7 раз дешевле, чем закуп новой, а ресурс отремонтированной трубы – 80%. Вообще, ресурс работы НКТ зависит от глубины скважины, загрязненности нефти и т.п. В некоторых скважинах трубы стоят по 3-4 месяца, и их уже надо доставать, в других, которые выдают почти чистое топливо, они могут работать и 10 лет».

При сильном загрязнении или повреждении НКТ коррозией (в случае если нефтедобывающая компания не имеет соответствующего оборудования для их восстановления) трубы отправляются на ремонт в специализированную компанию. «Трубы, поступающие от заказчика, проходят гидротермическую обработку с целью очистки их поверхности от АСПО, – рассказывает **Владимир Прозоров, главный инженер ООО «Игринский трубно-механический завод», ИТМЗ (пос. Игра, Удмуртия)**. – Трубы, не удовлетворяющие требованиям технических условий и не имеющие соответствующих параметров, отбраковываются.

Пригодные для ремонта трубы подвергаются отрезке резьбовой части, которая изнашивается сильнее всего. Нарезается новая резьба, навинчивается новая муфта, труба маркируется».

«Гидронефтемашем» (Краснодарский край) для удаления отложений с природными радионуклиидами опробован гидромеханический метод очистки. Его преимущества: возможность удаления комплексных отложений (солевых, с органическими соединениями нефти) без ограничений по химическому составу, прочности и толщине отложений; исключение деформирования и разрушения очищаемых НКТ.

Различные напыления

Внутреннее диффузионное цинковое покрытие (ДЦП) имеет высокую адгезию к железу и низкую к парафинам. Слоистая конструкция, образованная в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа, показала высокую коррозионную и эрозионную стойкость, улучшенную герметичность резьбовых соединений (допускается до 20 операций свинчивания-развинчивания) и увеличенный в 3-5 раз срок их службы.

Внедрению таких НКТ в практику еще несколько лет назад препятствовала ограниченная длина труб (6,3 м), которые можно было

обрабатывать на российском оборудовании, что увеличивало число стыков и снижало срок эксплуатации всего объекта. «В 2004 году мы ввели в действие производство по диффузионному оцинкованию труб в г. Орске (Оренбургская область), – рассказывает **Андрей Сакардин, коммерческий директор ООО «Проминнтех» (Москва)**. – Стало возможным наносить ДЦП на трубы нефтяного сортамента длиной 10,5 м. По сравнению с полимерными, ДЦП не склонно к старению, обладает высокой твердостью и износостойкостью, не требуют периодической принудительной очистки. Цинковая составляющая обеспечивает покрытию достаточную пластичность, протекторные свойства и выступает как твердая смазка. Такие трубы легко транспортировать без повреждения покрытия, в отличие от труб с неметаллическими покрытиями, особенно эмалевыми или стеклоэмалевыми».

Помимо относительно высокой цены, можно отметить и технические недостатки таких труб – это шероховатость цинкового покрытия и его неприменимость на скважинах, нефть которых имеет щелочную реакцию. В итоге ситуация складывается так, что цинковое покрытие наносится сейчас исключительно на муфты и реже – на резьбу самой НКТ.

ИТМЗ освоил метод воздушно-плазменного напыления металлических порошков (смесь вольфрама, кобальта, молибдена и латуни) на резьбу НКТ без изменения геометрии и свойств металлической основы, с целью придания ей улучшенных эксплуатационных свойств износо-коррозионностойкости. Покрытие ниппельной части резьбы заметно повышает страгивающую нагрузку.

«Новые муфты с термодиффузионным цинкованием уже предлагаются трубными заводами, изготавливающими муфты, – утверждает Иосиф Лифтман. – Можно сказать, что выпуск таких муфт стал стандартной опцией. Все зависит от глубины скважины и нагрузки на резьбу, для мелких скважин приме-

нение таких муфт не так актуально, как для глубоких. Вообще, все виды напылений имеют повышенную хрупкость, за исключением диффузионного цинкового, который не портит металл трубы и обладает антизадирными свойствами».

Силикатно-эмалевое покрытие

С технической точки зрения эмалирование - процесс адгезии силикатной эмали на поверхности металла, при этом прочность сцепления полученного композита выше прочности самой эмали. К достоинствам труб с эмалевым покрытием относятся широкий температурный диапазон эксплуатации (от -60°C до +350°C), высокая стойкость к абразивному износу и стойкость к коррозионному воздействию.

Технологии нанесения эмали не позволяют наносить ее на муфты, но можно использовать фосфатирование [создание на поверхности изделий из углеродистой и низколегированной стали пленки нерастворимых фосфатов толщиной 2-5 мкм, предохраняющей металл, при дополнительном нанесении лакокрасочного покрытия, от коррозии, - прим. EnergyLand.info], либо термодиффузионное оцинкование, что нивелирует этот недостаток. «Фосфатированные муфты предусмотрены ГОСТ 633-80, их обычно и применяют. Наша компания использует ДЦП-муфты собственного производства, и только если клиент просит удешевить товар, навинчиваем фосфатированные», - говорит Дмитрий Боровков, генеральный директор ЗАО «Эмант» (Москва). - Патент на эмНКТ принадлежит лично мне и используется только «Эмантом». - На скважинах со штанговыми глубинными насосами эмНКТ применял ЛУКОЙЛ-Коми. Эффект очень высок, но наши трубы дороги, и их рентабельно применять на весьма узком сегменте остро-проблемных скважин с высоким дебитом. Там, где «черные» НКТ, хотя и в коррозионном исполнении, превращаются в сито менее



Фрагменты эмалированных НКТ (фото ЗАО «Эмант»)

чем за 100 суток, эмНКТ стоит уже более четырех лет. Правда, таких бедовых скважин не так много, к нашему сожалению, но разница во времени эксплуатации уже составила 16 раз.

В Западной Сибири считается, что скважина парафинистая, если в нее опускают скребок каждые две недели. Но, например, в Коми нефть настолько вязкая, что есть месторождения где ее в шахтах добывают. А если извлекают по НКТ, то скребок в «черных» трубах опускают от 10 до 16 раз в сутки, плюс низкая температура в забое (не выше 40°C), т.е почти сразу происходит кристаллизация парафина. В эмНКТ скребок опускается один раз в сутки для извлечения отложений из муфтового кармана. Сейчас нами освоено производство труб с резьбой НКМ (никелевый сплав), что позволяет снять и эту проблему. Также нефтяникам мы предлагаем в комплект к нашим трубам эмалированные скребки, так как в условиях добычи высоковязкой нефти обычный скребок сам быстро превращается в тампон».

Между тем ООО «Советскнефтеторгсервис» (Набережные Челны) также разработало технологию нанесения однослойного внутреннего силикатно-эмалевого покрытия на основе фритты [богатый кремнеземом стеклянный со-

став, обожженный на малом огне до спекания (но не сплавления) массы, - прим. EnergyLand.info] марки ЭСБТ-9 толщиной не менее 200 мкм, которое было успешно испытано Уральским институтом металлов (Екатеринбург).

Полимерное покрытие

Для создания такого покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласти, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость (в т.ч. в высокоминерализованных средах) и длительный срок службы.

«Анализ применения НКТП (НКТ с полимерным покрытием) показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, - считает Олег Мулюков, начальник службы научно-технической информации Бугульминского механического завода (ОАО «Татнефть»). - Причина возникновения дефектов покрытия в большинстве случаев - нарушение правил эксплуатации (режимов тепловой обработки, кислотных промывок и т.д.). Анализ



причин ремонтов нагнетательных скважин, оборудованных НКТП, показывает, что они обычно не связаны с состоянием покрытия. При обследовании самых первых труб, 1998 и 1999 годов выпуска, после их эксплуатации признаков химической деструкции покрытий обнаружено не было, только сколы - на торцах труб (возникающие при спуске-подъеме). Вспучивание покрытия зафиксировано на НКТП после их пропаривания при температуре выше 80°C, что недопустимо по технолого-техническому регламенту».

Повысить верхний температурный предел эксплуатации для полимерных покрытий удалось компании «Плазма» (также из Бугульмы), которая разработала внутреннее полиуретановое покрытие PolyPlex-R и наладила его нанесение на НКТ. «Покрытие надежно работает в течение длительного срока при температурах среды до +150°C, имеет высокую коррозионную стойкость к агрессивным пластовым жидкостям, - рассказывает **Александр Чуйко, технический директор компании «Плазма»**. - После полимеризации покрытие имеет очень гладкую поверхность, что обеспечивает хорошую защиту от АСПО и солей, значительно снижает гидравлическое сопротивление стенок трубы. Износстойкость полиуретана в несколько раз выше, чем нержавеющей стали.

Характерное свойство покрытия - очень высокая эластичность, оно практически нечувствительно к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто. Что важно, при очистке и ремонте НКТ допустимы кратковременная (до 1000 часов) обработка паром с температурой до 200°C и кислотная промывка».

Некоторые нефтедобывающие компании, рассчитывая сэкономить, самостоятельно наносят полимерные покрытия на трубы. Например, ОАО «Татнефть» использует порошковые и жидкие составы на основе эпоксидных смол отечественного производства, которые имеют экономичные режимы отверждения и соответствуют экологическим требованиям.

В целом гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и, как следствие, энергозатраты на подъем нефти на поверхность. Применение НКТП позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлением в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке.

Стеклопластик

Чисто полимерные (стеклопластиковые) трубы высокого давления считаются альтернативой металлическим, поскольку они позволяют полностью избежать коррозии. Стеклопластики характеризуются низкой плотностью и теплопроводностью, не намагничиваются, обладают антистатическими свойствами, высокой стойкостью к температуре и агрессивным средам.

Крупные производители – ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» (Казань), ОАО «РИТЭК» (Москва) и «Роснефть».

«Отложение парафинов на внутренней поверхности стеклопластиковой трубы (СПТ) в 3,6 раза ниже, чем на металле (это в статике), - говорит Сергей Волков, генеральный директор ООО НПП «ЗСТ». - Удельная прочность СПТ в 4 раза выше, чем у стали. По опыту эксплуатации, а это около 600 скважин (1500 км), спуск труб не представляет проблем и выполняется на обычном оборудовании. Для соединения НКТ используем стандартную трубную резьбу с восемью нитками на дюйм (в этом вопросе, можно сказать, достигнуто совершенство). Для соединения с металлическими трубами, имеющими 10 ниток, используется переводник».

«На сегодняшний день по ряду скважин, где наиболее выражено коррозионное воздействие, мы используем стеклопластиковые трубы, которые прошли успешное испытание у нас в 2007-2008 годах, - говорит **Алексей Крякшин, зам. начальника Управления добычи нефти и газа ОАО «Удмуртнефть» (Ижевск)**. - Производители труб с полимерными, силикатно-эмалевыми покрытиями постоянно предлагают свою продукцию, но если она стоит в два раза больше, а служит дольше только в 1,5 раза (условно говоря), то покупать ее нет смысла. В любом случае это вопрос экономической эффективности».



Олег НИКИТИН

Кризис «песчаной» нефтедобычи

В нефтяных песках Канады около 175 млрд. баррелей нефти содержатся. Индустрия по добыванию нефти из песка в Канаде перестаёт развиваться из-за обвальных цен на нефть, подрывающих рост инвестиций.

Согласно исследованию «Таймс», за прошедшие три месяца в местности Северная Альберта было отложено несколько проектов по добыче нефти из песков, богатых битумом, более чем на \$60 млрд. (£41 млрд).

Ряд компаний, включая Royal Dutch Shell, Petro-Canada и SunCor, были среди тех, кто заморозил некоторые из подобных многомиллиардных проектов на неопределённый срок. И это в то время, когда только в богатой нефтяными песками Атабаске (области Саудовской Аравии), включенной в перечень всемирно известных месторождений с разведанными запасами нефти, содержится 175 млрд. баррелей нефти. Дело в том, что процесс извлечения нефти из песка разработкой месторождения или введением пара – экологически спорен, т.к. требует огромного количества энергии, воды. Кроме того, это дорого, т.к. стоимость такой нефти может доходить до 70\$ за баррель, что несравнимо с ценой в 5\$ за баррель, которая существует на некоторых из наиболее крупных береговых месторождений нефти, расположенных на Ближнем Востоке.

В прошлом году, инвестиции, поддерживаемые высокой ценой на сырую нефть, которая в июле поднялась до 147\$ за баррель, вкладывались в проекты таких компаний как Petro-Canada Fort Hills.

Но некоторые компании приостановили свои проекты, поскольку спад цены на нефть истощает мировое энергопотребление, понижая цены на нефть более чем на 100\$.

Анет Хестер, экономист Государственного Международного Инновационного Центра и ведущий независимый эксперт промышленности из Калгари, рассказала о том, что подобному замедлению способствовали многие факторы, включая высокую стоимость и менее привлекательный режим лицензионного платежа, введенный в прошлом году правительством штата Alberta. Глобальный кризис кредитной сферы также повлиял на способность некоторых компаний вкладывать свои финансы в проекты добычи нефти из песка. «Мы видим абсолютное замедление в продвижении новых проектов, хотя реа-

лизация существующих проектов продолжается», – сказала она.

В прошлом месяце компания Connacher Oil and Gas Calgary объявила, что приостановила работу над одним из своих проектов – нефтяных песков Algar около Форта McMurray. Группа объявила «резкое снижение» в ценах на нефть. Англо-голландская нефтяная компания Shell объявила в октябре, что замораживает расширение своего проекта по добыче нефти из нефтяных песков. Это решение, по оценкам независимых экспертов, будет стоить компании приблизительно \$11 млрд.

Развитие проекта, который вводится на территории к востоку от Эдмонтонса в области Форта Saskatchewan, включает постройку трубопроводов, а также приспособлений, которые превращают вязкий битум в синтетическую сырью нефть.

Как сообщает пресс-секретарь компании Shell, «группа осталась «преданной» индустрии и продолжает вкладывать средства в услуги, которые позволят компании к 2010 году производить до 250 000 баррелей сырья в день. Он сказал, что не основное для производства расширение деятельности компании было отложено из-за высоких цен и неблагоприятного экономического климата.

Компания Petro-Canada также отложила строительство для проекта Fort Hill стоимостью \$17 млрд. Другие планы этой компании включают в себя расширение проекта SunCor's (стоимость проекта - \$17 млрд.) и нефтяных песков Voyageur. Расширение проекта ждет начала своей реализации в течение года.

Анет Хестер считает: «В индустрии существует растущая настороженность по поводу позиции американского президента Барака Обамы в отношении добычи сырой нефти из нефтяных песков и возможности применения более строгих мер в отношении законодательства по соблюдению норм безопасности окружающей среды».

Перевод Саиды ПАНЕШ



Магистральный нефтепровод: от проекта до прокачки

В АПРЕЛЕ 2009 года ОАО АК «Транснефть» завершила строительство 2694 км линейной части первой очереди магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Позади подводная траншея на реке Лене и споры с оппонентами о методах ее проходки. Впереди – участок «Скоровородино–Находка».

Этап первый: строительство

Строительству магистральных нефтепроводов предшествует решение о маршруте перекачки, затем делается технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта. Далее необходимо получить положительное заключение Главгосэкспертизы Госкомитета РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. Следующим этапом служит рабочее проектирование с одновременным отводом земель, после чего объявляется тендер и заключается контракт с подрядчиком.

Подрядчик, выигравший тендер, разбивает и расчищает трассу будущего нефтепровода. В случае прохождения трассы через естественные или искусственные препятствия (водные преграды, железнодорожные пути и автомобильные дороги и т.д.) в зависимости от вида препятствий, геологических условий, рельефа местности, ширины рек и типа береговых склонов при строительстве переходов МН используются методы горизонтально-направленного бурения (ГНБ), наклонно-направленного бурения (ННБ), микротоннелирования (МТ), а также традиционный траншейный способ.

«При прохождении Лены нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) в начале 2009 года в подводную траншею опускали трубу толщиной 26 мм, – рассказали в пресс-службе АК «Транснефть» (Москва). – Стыки сваривались над поверхностью воды, потом труба



опускалась под воду с определенными градусами наклона. Траншея обследовалась не только приборами, но и силами водолазов, буквально на ощупь. Оппоненты долго упрекали «Транснефть», почему компания не проходит Лену наклонным бурением. Однако там карстовые породы, и это было технологически невыполнимо. После бурения пришлось бы бетонировать все пещеры, но после подсчета оказалось, что нужного количества бетона нет во всей Сибири. Фактически это означало бы полную остановку стройки. Технологию ННБ, конечно, тоже используем – при прохождении объектов типа железной или автодороги, не очень широкой реки».

Один из самых важных партнеров «Транснефти» – Челябинский трубопрокатный завод поставляет третью часть всего необходимого в стране объема труб для нефтепроводов. «В основном ис-

пользуем трубы производства Челябинского и Выксунского металлургического заводов, – говорит **Владимир Брикез, начальник технического отдела ООО «Балтнефтепровод» (Санкт-Петербург)**. – Основные используемые «Транснефтью» диаметры – 1000 и 700 мм, в последнее время 1200 мм для объектов ВСТО».

Стандартная длина трубы составляет 11,4–11,7 м (на 1 км МН приходится ок. 85 стыков), ее диаметр находится в пределах 273–1420 мм. С 2004 года на площадке ЧТПЗ работает завод по производству гнутых отводов, дефицит которых ранее назад тормозил сооружение нефтепроводов.

Нефть химически агрессивна, и кроме того, стальные трубы подвержены воздействию блуждающих электрических токов, поэтому их необходимо защитить от коррозии. Для этого используется как пассивная защита – заводская



Фрагмент строительства подводного перехода МН «Пермь – Альметьевск» через р. Белая, 2005 г.

«Трубопровод в наше быстрое время не строят с одного края»

изоляция труб (внутреннее трехслойное полиэтиленовое и внешний слой эпоксидного праймера, т.е. грунтовки) и термоусаживающиеся манжеты (для наружной защиты сварных стыков), так и активная электрохимическая. «Все трубы для подземной прокладки закупаются в заводской изоляции (полимерное покрытие), - говорит **Владимир Брикез**, - в качестве активной защиты от коррозии трубопроводов линейной части и нефтеперекачивающих станций (НПС) применяем ЭХЗ: на переходах через электрифицированные железные дороги (где есть воздействие блуждающих токов) – дренажную, в остальных случаях с коррозией борются станции катодной защиты, поддерживающие нужный потенциал на трубопроводе. Применяется также протекторная защита стальных защитных футляров, используемых на переходах через авто- и железные дороги. Расстояние между станциями катодной защиты рассчитывается в зависимости от электропроводности грунта».

Сварка секций МН ведется с применением автоматических сварочных комплексов – «P600» от CRC-Evans Pipeline International, PWT от Pipe Welding Technology spa и другие. На сложных участках и переходах возможно применение полуавтоматической сварки. Качество сварки контролируется автоматической ультразвуковой установкой с выдачей заключения на бумажных носителях и в электронном виде. Полуавтоматическая сварка контролирует-

ся рентгеновскими аппаратами, дубль-контроль – ультразвуковыми. Укладка участка нефтепровода завершается его испытанием на герметичность.

Трубопровод в наше быстрое время не строят с одного края. Текущий участок делится на 10-20 отрезков – на ВСТО, например, обычно бригады начинают смену на расстоянии 1 км одна от другой. Таким образом достигается скорость укладки 5,5-6 км в день. Получается, что одна смена при оптимальной температуре -40°C сваривает пять пролетов труб, хотя на таком морозе и приходится прогревать их перед сваркой до 80°C.

Этап второй: инфраструктура

В систему МН, помимо собственного нефтепровода с узлами приема и запуска очистных устройств, входят системы линейной телемеханики и ЭХЗ, НПС, линейные производственно-диспетчерские станции (ЛПДС), головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС), связь, вертолетные площадки, вдольтрасовые дороги и высоковольтные линии, площадки для аварийного запаса труб, запорной арматуры и соединительных деталей.

Одновременно с монтажом трубопровода ставятся узлы линейных задвижек, камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (СОД), системы телемеханики, сооружаются НПС (расстояние между соседними станциями составляет 100-150 км).

Среди всех НПС в России выде-

ляется №14 на уже построенном участке ВСТО (правый берег р. Лена) – она имеет свою мощную энергоустановку, которая работает на нефти. Качество восточносибирской нефти таково, что ее используют вместо дизельного топлива, поскольку содержание серы в ней менее 1%.

В случае, если нефть имеет высокую вязкость, на МН организуется ее подогрев с помощью ПНПТ или ППТ (подогреватели нефти с промежуточным теплоносителем), путевые (ПП) используются меньше.

Нефть, которая движется со скоростью 3-6 км/ч, при незапланированной остановке насоса в состоянии разрушить трубу. Для того, чтобы компенсировать воздействие ударной волны, устанавливаются системы сглажи-



Узел ввода присадки NECCAD 447 на ЛПДС «Никольское»
(фото ОАО «Транснефтепродукт»)

вания волн давления (СВД). До недавнего времени на объектах магистрального трубопроводного транспорта применялись только зарубежные системы, однако появился и российский образец. «Наша система СВД не только не уступает американским, но и превосходит их, - считает **Сергей Шаталов, главный специалист отдела ССВД «ИМС» (Москва)**. – Отказов у нее на порядок меньше, чем у зарубежных аналогов. ССВД не сбрасывает давление в трубопроводе, а скорее демпфирует его изменение путем генерирования отрицательных волн давления. Таким образом, система защищает трубопровод и обеспечивает



Очистная ремонтная машина ОМР
(фото ОАО «Курганмашзавод»)

минимизацию сброса рабочей жидкости. Базовый состав ССВД включает набор клапанов для сглаживания волн давления и систему управления их открытием».

Этап третий: эксплуатация

Нефтепровод обслуживают линейные эксплуатационные службы (ЛЭС) при ЛПДС и НПС. На ЛЭС возлагаются задачи: выполнение профилактических мероприятий, обеспечивающих сохранность и работоспособность оборудования и сооружений МН; разработка перспективных и текущих планов работ ЛЭС и отчетность по их выполнению; содержание линейной части в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» и «Правил охраны магистральных нефтепроводов».

Сегодня считается, что МН должен служить 40-50 лет и более. В то же время амортизационные отчисления составляют 3% стоимости объекта в год, то есть срок амортизации нефтепровода сокращается до 33 лет и по истечении этого срока средства на поддержание нефтепровода в нормальном состоянии не выделяются.

Отличие российских нефтепроводов от зарубежных в том, что они на 100% загружены технологической нефтью – поэтому подача продукции на конечный участок происходит практически мгновенно.

Этап четвертый: ремонт и диагностика

Любые неисправности на нефтепроводе нежелательны с точки зрения безопасности его эксплуатации, поэтому существуют и выполняются специальные программы обследования МН как наружными, так и внутритрубными инспекционными приборами – ультразвуковыми и магнитными дефектоскопами. Применяется также акустико-эмиссионная и радиографическая диагностика. Это позволяет вовремя выявлять ослабленные места и устранять различные типы дефектов. Устранить дефекты можно либо это заменой участка, либо его ремонтом. В первом случае дефектный участок полностью заменяется во время плановой остановки нефтепровода, во-втором – функции участка восстанавливаются при помощи современных технологий без остановки перекачки.

С этой целью могут применяться специализированные машины, предназначенные для очистки (дробеструйные и очистные машины), нагрева (установки для нагрева трубы) и нанесения антикоррозионных покрытий на поверхность труб (изоляционные и грунтовочные машины) в трассовых условиях – как в траншее, так и на бровке. Все машины такого ремонтного комплекса устанавливаются на трубопровод без нарушения его целостности. Например, ОАО «Курганмашзавод» выпускает целое семейство очист-

ных самоходных установок ОМР для снятия старой изоляции различного типа (битумное покрытие, ленточное полимерное, пластобит-40), а также машины для очистки труб и нанесения праймера.

Наиболее дорогой и эффективный метод диагностирования – внутритрубный – пока не обеспечен отечественными приборами, и при дефектоскопии применяются в основном импортные поточные снаряды «Ultrascan» и «Magnescan». Отечественные поточные средства экспресс-анализа качества нефти и нефтепродуктов также отсутствуют. Не налажено производство российских средств, облегчающих ремонтные операции на трубопроводах, в частности, устройств для перекрытия МН без остановки перекачки (с применением обводных линий). Решение этих проблем значительно облегчило бы работу служб эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Текущие проекты

Крупнейший российский проект в настоящее время – ВСТО. Сданы в эксплуатацию 2694 км линейной части первой очереди нефтепровода (ВСТО-1), хотя функционировать в полном объеме он пока не будет. Перекачка нефти должна начаться на восток, в направлении Сковородино, где уже построены станции перелива нефти на железную дорогу для отгрузки продукции в Находку. От Сковородино же останется построить 64 км до НПС «Ляньинь». Как только CNPC (Китайская национальная нефтегазовая компания) соорудит свои 1660 км до Дацина – а строят китайские монтажники быстро, поскольку география местности простая и климат позволяет сваривать трубы без их прогрева – ВСТО-1 зарабатывает в полную силу.

Каждый год в России вводятся в строй сотни километров магистральных нефтепроводов. ОАО «АК «Транснефть» принадлежит около 50000 км, и еще около 20000 км – ОАО «Транснефтепродукт».

Олег НИКИТИН



Через тернии к коксу

Инновационная технология "карбоника" позволяет получать из угля ценный кокс и бесплатный газ. Об энерготехнологической переработке угля рассказывает Алексей Морозов, директор красноярского филиала ЗАО "Карбоника-Ф".

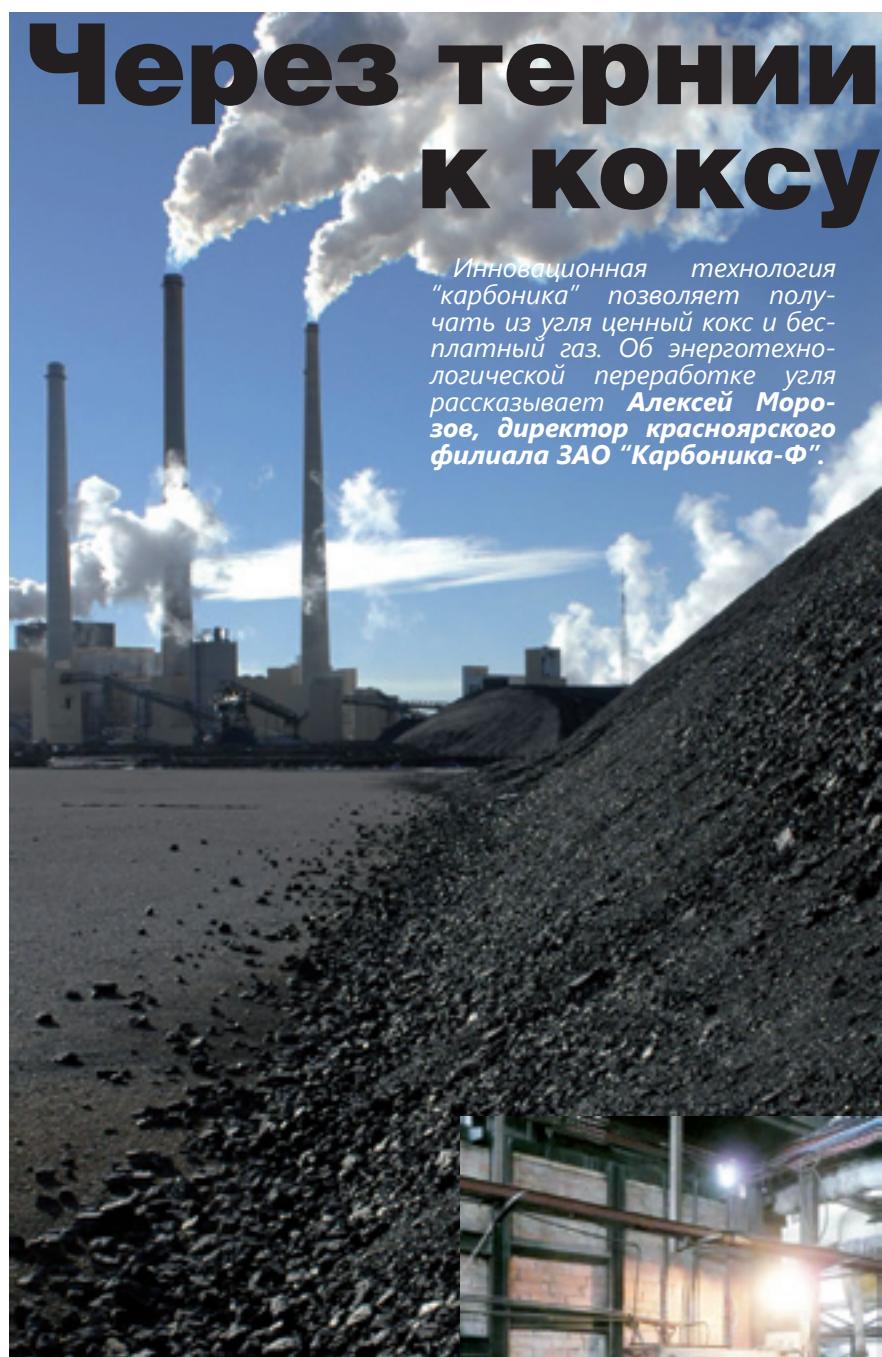
- Наша технология достаточно универсальная: ведь уголь можно перерабатывать в кокс и газ. Но мы делаем промежуточный продукт – кокс с высокоразвитой средой поверхности – то, что называется "активированный уголь" – порядка 900 тонн в год, и также получаем попутно горючий газ. Но, в принципе, уголь возможно полностью переводить в газовую фазу. Тогда в твердом виде останется только зола.

- Как используете получаемый газ?

- Газа получается много, поэтому по договору с энергетиками мы его сжигаем в котлах, нагреваем воду и подаем тепло (порядка 4 Гкал/час) прилегающим микрорайонам Красноярска бесплатно, используя по бартеру принадлежащие энергетикам тепловые сети. Если говорить о коксе, мощности нашего цеха позволяют производить порядка 80 тыс. т каменноугольного кокса в год, но металлурги хотели бы покупать минимум 100 тыс. тонн. Причина такого "несовпадения" в том, что наше предприятие изначально строилось как опытно-промышленное производство, и не было рассчитано на большие объемы продукции.

Угольные метаморфозы

Получать кокс и бесплатный газ из угля или торфа – особенность вашей технологии, какие плюсы это дает?



- Первый – сжигание газа в десятки раз более экологически чисто, чем сжигание угля. Ведь не требуется очистных сооружений на очистку выбросов от пыли, в дымовых газах гораздо ниже количество окислов азота и СО.

Второй плюс – газовые котлы значительно проще и дешевле, чем угольные, так как нет движущихся частей, не нужно убирать шлак.

Конечно, газ из угля научились получать ещё в XVIII веке. Ещё Менделеев говорил, что уголь нужно сначала переводить в газ и использовать его. Но это направление



всегда сдерживалось проблемами самой переработки. Существовавшие технологии (например, кислородное дутье) либо очень дорогие, либо газ получается грязным – с большим содержанием смолистых. Поэтому его нужно дополнительно очищать.

Нам же удалось разработать технологию, которая проста, не требует больших затрат и лишена



главного недостатка – смолистых выделений в газовой фазе. Мы называем эту технологию "карбоника". Она была разработана ещё 15 лет назад.

- *Так, в чем же сложности её широкого распространения?*

- В настоящее время широкое внедрение сдерживается кризисом, хотя переговоры по внедрению технологии в новые инвестиционные проекты нами ведутся. Это предусматривает применение "карбоники" для переработки различных углей, и, что очень важно, торфа. Ведь энергетическая переработка торфа очень перспективна, так как его запасы огромны во многих регионах России, в частности, под Москвой. Мы провели производственные испытания с использованием торфа и получили положительные результаты.

К использованию в нашей технологии торфа есть интерес, так как торф относится к возобновляемым источникам энергии. В общем, для эффективности нашей технологии необязательно использовать именно уголь.

- *Где внедрена технология в течение последних 10 лет?*

- В Красноярском крае, кроме нашего цеха, технология внедрена на зерносушилке в поселке Балахта, как очень выгодная замена жидкого топлива, так как его стоимость и цена бурого угля несопоставимы в пользу последнего. К тому же, в центральных районах Красноярского края имеются свои угольные месторождения.

- *Почему "карбоника" не используется в других районных центрах и поселках?*

- Объясняю это косностью мышления сельхозруководителей. Ко всему новому они относятся с недоверием. Если говорить о балахтинском хлебоприемном пункте (ХПП), то когда его директором стал молодой энергичный руководитель, дело сдвинулось, и в 2007 году была построена наша энергетическая установка, позволившая заменить жидкое топливо на уголь и газ. В результате установка окупилась за один сезон сушки зерна!



- *Алексей Борисович, в чем проблема с внедрением технологии в городе?*

- Если говорить о большой городской энергетике, то для переоборудования существующих ТЭЦ и ГРЭС требуются серьезные начальные затраты. Энергетики привыкли к прямому сжиганию угля для получения тепла и электроэнергии. Газификация усложняет этот процесс, хотя дает несомненный экологический и экономический плюс в виде практически бесплатного газа. На ТЭЦ технология "Карбоника" может быть внедрена в случае увеличения экологических штрафов за загрязнение окружающей среды, которые пока мизерны. Кроме того, КПД газового котла составляет 80-95%, тогда как коэффициент полезного действия угольных котлов 30-40%. КПД использования нашей технологии в целом составляет 80-84%. Но энергетики не готовы вкладывать средства в инновационное переоборудование существующих мощностей. Да и наши чиновники на экологические проблемы смотрят "сквозь пальцы".

- *Есть ли выход на более широкое внедрение?*

- Наш опыт показывает, что более реальное внедрение получается за пределами Красноярского края и даже России. Сейчас заканчивается согласование строительства опытной станции "карбоника" в Словакии. Эта страна, вступив в ЕС, получила жесткие инструкции по сокращению выбросов тепловых станций. Газ, поступающий из России, с каждым годом становится дороже.

Поэтому словацкие энергетики ищут ему эффективную альтернативу. Одна из них - переработка в газ угля, который есть и в самой Словакии, хотя довольно дорог. Интересно, что по уже сделанным экономическим расчетам, им выгоднее возить уголь из Канско-Ачинского бассейна и получать из него газ у себя на месте.

УГОЛЬ В КОКС

Другим направлением переработки угля является получение кокса. Если уголь перерабатывать в кокс и газ, окупаемость установки "карбоника" значительно сокращается, ведь при существующих ценах на кокс, газ получается бесплатным. Срок окупаемости такого комбинированного производства всего 4-5 лет. Известно, что мощный потребитель кокса в Сибири – металлургический комплекс Кузбасса, но металлурги не готовы вкладывать средства в незнакомую им технологию. Они всегда просто закупали кокс. Еще одна заинтересованная сторона – угольщики. Но, у них тоже узковедомственный подход: "мы добываем и продаем уголь. Получение из него других продуктов не наша задача". В настоящее время, в связи с кризисом, такая позиция усилилась.

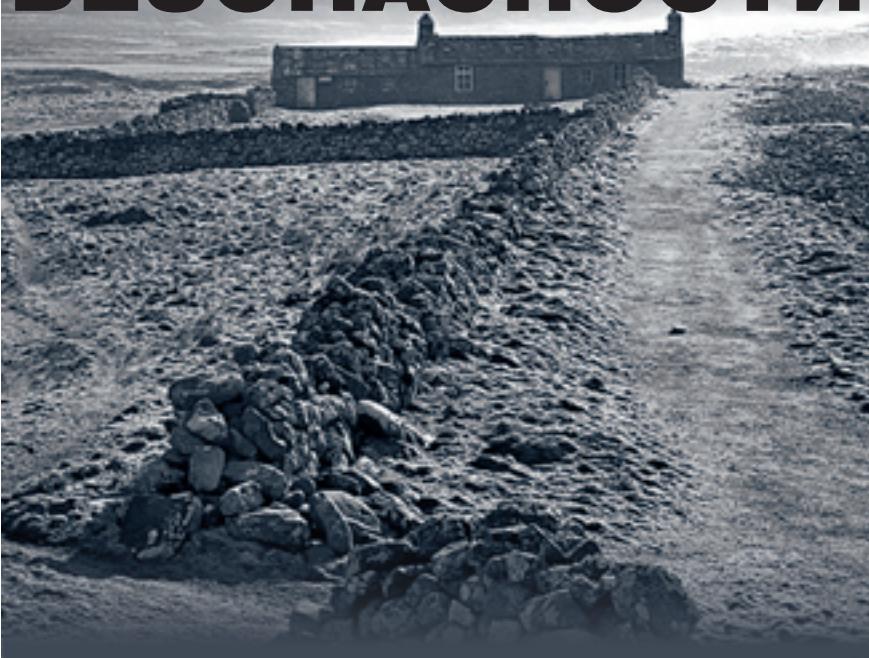
- *Существуют ли разработки различных по мощности установок, использующих технологию "карбоника"?*

- Всё упирается в финансирование разработок и создания. Кроме того, повторюсь, наши хозяйствующие субъекты не заинтересованы в повышении экономичности и экологичности энергетики. Они привыкли просто сжигать уголь.

Замечу, что за последние 15 лет в Красноярском крае вообще не было инвестиций в новую энергетику. Красноярская ТЭЦ-3 изначально рассчитана на обычную технологию, Сосновоборская ТЭЦ, которая строится по договору с американцами, так же проектировалась для привычной технологии сжигания угля.

Андрей ГРИГОРЬЕВ

КУЛЬТУРА АТОМНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ



После Чернобыльской аварии в словаре атомщиков появился новый термин: культура безопасности: она укрепляет каждый из технологических и физических эшелонов защиты. По степени важности специалисты сопоставляют её с глубокоэшелонированной системой защиты АЭС.

КУЛЬТУРА НА СМЕНУ ТЕХНИКЕ

Широко распространённый ещё с советских времён термин «техника безопасности» оказался недостаточно ёмким, чтобы воплотить новый подход к принципам обеспечения безопасности. Понятие «культура» некоторые словари расшифровывают как «систему исторически развивающихся надбиологических программ человеческой деятельности, поведения и общения, выступающих условием воспроизведения и изменения социальной жизни во всех ее основных проявлениях». Таким образом, культура безопасности – это система программ деятельности, поведения и общения работников

по безопасной эксплуатации технически сложного объекта. Согласитесь, что этот критерий гораздо шире, нежели традиционные призывы ТБ «не стой под стрелой», «не влезай – убьёт», или избитое «отключи, проверь, заземли» на обороте бланка распоряжения бригаде электриков. Тем более что культура подразумевает ещё и преемственность накопленного опыта, его воспроизведение и развитие от поколения к поколению.

Таким образом, под культурой можно понимать образ поведения, вошедший человеку, что называется, в плоть и кровь, ставший его внутренней потребностью. Культурный человек не бросит мусор мимо урны не потому, что боится быть оштрафованным, и не потому, что

задумывается о проблемах работы дворников, а потому, что он просто не может иначе. Так же и в культуре безопасности: сотрудник не нарушит правил безопасного выполнения работ не потому, что боится лишения премии, и не потому, что задумывается о возможности несчастного случая, а потому, что он просто не в силах отступить от принятых норм, это стало его внутренней психологической потребностью. Для него не существуют иные способы выполнения задачи, какие бы соблазнительные доводы о «более простом» или «более быстром» методе ни подсказывало служебное сознание.

Внедрить принцип безопасного выполнения работ на уровень подсознания пытались на многих технологически сложных и травмоопасных предприятиях. Так, например, лет десять назад электростанции РАО «ЕЭС России» получили рекомендательное письмо из головной организации, в котором работникам перед выходом на электроустановку предлагалось мысленно повторить следующую фразу: «Я иду над обрывом» или «Я выхожу на тонкий лёд». Несколько известно, энергетики восприняли это письмо с юмором, и никто предложенным аутотренингом не занялся. Между тем, это была важная попытка повысить внимание и осторожность людей перед работой, ошибка в которой чревата трагическими последствиями.

ЕЩЁ ОДИН УРОК ЧЕРНОБЫЛЯ

Причины Чернобыльской аварии коротко и ясно резюмировал несколько лет назад замдиректора концерна «Росэнергоатом» Владимир Асмолов: «Человек допустил, а реактор позволил».

И напрасно конструкторы спорят с эксплуатационниками на тему «кто виноватее»: свою лепту внесли обе стороны. Однако в «человеческом факторе» присутствовал весомый компонент, который не привлек широкого внимания общественности – аспект



психологии. Рассмотрим цитату из книги Григория Медведева «Чернобыльская тетрадь». Действующие лица: зам.главного инженера по эксплуатации Дятлов, начальник смены блока Акимов, сменившийся с вахты начальник смены блока Трегуб, старший инженер управления реактором Топтунов. Исходное состояние: готовя энергоблок к эксперименту, Топтунов ошибся и резко «провалил» мощность реактора, поставив испытания под угрозу срыва.

«Обычно замедленный, Дятлов забегал вокруг панелей пульта операторов. Сиплый тихий голос его обрёл гневное металлическое звучание: «Японские караси! Не умеете! Бездарно провалились! Срываете эксперимент!»... Метал громы, носился по помещению блочного щита управления... «Я подниматься не буду», - твёрдо сказал Топтунов. Акимов поддержал его. Оба изложили свои опасения Дятлову. «Что ты брешешь, японский карась! – накинулся Дятлов на Топтунова. – После падения с 80% разрешается подъём через сутки, а ты падал с 50%. Регламент не запрещает. А не будете подниматься – Трегуб поднимется»... Это была уже психическая атака... Топтунов испугался окрика, изменил профессиональному чутью... Леонид Топтунов начал подъём мощности, тем самым подписав смертный приговор...».

Итак, психологический нажим начальника перевешивает профессиональные знания подчинённого, который начинает искать пути решения проблемы в обход норм безопасности. Для тех, кто сомневается, приведу собственный пример: лет двадцать назад автор этой статьи едва не погубил лабораторию электрических машин УПИ, также находясь под влиянием прозвучавшего «под руку» начальственного окрика... В этом плане культура безопасности подразумевает, что оператор не отступит от принципов безопасного управления ядерным объектом, что бы ни случилось во внешней среде: кричит ли взбешённый начальник, или само небо рушится

на землю. Он просто не сможет «переступить через себя», потому что этого не позволит внутренний психологический барьер.

Но не только тот, кто непосредственно «рулит» реактором, обеспечивает безопасность АЭС. Вот цитата из сообщения от 07.05.1986г оперативно-следственной группы КГБ УССР, работавшей на Чернобыльской АЭС: «...Мнение большинства людей сводится к тому, что общей причиной аварии явилась низкая культура работников АЭС. Речь идет не о квалификации, а о культуре работы, внутренней дисциплине и чувстве ответственности. Вполне вероятно, что управление реактором доверено людям квалифицированным и ответственным. Однако в штате АЭС большой обслуживающий персонал, уровень которого оставляет желать лучшего. Они выполняют вспомогательные функции, однако наложение отдельных мелких погрешностей могло в сумме привести к непредсказуемым последствиям».

Не менее важными составляющими культуры безопасности являются и те, кто не занят непосредственно эксплуатацией АЭС. Чернобыль – это не только ошибки конструкторов и эксплуатационников, но и отсутствие развитой системы ядерного законодательства, и недостаточный обмен и изучение «атомного» опыта на международном уровне, и раздробленность советских АЭС по двум министерствам – Минсредмашу и Минэнерго, которые также не спешили обмениваться эксплуатационной информацией для качественного анализа...

УРОК ПОШЁЛ ВПРОК

На основе психологического аспекта «человеческого фактора» атомщики сделали самые серьёзные выводы. Так, например, сегодня на всех АЭС России работают специализированные Лаборатории психофизиологического обеспечения (ЛПФО). Как рассказывают сотрудники АЭС, прежде чем поступить даже на вспомогательную должность, соиска-

тель работы подвергается почти шестичасовому (!) «входному» тестированию в ЛПФО. Профессиональные психологи «потрошат» его до самых глубин души, выявляя мельчайшие склонности и черты характера. Те же, кто непосредственно имеет отношение к ядерному оборудованию, контролируются специалистами ЛПФО регулярно, на протяжении всей деятельности.

А полномасштабная концепция культуры безопасности была сформулирована уже на мировом уровне. После Чернобыльской аварии при гендиректоре МАГАТЭ была создана специальная консультативная группа советников по безопасности (INSAG), в которую и сегодня входят лучшие учёные-атомщики из разных стран. Именно этот «Совет старейшин» разработал системообразующую концепцию культуры безопасности. В ней соединился целый ряд направлений: безусловный приоритет безопасности на всех стадиях производственных процессов, требование приверженности всего персонала принципам безопасности, обеспечение информационной открытости, обмена опытом и взаимопроверок между сотрудниками атомных станций разных стран и т.д.

В дополнение к официальной межправительственной организации МАГАТЭ была создана международная неправительственная организация – Всемирная ассоциация атомных операторов (WANO, в русской транскрипции ВАО АЭС). Она хороша тем, что свободна от межправительственных «дружественных» или «недружественных» взаимоотношений, «национальных интересов» и т.д. Это своего рода «наднациональный клуб» атомщиков, ставящий задачу полного и качественного обмена информацией для безопасной деятельности всей атомной энергетики планеты Земля. Основу её структуры составили главный Координационный центр в Лондоне и четыре центра по регионам мира: Москва, Атланта, Париж и Токио. Ими был орга-

низован непрерывный международный обмен опытом с целью повышения безопасности и надёжности работы АЭС. В рамках ВАО АЭС между атомными станциями разных стран осуществляются партнёрские проверки, миссии технической поддержки, обмен информацией о событиях и многое другое.

СОСТАВЛЯЮЩИЕ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Культура безопасности – это выражение отношения человека к проблемам безопасности, проявленное им при выполнении служебных обязанностей. То есть, осознание индивидуальной ответственности за свои поступки. В этом плане примечателен опыт Курской АЭС. Там введена индивидуальная учётная карточка работника, содержащая 4 отрезных талона Системы индивидуальной ответственности за безопасность работ.

По сути, система талонов не нова: её вводили и на электростанциях РАО ЕЭС. Но там незаполненные талоны хранились в удостоверении по ТБ работника, и изымались инспектором при нарушении. А на следующий год – восстановились. Куряне решили усилить профилактическое воздействие на психологию работника.

Здесь талоны вместе с карточкой хранятся в отделе охраны труда. И работник, не имея при себе талонной книжки, не считает себя потенциальным нарушителем. А увиденный талон является для него мощным сигналом: он совершил нарушение.

Чтобы руководитель не скрывал выявленные нарушения, стремясь не ухудшить показатели своего подразделения в общестанционном соревновании, действует принцип: в зачёт идут только нарушения, выявленные только руководством АЭС и службой охраны труда. С нарушениями, которые выявил сам руководитель, разбираются на уровне подразделения.

Четыре талона даются работнику не до ежегодной «амнистии», а один раз на всю жизнь. И изъятие

последнего талона служит основанием к увольнению – серьёзный психологический фактор! Практика показывает, что проштрафившийся персонал готов добровольно лишиться премии, только бы не изымался талон. Если же нарушитель считает себя жертвой ошибки или произвола, он может обжаловать изъятие талона в комиссии по трудовым спорам.

Но культура безопасности – это не только «репрессии». Это и атмосфера открытости, свободный обмен информацией между работниками, поощрение добровольного признания своих ошибок в работе. А значит – всеобщая психологическая настроенность на безопасность, самокритичность, отказ от скрытия ошибочных действий (честный анализ которых позволит обучиться коллегам).

В комплексе культуры безопасности три уровня. Индивидуальный – это критическое осмысление своей работы и поставленных задач, соблюдение требований нормативной документации, полное информирование о своих действиях. Уровень руководства станции – это надзор и контроль за работами, подготовка и оценка компетентности персонала и т.д. Уровень всей организации – это создание структуры управления эксплуатацией АЭС, качественное обеспечение ресурсами и т.д.

На самом распространённом, индивидуальном уровне культура безопасности работника определяется критериями, среди которых есть такие:

- ядерная безопасность – приоритет любой деятельности на АЭС;
- бдительность и осторожность при любых действиях, предварительная оценка возможных негативных последствий;
- сознание ответственности за допущенные ошибки, само- и взаимоконтроль при выполнении любых работ;
- консервативный подход к работе: столкнулся с незнакомыми условиями – остановись и удвой осторожность;
- готовность реагировать на критическую ситуацию.

Московский центр ВАО АЭС, например, облёк принципы культуры безопасности в краткую и хорошо запоминающуюся памятку для работников. Вот она:

«ОСТАНОВИСЬ! Отложи в сторону другие дела и сконцентрируйся на задании.

ПОДУМАЙ! Изучи и проанализируй задание. Выполнял ли ты подобную работу раньше? Понятно ли тебе задание? Есть ли у тебя нужные процедуры, инструменты? Достаточно ли времени и твоих знаний для выполнения задания? Предусмотри возможные отклонения от задания и свои действия. Подумай о последствиях ошибки.

ДЕЙСТВУЙ! Убедись, что ты выполняешь задание правильно. Действуй согласно процедуре. Отмечай наблюдения и отклонения. Если возникли вопросы, остановись и обратись за советом.

ПРОВЕДИ АНАЛИЗ! Правильно ли ты выполнил то, что требовалось? Оцени качество процедур, свои действия и наблюдения. Было ли достаточно времени? Соответвал ли результат выполненной работы с целью задания?

СООБЩИ! Доложи руководству о выполнении задания. Сделай запись о выполнении задания. Передай свои наблюдения руководителю и коллегам. Что можно сделать лучше? Какие изменения процедур и оборудования можно выполнить?»

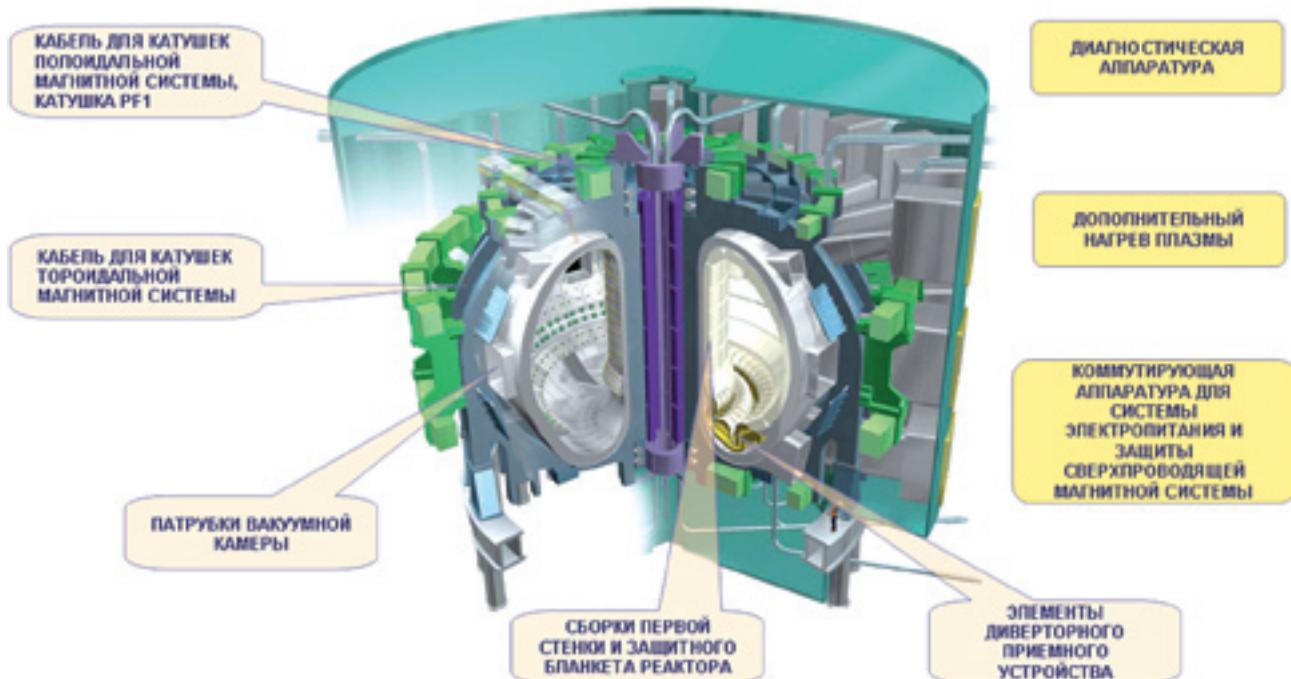
Культура безопасности глубоко «пустила корни» на АЭС всего мира. И это, пожалуй, один из важнейших уроков Чернобыля, усвоенных атомщиками: после аварии на ЧАЭС не только технология, но и подход к работе изменились кардинально, и эти качества воспроизводятся в новых поколениях работников, так что новые принципы отношения к работе действительно обретают черты настоящей культуры. Культуры безопасного производства атомной энергии.

Руслан НОВОРЕФТОВ



Русские акценты ИТЭР

Российские специалисты примут участие в создании ключевых деталей и систем международного экспериментального термоядерного реактора (ИТЭР). Один из наиболее технически сложных узлов, который на 100 % будет изготовлен нашими учеными и инженерами – катушка RF1 полоидального поля магнитной системы токамака. Диаметр этого уникального узла из сверхпроводящих материалов – 9 метров, вес – 225 тонн.



Россия наряду с Японией, Китаем, Индией, США, ЕС, Кореей – одна из семи стран-участниц Международного проекта по созданию экспериментального термоядерного реактора. По словам Олега Филатова, генерального директора ФГУП «НИИ электрофизической аппаратуры им. Ефремова» больше всего в ИТЭР вкладывается Европа, на чью долю придется более 40 % всех расходов. Оставшиеся шесть стран, включая Россию, возьмут на себя в среднем только по 10 % трат на проектирование и комплектацию экспериментального реактора. В денежном выражении российский вклад в ИТЭР – €500 млн. Инвестиции, в несколько раз меньшие, чем у Европы, не означают, что России отведена какая-то второстепенная роль: «Наши ученые и инженеры будут работать над созданием всех ключевых систем реактора: проводников и катушек магнитной системы удержания плазмы,

патрубков вакуумной камеры, модулей защитного бланкета», – говорит руководитель НИИЭФ Олег Филатов. Уникальный опыт ИТЭР ускорит развитие национального термоядерного проекта. Ведущие эксперты убеждены, что российские успехи в области управляемо-

го термоядерного синтеза (УТС) напрямую зависят от степени участия в ИТЭР. Об этом заявил в марте 2009 года на 9-м Петербургском Международном форуме ТЭК Валентин Смирнов, академик РАН, заместитель директора УНЦ «Курчатовский институт» по УТС.

Основные технические характеристики итэровского токамака

Полная термоядерная мощность, МВт	500 (700)
Отношение термоядерной мощности к мощности дополнительного нагрева, Q	≥10
Средняя нейтронная нагрузка на стенку, МВт/м ²	0,57 (0,8)
Время горения плазмы в индуктивном режиме работы, сек.	≥400
Большой радиус плазмы, м	6,2
Малый радиус плазмы, м	2,0
Ток плазмы, МА	15 (17)
Вертикальная вытянутость плазмы - отношение вертикального размера к горизонтальному (верх/низ)	1,7 / 1,85
Треугольность плазмы (верх/низ)	0,33 / 0,49
Тороидальное магнитное поле на оси, Т	5,3
Объем плазмы, м ³	837
Площадь поверхности плазмы, м ²	678
Мощность дополнительного нагрева, МВт	73



Что же представляет собой экспериментальный термоядерный реактор ИТЭР? Основные технические характеристики итэровского токамака (ТОРОиДАЛЬНОЙ КАМЕРЫ с МАГНИТНЫМИ КАТУШКАМИ) для магнитного удержания плазмы приведены в Таблице 1.

Далеко не все узлы токамака, собираемые с участием России, будут на 100 % сделаны российскими специалистами. Например, в нашей стране будет произведен кабель из Nb₃Sn и NbTi, но катушки TF и RF из этих сверхпроводящих материалов будут изготовлены другими странами-участницами ИТЭР. Не чисто российским, а совместным, будет производство вакуумной камеры (РФ: изготовление верхних патрубков), бланкета (Россия поставит облицовку, модули защитного бланкета и его систем механического крепле-

ния – рис. 2), СВЧ-генераторов (гиротронов – рис. 3).

Но ряд систем экспериментального термоядерного реактора все же получат клеймо «made in Russia», то есть будет полностью изготовлены в России. Это механические опоры для защиты модулей бланкета, приемное диверторное устройство, коммутирующая аппаратура системы электропитания (питание и защита сверхпроводящих магнитов). Наконец, российская сторона вы-

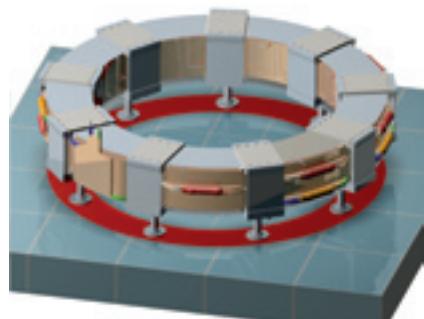


Рис. 4. Катушка RF1.

полнит сборку катушки RF1 магнитной системы (рис. 4).

Катушка RF1 будет иметь в диаметре 9 м, а весить – 225 т (длина проводника – 6260 м). «Уже выбрана производственная площадка и закуплено оборудование для сборки этого уникального узла ИТЭР, – говорит Олег Филатов. – Сборка RF1 начнется в мае 2012 года, а в ноябре 2013 года она будет оправлена на площадку ИТЭР в Cadarache во Франции». Ее монтаж в криостат запланирован на январь 2015 года – непосредственно перед запуском экспериментального термоядерного реактора.

Константин ЛИТВИНЕНКО

Для справки:	Токамак
TF – катушка тороидального поля.	
RF, RF1 – катушки полоидального поля	
ИТЭР – международный экспериментальный термоядерный реактор (International Thermonuclear Experimental Reactor)	
Токамак — тороидальная установка для магнитного удержания плазмы. Плазма удерживается не стенками камеры, которые не способны выдержать её температуру, а специально создаваемым магнитным полем. Особенностью токамака является использование электрического тока, протекающего через плазму для создания полоидального, необходимого для равновесия плазмы.	
Первый токамак был построен в 1955 году, и долгое время токамаки существовали только в СССР. Лишь после 1968 года, когда на токамаке T-3, построенном в Институте атомной энергии им. И. В. Курчатова была достигнута температура плазмы 10 млн градусов и английские учёные со своей аппаратурой подтвердили этот факт, в который поначалу отказывались верить, в мире начался настоящий бум токамаков. В настоящее время токамак считается наиболее перспективным устройством для осуществления управляемого термоядерного синтеза.	



Рис. 3. Гиротрон.



Ничего личного Только бизнес

Василий Зубакин, и.о. председателя правления ОАО «РусГидро», запустил в действие программу повышения эффективности деятельности компании. Среди первоочередных мер – борьба с издержками, вывод части подразделений за рамки компании на аутсорсинг, диверсификация бизнеса, сокращение штата и предложение российскому рынку консалтинговых услуг в сфере энергосбережения.



Василий ЗУБАКИН
и.о. председателя правления ОАО «РусГидро»

– Василий Александрович, сегодня повсеместно корректируются долгосрочные инвестиционные программы. От чего отказались в «РусГидро»? Насколько урезана инвестиционная программа?

– Планы, которые мы составляли год и два назад, существенно скорректированы. Инвестиционные возможности «РусГидро» значительно сократились. Но в действительности мы остановили строительство только одного объекта – Гоцатлинской ГЭС в Дагестане. По другим объектам инвестиционная программа изменилась в части сроков. Дело в том, что некоторое снижение темпов роста потребления электроэнергии в некоторых регионах позволяет перенести пуск объектов на 1-2 года.

Сроки выполнения работ мы пересматривали, опи-



раясь на мнение Системного оператора (СО ЕЭС). Главное правило – перенос строительства объектов не должен отразиться на надежности энергосистемы и сбалансированности ее развития. Мы учитывали и состояние регионов: там, где темпы роста производства ниже, принимали решение о сдвиге работ в сторону увеличения сроков их выполнения. Так поступили с проектами на Северном Кавказе. А вот Ботучанскую ГЭС, необходимую для создания резерва мощности в Сибири, будем достраивать в срок. В 2010 году состоится пуск первых гидроагрегатов станции.

Никакой нежности

– Сколько средств понадобится «РусГидро» для выполнения инвестиционной программы в полной мере?

– Пока инвестиционная программа «РусГидро» не утверждена, но Правительство РФ на заседании 9 апреля ее поддержало. В ближайшее время пройдет Совет директоров, на который будет вынесен вопрос об утверждении инвестпрограммы. По предварительным подсчетам, нам необходимо 65 млрд рублей. Составляя планы в прошлом году на 2009 год, думали инвестировать 79 млрд рублей.



– Инвестиционная программа похудела почти на 15 %. А вы говорите, что мало от чего отказались...

– Мы очень серьезно подошли к снижению инвестиционных затрат. И кризис в этом помог. Снизились цены на цемент, металл, – все это было учтено в инвестиционной программе. Для реализации каждого проекта ГЭС требуется огромное количество бетона. Например, на Богучанской ГЭС каждые сутки мы укладываем 500 куб. м бетона. Можете себе представить масштаб! Так как жилищное строительство практически полностью остановилось, цены на металл и цемент резко снизились. Мы этим воспользовались.

Плюс ко всему, мы ужесточили общение с подрядчикаами организациями. В четвертом квартале 2008 года, когда резко ухудшилась платежная дисциплина на рынке, и мы стали задерживать платежи подрядчикам. Эта мера оказалась оправданной. Подрядчики могли обратиться в арбитражные суды, а потом, осознав, что доказав свою правоту в суде, больше не получат контракт, вернулись к нам и попытались договориться. В результате мы получили снижение стоимости строительства на 10-15 %, и перенос сроков оплаты услуг с 30 до 60 дней. Практически, ни один подрядчик от нас не ушел. Никто в суд не об-

ратился. Я нормально спал в новогоднюю ночь, потому что знал, что на счетах компании есть деньги. А многие люди мучались бессонницей, не зная, что будет в январе 2009. Начало года для электроэнергетики всегда провально. Потребление снижается, возникают проблемы с поступлением средств на счета энергокомпаний, так как до бюджетозависимых организаций деньги еще не доведены и им нечем рассчитываться. А затраты энергокомпаний при сниженных финансовых поступлениях остаются теми же: зарплата, налоги, закупки. Но благодаря принятым накануне нового года мерам, нам удалось сохранить свое спокойствие и уверенность работников.

Ничего лишнего

– Сейчас в инвестиционных программах бизнеса есть две основные графы: приоритетные и перспективные проекты. На каких объектах в первую очередь сконцентрируется «РусГидро»?

– Первый и главный проект – Богучанская ГЭС. Второй по значимости – техническое перевооружение и реконструкция ряда объектов. Аппаратное обновление и ремонт объектов дают быстрый эффект. Окупаемость очень высокая. Когда мы заменяем существующую старую турбину на новую, более производительную, с высоким коэффициентом полезного действия, мы увеличиваем мощность станций. 20, 30, 40 мегаватт мы добавляем ежегодно за счет реализации программы технического перевооружения и реконструкции. Важно при этом, что расходы на ремонт также резко сокращаются. Если посмотреть на наши старые турбины, то их рабочие колеса изъедены, металл похож на сито. Постоянное латание становится бессмысленным. И все это мы заменяем.

Третий приоритет – пусковые объекты на Северном Кавказе. Это Головная ГЭС Зарамагского каскада, Кашхатай ГЭС. Эти гидростанции мы планируем пустить в работу в 2009-2010 годах. Объекты начнут выработку, значит, будут приносить отдачу.

– А Загорская гидроаккумулирующая станция в Москве в список приоритетных объектов уже не входит?

– Это очень важный для столицы объект, решающий вопрос системной безопасности мегаполиса и области. Так как Москва растет не такими темпами, как раньше, Системный оператор на год сдвинул пуск объекта. Может быть, за это время удастся решить вопрос повышения экономической эффективности гидроаккумулирующих станций. До сих пор с этим возникали проблемы. Во всем мире ГАЭС высоко прибыльны, поскольку за системную надежность, за системные услуги платят. Но наш рынок электроэнергии и мощности находится на стадии формирования, не разработаны документы по рынку системных услуг. Загорская ГАЭС рассматривается, как крупная ГЭС. А у гидроаккумулирующей станции совершенно другая экономика. Для того чтобы она выработала 1 кВт·ч

электроэнергии, на закачку воды придется потратить 1,2 кВт·ч электроэнергии. Ночью гидроаккумулирующая станция закачивает воду, а днем вырабатывает. В Европе и ряде других стран мира для гидроаккумулирующих станций созданы очень хорошие условия, существует разница между ночной и дневной ценой электроэнергии. Ночью, во всем мире, где развиты рынки электроэнергии, дневная цена электроэнергии отличается от ночной в несколько раз. И гидроаккумулирующие станции там эффективны. А у нас дневная цена отличается от ночной на 20-30 %, и работа ГАЭС в таких условиях неэффективна. Мы надеемся на ключевую роль Министерства энергетики и Совета рынка в решении вопроса внесения изменений в модель рынка электроэнергии.

– Зачем в таких рыночных условиях, когда не до конца сформирован рынок мощности, запускать гидроаккумулирующую станцию? Не следует ли еще больше повременить?

– Нас поддерживает Системный оператор, которому в единой энергосистеме позарез нужны гидроаккумулирующие станции. Поймите, не будет гидроаккумулирующих станций, невозможно будет строить и новые атомные станции, потому что атомную станцию в течение суток «дергать» нельзя, она должна стабильно вырабатывать электроэнергию. Знаете причину Чернобыльской аварии? Одна из версий, которую я слышал: был эксперимент по изменению мощности станции. Проверяли допустимый регуляторный диапазон. И доэкспериментировались. Потому что нельзя моментально изменить режим атомной станции. Регулировать нагрузку в системе надо гидроаккумулирующими станциями, которые ночью потребляют, а днем вырабатывают электроэнергию. Но пока экономика не позволяет реализовать все планы, поэтому Загорскую станцию мы не спешим вводить. Добавлю лишь, что Москва тоже приоритетный регион, но с этими оговорками.

Никаких энергопотерь

– Известно, что «РусГидро» поставила для себя задачу повысить энергоэффективность без капитальных вложений. Каким образом это осуществляется?

– 18 августа 2008 года Совет директоров ОАО «РусГидро» утвердил Программу энергосбережения ОАО «РусГидро» на 2008-2012 годы. Данная программа сформирована в целях исполнения Указа Президента РФ от 04.06.2008 №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

В программе выделены три приоритета. Во-первых, проекты по строительству и достройке ГЭС – за счет увеличения выработки электроэнергии на 47,9 млрд кВт·ч до 2012 года можно сэкономить 15925 тысяч тонн условного топлива. Во-вторых, проекты технического перевооружения и реконструкции. Их реали-

зация обеспечит повышение установленной мощности ГЭС на 240,5 МВт, что позволит сэкономить 362,1 тысячи тонн условного топлива. В-третьих, проекты по строительству объектов энергетики на основе ВИЭ (кроме ГЭС мощностью свыше 25 МВт), совокупная выработка электроэнергии которых эквивалента экономии 47,1 тысячи тонн условного топлива в год.

Несмотря на относительно высокую собственную энергоэффективность ГЭС, существуют возможности дополнительного повышения энергоэффективности объектов ОАО «РусГидро» за счет оптимизации водных режимов водохранилищ, внутристанционного режима загрузки гидроагрегатов и снижения собственного потребления ГЭС.

В нашей компании сосредоточен очень серьезный инженерный научный ресурс. Если вы посмотрите даже на руководящий состав, например, наше Правление, то все – если не доктора наук, то кандидаты наук или магистры. У нас есть два научно-исследовательских института, два проектных института, и мы привлекаем к себе многие инженерно-технические кадры в области гидроэнергетики, электроэнергетики. И у нас есть всё необходимое для серьезной работы в области энергоэффективности. Развернуться есть где: Россия одна из наиболее отсталых стран мира в вопросе энергоэффективности. В России до сих пор температуру в помещении регулируют форточкой.

Перед компанией поставлены амбициозные задачи – стать одним из национальных лидеров в области энергоэффективности, чтобы в дальнейшем использовать наработки не только для нужд собственного бизнеса, но и оказывать услуги по повышению энергоэффективности сторонним организациям.

Решили начать преобразования с себя. Все здания наших ГЭС отапливаются электричеством. Казалось бы, сами вырабатываем, сами тратим. Причин для беспокойств нет. Но сейчас электричество, которое мы потребляем на собственные нужды, по новым правилам игры мы вынуждены покупать на оптовом рынке. И это уже не шуточные траты. Получается, что энергия нам достается по таким же ценам, как и всем остальным потребителям. Мы решили действовать. Обследовали все здания наших ГЭС, и приступили к реализации программы оптимизации отопления зданий за счет установки так называемых тепловых насосов.

– Это инновационное изобретение?

– Да, это результат работы инженерной мысли. На улице минус 30, а вода в водохранилище, рядом со станцией около ноля, или плюс 1-2 градуса. Вот на этой разнице – между минус 30 и ноль градусами, с помощью технологии теплового насоса, используя тепло, которое есть в воде, можно сделать плюс 20 градусов в помещении станции. Пилотный проект отопления при помощи тепловых насосов мы реализуем в Угличе, на одной из наших старейших станций – Угличской ГЭС. Дальше собираемся внедрить эту технологию на остальных наших гидростанциях.



Это научное направление загрузит российскую промышленность: обеспечит заказами проектировщиков, инженеров, машиностроителей. И наши специалисты будут вовлечены в процесс. По поручению Министерства энергетики мы уже разрабатываем проект энергоаудита международного аэропорта Шереметьево. Это только первые проекты, дальше работы будет больше. Мы максимально загружаем свои кадры, разработчиков, проектировщиков наших исследовательских и проектных институтов. Многое вкладываем в повышение квалификации сотрудников.



Ни каких шуток

– Василий Александрович, вы отметили, что хотите зарабатывать на энергоэффективности. Расскажите о схеме? Будет создано новое подразделение?

– Повышение энергоэффективности хотим сделать для себя одним из направлений деятельности, приносящим доход. Сейчас проходит обсуждение федеральный закон об энергоэффективности, в который закладывается основа для бизнеса – «энергосервисные контракты». Для лучшего понимания опишу модель работы: специализированные компании за свои деньги повышают энергоэффективность компаний заказчика. В оплату получают определенный процент от экономии на потреблении электрических, тепловых и прочих ресурсов. Раньше законодательство не предусматривало таких возможностей. Когда законо-проект будет одобрен, мы можем оказаться первыми, предлагая такого рода энергосервисные контракты. А дальше мы можем устанавливать приборы коммерческого учета за свой счет для своих клиентов и выводить предприятия заказчика на оптовый рынок, где они будут покупать энергию дешевле.

– Сегодня во многих предприятиях разных секторов экономики проходят массовые сокращения, корректируется отношение к персоналу в ОАО «РусГидро»? Изменилась ли кадровая политика?

– Наша компания одна из первых в отрасли еще в октябре 2008 года сообщила о начале сокращения сотрудников филиалов на 17 %. Однако прежде чем увольнять сотрудников, необходимо провести оптимизацию численности: ликвидировать незанятые должности, вывести на пенсию пенсионеров, более эффективно организовать работу сервисных подразделений. На наших станциях есть много ремонтного персонала, который загружен 2-3 месяца в году, в период ремонта. Мы предлагаем этим людям пере-

ходить в наши дочерние компании, обслуживающие электросетевое хозяйство, промышленные предприятия круглый год. В сумме эти меры должны нам дать 17 % сокращение штата. На Северном Кавказе эта задача уже выполнена. По такому же сценарию работаем на Дальнем Востоке, в Сибири. Думаю, что в течение года кадровый вопрос будет закрыт.

– Перспективы развития ОАО «РусГидро» в 2009 году? Основные приоритеты?

– В 2009 году нам предстоит работать в непростых условиях. Начавшийся в конце 2008 года кризис мы встретили подготовленными: компания в конце минувшего года разработала и приступила к реализации программы снижения издержек. Новые экономические и финансовые реалии учитываются нами при планировании нашей деятельности. В «РусГидро» запущены процессы обеспечения ликвидности, в частности, это касается создания неснижаемого остатка на счетах компаний, снижения стоимости контрактов и изменение финансовой политики в части увеличения сроков платежей контрагентам. В фокусе нашего внимания также повышение платежной дисциплины потребителей энергосбытовых компаний холдинга и обеспечение своевременной собираемости платежей. Эти меры позволяют компании сохранять устойчивость и встречать финансовые сложности с достаточно высоким запасом ликвидности. Фундаментальные показатели остаются в полном порядке. «РусГидро» – одна из самых рентабельных компаний в отрасли и наиболее стабильных в российском секторе электроэнергетики.

В 2009 году центральным является вопрос повышения энергоэффективности и финансового укрепления бизнеса. Уверен, что мы запустим новые мощности на 74 МВт, завершим строительство Бурейской ГЭС, ряда других объектов и приготовимся к пуску 1000 МВт в следующем году. Задача пройти 2009 год максимально без потерь.

Ольга ВОРОБЬЕВА,

Российская гидроэнергетика: не пустить на самотёк

Россия занимает второе место в мире по экономически эффективному гидропотенциалу, однако до сих пор не имеет стратегии его освоения. Государство, как основной инвестор, декларируя максимальное развитие гидрогенерации, реально не в состоянии сдерживать тенденцию снижения доли высокоманевренных мощностей.

В русле мировых тенденций

Один из важнейших факторов развития гидроэнергетики – степень освоенности гидропотенциала территорий. По этому показателю Россия (20%) заметно уступает развитым странам: Германии (95%), Франции (95%), Италии (95%), Великобритании (90%), Японии (84%), США (82%), Канаде (65%). По данным Мирового энергетического совета, степень освоения водных ресурсов на планете – около 33% с перспективой роста во второй половине XXI века до 70%. В большинстве стран Европы и Северной Америки возможности для строительства крупных ГЭС, практически исчерпаны, поэтому мировым «локомотивом» гидроэнергетики становятся развивающиеся страны, такие как Россия, Индия, Китай.

Данные о гидроэнергетическом потенциале России (852 млрд. кВт·ч) базируются на исследовании, проведенном в СССР сорок лет назад – в середине 60-х. Некоторые ученые всерьез сомневаются в экономической обоснованности «канонического» показателя.

Александр Асарин, зам. начальника отдела института «Гидропроект», и Виктор Данилов-Данильян, директор Института водных проблем РАН, оценивают экономически обоснованный гидропотенциал России гораздо скромнее – в 363 млрд. кВт·ч. По мнению ученых, если к 2030 году общая мощность ГЭС страны достигнет 80 млн. кВт при выработке электроэнергии около 300 млрд кВт·ч (данные Энергетической стратегии России до 2020 года), то освоение российского гидропотенциала приблизится к 83%, превзойдя нынешний уровень США и Канады. Еще более сенсационен подсчет региональных показателей.

По официальным данным, гидропотенциал Европейской части РФ сейчас разработан на 50%, восточной – на 14%. Но если исходить из 363 млрд кВт·ч общероссийского гидропотенциала, то современная средняя годовая выработка электроэнергии на ГЭС составляет около 47% потенциальной по стране в целом: до 90% – в европейской части и 37% – в азиатской.

Еще одна закономерность развития мировой гидроэнергетики, характерная и для России – заметное снижение темпов прироста мощностей в долгосрочной перспективе. В 1973 г. доля гидроэлектростанций в структуре мирового производства электроэнергии составляла 21%, сейчас – порядка 19%. Падение удельного веса гидрогенерации происходит главным образом за счет индустриально развитых стран (в США в 1960-е гг. ГЭС производили 40% электроэнергии, сейчас – 8-9%). В России в 2006 году на долю ГЭС приходилось 17,5% вырабатываемой электроэнергии, а к 2020 году, по прогнозам, этот показатель снизится до 14%.

Pro и contra

Упомянутый план ГОЭРЛО-2 декларирует «максимально возможное использование потенциала развития гидравлических электростанций», но в среде энергетиков в ходу мнение, что «планка» Генсхемы в части ввода новых генерирующих мощностей явно завышена. Этот тезис уже получил реальное научное подтверждение.

В сентябре 2008 года генеральный директор ЗАО «Агентство по прогнозированию перспективных балансов в электроэнергетике» Игорь Кожуховский озвучил данные мониторинга Генсхемы. В Прогнозном балансе на 2008-2015 г.г. темпы роста энергопотребления ниже, чем в Генсхеме. В 2008-2010 г.г. Генсхемой предусмотрен рост энергопотребления на 6,1%, Прогнозный баланс называет другую цифру – 3,8%.

Ожидается и меньшие вводы оборудования на всех типах станций. Так, если прогноз АПБЭ по угольным ТЭС – на 50% меньше, чем в Генсхеме, а по газовым – на 37%, то ввод мощностей ГЭС в период до 2015 года может уменьшиться только на 25%. Таким образом, к этому сроку, вместо декларируемых Генсхемой 57,1 ГВт установленной мощности, российская гидроэнергетика получит только 53,5 ГВт.

Диспропорция развития различных видов генерации таит в себе определенную опасность.

По данным АПБЭ, доля маневренных мощностей в структуре установленной мощности в 2015 году



составит 34,2% – это на 4,5% меньше, чем в Генсхеме. Причина – меньшие, чем запланировано, объемы демонтажей маломаневренного паросилового оборудования и, отчасти, меньшие вводы ГЭС. Снижение доли высокоманевренных мощностей по сравнению с Генеральной схемой может привести к обострению ситуации с прохождением суточных графиков нагрузки – такой тревожный вывод делают специалисты АПБЭ.

Кризис усугубил ситуацию. Но в случае с гидрогенерацией острота проблемы снимается принадлежностью более половины российских ГЭС компаниям, где держателем контрольных пакетов акций остается государство. Это весомый аргумент в пользу заявленного Генсхемой «максимального развития» развития отечественной гидроэнергетики.

Завтра больше, чем вчера

В ходе реформирования РАО ЕЭС более 50% активов российской гидрогенерации были переданы «ГидроОГК», впоследствии переименованной в «РусГидро». Сейчас это крупнейший игрок оптового рынка электроэнергии и мощности. Из 45000 МВт установленной мощности гидроагрегатов российских ГЭС на долю «РусГидро» приходится 25336,6 МВт, то есть чуть больше 53%. Компания производит более 48% (80 272,8 млн кВт·ч) электроэнергии, вырабатываемой отечественными гидростанциями (порядка 165 млрд. кВт·ч/год).

«РусГидро» – флагман отечественной гидроэнергетики. Объем финансирования инвестиционных проектов в 2008 году – 55518 млн. руб., но это скорректированная программа: вместо 411 МВт генерирующих мощностей «РусГидро» ввело на 21% меньше – 325 МВт. Причины задержки вводов отнюдь не финансовые.

Форс-мажорные обстоятельства отодвинули ввод Головной станции (15 МВт) Зарамагских ГЭС. С марта по май 2008 года из-за опасности схода лавин строительство было приостановлено. Летом прекратились работы по подготовке к затоплению ложа водохранилища из-за передислокации войск в ходе российско-грузинского конфликта в Южной Осетии.

Несколько вводов пришлось отложить из-за срыва сроков поставок оборудования.

2009 год будет для «РусГидро» годом большого строительства. Объем инвестиций – 79 578 млн. руб. Вводимая мощность – 145 МВт. Более 97% средств планируется потратить на техническое перевооружение и реконструкцию действующих ГЭС (13212 млн. руб.), строящиеся (Бурейская ГЭС, Усть-Среднеканская ГЭС, БЭМО, Зарамагские ГЭС, Кашхатау ГЭС, Ирганайская ГЭС, Береговой водосброс Саяно-Шушенской ГЭС) и новые объекты (Загорская ГАЭС-2, Гоцатлинская ГЭС) – всего 64 608 млн. руб.

Целый ряд объектов предусматривает внешние инвестиции. Это касается бюджетного финансирования достройки Усть-Среднеканской ГЭС, а также совместного с ОК «РУСАЛ» проекта БЭМО. При поддержке госсредств планируется и развитие проектов ВИЭ (объекты малых ГЭС, мощностью до 25 МВт, приливной, ветро-, и геотермальной энергетики) с инвестиционным портфелем 417 млн. руб.

Часть средств для финансирования инвестпрограммы (16 млрд. руб.) «РусГидро» планирует получить за счет допэмиссии акций, которые будут проданы государству.

Задачи техперевооружения

Степень износа оборудования большинства российских гидростанций превышает 40%, по некоторым ГЭС – 70%. Одна из масштабных задач отечественной гидроэнергетики – преодоление тенденции старения основных фондов. Техническая политика, разработанная еще в РАО ЕЭС, предполагает ускоренные темпы техперевооружения и реконструкции. Планируется, что к 2020 году доля изношенного оборудования должна уменьшиться до 30%, а к 2030 году замена и реконструкция основного оборудования, отработавшего нормативный срок, будет полностью завершена.

Износ основного оборудования на крупнейшей в России Красноярской ГЭС к 1995 году достиг 50%. На сегодняшний день на станции реконструировано 9 из 12 гидроагрегатов. Срок эксплуатации каждой

машины после модернизации увеличился в два раза – до 40 лет.

По словам И. Иванченко, к.т.н., зав. отделом гидроэнергетики и гидроэнергетического оборудования ОАО «НПО ЦКТИ им. Ползунова», одно из главных направлений реконструкции силового оборудования на российских ГЭС связано с модернизацией лопастных систем гидротурбин с целью увеличения мощности и КПД, продления срока службы и повышения надежности.

В 2008 году на Камской ГЭС завершена реконструкция гидроагрегатов с заменой базовых узлов турбин и внедрением термореактивных обмоток статоров. В результате установленная мощность станции увеличилась с 510 до 519 МВт.

На Волжской ГЭС полную замену прошли 6 из 22 гидротурбин. В феврале 2008 года после реконструкции здесь запущен гидроагрегат № 17 (увеличение мощности от 115 МВт до 125,5 МВт, КПД 94,4%). По словам Андрея Клименко, директора Волжской ГЭС, это турбина принципиально новой конструкции – «головной образец» реконструкции станций Волжско-Камского каскада. Новый тип рабочего колеса позволяет увеличивать расход воды через турбину и вырабатывать большее количество электроэнергии в период половодья. Применен новый тип надежных уплотнителей лопастей, исключающих попадание турбинного масла в Волгу.

Ведущие российские производители и поставщики гидросилового оборудования – концерн «Силовые машины» и ОАО «Тяжмаш».

«Силовые машины» специализируется на выпуске поворотно-лопастных турбин до 300 МВт, работающих на напорах от 5 до 70 м, и радиально-осевых турбин мощностью до 720 МВт на напор от 18 до 700 м.

На «Тяжмаше» в разные годы собирались низко-, средне-, и высоконапорные поворотно-лопастные турбины мощностью от 20,5 до 126 МВт, а также радиально-осевые турбины до 133 МВт.

Тревожная тенденция последних лет – высокая загруженность энергомашиностроительных производств, и, как следствие, срывы поставок оборудования.

По сообщению пресс-службы «РусГидро», одна из причин переноса пуска Кашхатау ГЭС (65 МВт) с 2008 на 2009 год – срыв сроков проектирования, изготовления и поставки заводами-изготовителями (ОАО «Тяжмаш» и ОАО «ЭЛСИБ») основного гидротурбинного и генераторного оборудования (кроме этого на перенос повлияло увеличение на 12 месяцев срока проходки деривационного туннеля).

Из-за невыполнения графика поставки основного гидросилового оборудования отложен пуск ряда малых ГЭС (Учкуланской, Фиагдонской, МГЭС на р. Большой Зеленчук – общий объем 10 МВт).

Кроме необходимости реконструкции основного оборудования перед российскими ГЭС стоит задача переоснащения систем управления, внедрения новых информационных технологий. В «РусГидро»,

например, поэтапно «строится» система управления производственными активами и фондами – ЕАМ (Enterprise Asset Management). ЕАМ позволяет не только определить, насколько экономически эффективна замена оборудования, но и решить на основе накопленной в системе информации, какой она должна быть – комплексной или частичной. По словам руководителя дирекции службы заказчика ОАО «РусГидро» Юрия Тинякова, в 2009 году впервые все филиалы «РусГидро» сформировали свои производственные программы в ЕАМ.

О стратегических приоритетах

В декабре 2008 года Минэнерго РФ объявило о завершении работы над проектом Энергостратегии до 2030 года (ЭС-2030). По сообщению пресс-службы министерства, «цели новой стратегии определены инвариантными, в том числе с учетом возможных последствий начавшегося в 2008 году глобального экономического кризиса». По консервативному сценарию проекта, производство электроэнергии ГЭС к 2030 году достигнет 240 млрд. кВт·ч (260 млрд. кВт·ч при благоприятном варианте развития). Таким образом, фигурировавшая в ЭС-2020 перспективная цифра – 300 млрд. кВт·ч – подверглась существенной корректировке. Реализация ЭС-2030 увеличит использование российского гидропотенциала с нынешних 19% до 30% к 2030 году (если оценивать гидропотенциал в 852 млрд. кВт·ч).

Одна из проблем отечественной гидроэнергетики – отсутствие стратегии развития. По мнению некоторых ученых и отраслевых экспертов, разработка такого документа позволила бы четко определиться с долгосрочными и перспективными целями.

Александр Асарин и Виктор Данилов-Данильян считают, что документ может быть разработан только в качестве раздела энергетической стратегии страны. Начинать следует с пересмотра базовых оценок экономического гидроэнергетического потенциала России.

Еще несколько лет назад Вячеслав Синюгин, в ту пору – председатель правления ОАО «РусГидро» (в настоящее время – зам. министра энергетики РФ), говорил о том, что в ЭС-2020 не учтен ряд факторов, появившихся уже после ее принятия и серьезно влияющих на развитие энергетики: стремительный, превышающий все прогнозы рост цен на углеводородное топливо, ратификация Россией Киотского протокола и связанные с этим обязательства, необходимость увеличения числа высокоманевренных мощностей. По мнению Вячеслава Синюгина, Стратегия развития гидроэнергетики России должна дать ответ на эти новые вызовы. К сожалению, программный документ, определяющий стратегические приоритеты развития отечественной гидроэнергетики, пока так и не разработан.

Петр КАМЕНСКИЙ

Календарь мероприятий

Дата	Тематика	Место	Статус	Подробности
08 Июня 2009 — 11 Июня 2009	Электроэнергетика	Москва	Федеральное/ национальное	Выставка электрооборудования и технологий производства, передачи и использования энергии в рамках Российского национального промышленного форума с международным участием «Промышленные технологии для России».
08 Июня 2009 — 11 Июня 2009	Электроэнергетика	Москва	Федеральное/ национальное	Одна из крупнейших по числу участников российских выставок технологий передачи, преобразования и распределения электроэнергии.
09 Июня 2009 — 09 Июня 2009	Энергетика	Москва	Международное	Конференция посвящена актуальным вопросам модернизации и реконструкции оборудования предприятий энергетики - ТЭЦ, ГРЭС, ТЭС, ОГК и ТГК.
09 Июня 2009 — 10 Июня 2009	Коммунальная энергетика	Сургут	Региональное	Региональная энергетическая выставка
23 Июня 2009 — 26 Июня 2009	Нефть и газ	Москва	Международное	Выставка предоставляет уникальную возможность для лидеров отечественной и мировой нефтегазовой промышленности представить новейшие разработки и технологии широкой аудитории специалистов-нефтяников, установить прямые деловые контакты и решить задачи по развитию бизнеса на целый год. В рамках выставки состоится крупнейший форум нефтяников - 7-й Российской Нефтегазовый Конгресс.
24 Июня 2009 — 26 Июня 2009	Автоматизация и IT	Санкт-Петербург	Региональное	Специализированная выставка оборудования и технологий для промышленной автоматизации и встраиваемых систем. Автоматизация промышленного предприятия; Автоматизация технологических процессов; Бортовые и встраиваемые системы; Системная интеграция; Автоматизация зданий консалтинг.
28 Июля 2009 — 30 Июля 2009	Нефть и газ	Синьцзян	Международное	Одна из пяти самых больших в мире выставок, посвященных нефтехимии.
15 Августа 2009 — 17 Августа 2009	Коммунальная энергетика	Кызыл, Тыва	Региональное	Выставка строительных технологий, технологий электро, газо и теплоснабжения, энергосбережения.
09 Сентябрь 2009 — 12 Сентябрь 2009	Коммунальная энергетика	Санкт-Петербург	Региональное	В рамках крупнейшей на Северо-Западе России выставки технологий строительства будет представлена экспозиция посвященная системам отопления, вентиляции и электротехнике.
09 Сентябрь 2009 — 11 Сентябрь 2009	Нефть и газ	Казань	Региональное	Выставка оборудования и технологий для нефтехимической промышленности

Смотреть весь календарь на портале www.energyland.info в разделе «Мероприятия»





Геотермальная энергетика

В последние годы в России наблюдается поворот к использованию для производства электро- и теплоЭнергии геотермальных источников.

Преимуществом геотермальной энергетики является ее практически полная безопасность для окружающей среды. Количество CO₂, выделяемого при производстве 1 кВт электроэнергии из высокотемпературных геотермальных источников, составляет от 13 до 380 г (например, для угля он равен 1042 г на 1 кВт/ч).

Однако тепло Земли очень «рассеянно», и в большинстве районов мира человеком может использоваться с выгодой только очень небольшая часть энергии. Из них пригодные для использования геотермальные ресурсы составляют около 1% общей теплоемкости верхней 10-километровой толщи земной коры, или 137 трлн. т. у. т.

Источники геотермальной энергии по классификации Международного энергетического агентства делятся на 5 типов:

- месторождения геотермального сухого пара - сравнительно легко разрабатываются, но довольно редки; тем не менее, половина всех действующих в мире ГеоТЭС использует тепло этих источников;
- источники влажного пара (смеси горячей воды и пара) - встречаются чаще, но при их освоении при-

ходится решать вопросы предотвращения коррозии оборудования ГеоТЭС и загрязнения окружающей среды (удаление конденсата из-за высокой степени его засоленности);

- месторождения геотермальной воды (содержат горячую воду или пар и воду) - представляют собой так называемые геотермальные резервуары, которые образуются в результате наполнения подземных полостей водой атмосферных осадков, нагреваемой близко лежащей магмой;
- сухие горячие скальные породы, разогретые магмой (на глубине 2 км и более) - их запасы энергии наиболее велики;
- мagma, представляющая собой нагретые до 1300 °C расплавленные горные породы.

Опыт, накопленный различными странами (в том числе и Россией), относится в основном к использованию природного пара и термальных вод, которые остаются пока наиболее реальной базой геотермальной энергетики. Однако ее крупномасштабное развитие в будущем возможно лишь при освоении петротермальных ресурсов, т. е. тепловой энергии горячих горных пород, температура которых на глубине 3...5 км обычно превышает 100 °C.

Геотермальное тепло можно утилизировать либо «непосредственно», либо преобразовывать его в

электричество (посредством ГеоЭС), если температура теплоносителя достигает более 150 °C.

Геотермальная электростанция (ГеоЭС) — вид электростанций, которые вырабатывают электрическую энергию из тепловой энергии подземных источников.

Существует несколько способов получения энергии на ГеоТЭС:

- прямая схема: пар направляется по трубам в турбины, соединённые с электрогенераторами;
- непрямая схема: аналогична прямой схеме, но перед попаданием в трубы пар очищают от газов, вызывающих разрушение труб;
- смешанная схема: аналогична прямой схеме, но после конденсации из воды удаляют не растворившиеся в ней газы.

Сегодня уже в 80 стран мира в той или иной степени используется геотермальное тепло. В большей части из них, а именно в 70 странах, утилизация этого вида природного тепла достигла уровня строительства теплиц, бассейнов, использования в лечебных целях и т.д. А ГеоТЭС имеются примерно в 25 странах. Потенциал геотермальной энергетики в мире рассмотрен на рисунке.

Сегодня ГеоТЭС производят около 54613 ГВт/ч в год. Современные объемы электроэнергии, получаемой благодаря этой технологии, достаточны для удовлетворения потребностей в электроэнергии 60 млн. человек, т. е. 1% населения планеты. Суммарная мощность существующих геотермальных систем теплоснабжения оценивается в 75900 ГВт / ч.

Россия не входит даже в первую десятку производителей электрической и тепловой энергии из геотермальных источников, и это несмотря на то, что запасы геотермальной энергии в России огромны и, по оценкам экспертов, в 10-15 раз превышают запасы органического топлива в стране. Одновременно, основные геотермальные источники в России расположены экономически невыгодно: Камчатка, Сахалин и Курильские острова отличаются слабой инфраструктурой, высокой сейсмичностью, малона-

селенностью, сложным рельефом местности.

С экономической точки зрения в нашей стране наиболее интересными являются геотермальные ресурсы Краснодарского и Ставропольского краев, Калининградской области, где имеются запасы горячей воды с температурой до 1100°C. Запасы геотермального тепла имеются и на Чукотке, часть из них уже открыта и может активно использоваться для энергообеспечения близлежащих городов и поселков. На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой в резервуаре от 70 до 1800°C, которые находятся на глубине от 300 до 5000 м. Здесь уже в течение длительного времени используют геотермальные ресурсы для теплоснабжения и горячего водоснабжения в сельском хозяйстве, промышленности и в быту. Приморье, Прибайкалье, Западно-Сибирский регион также располагают запасами геотермального тепла, пригодного для широкомасштабного применения в промышленности и сельском хозяйстве и, конечно, для теплоснабжения городов и поселков.

По мнению экспертов, в последние годы в России наблюдается поворот к использованию геотермальных источников в энергетической отрасли. Вместе с тем, рассматривая текущее и перспективное производство электроэнергии на основе возобновляемых источников, следует отметить, что геотермальная энергия к началу века от общего количества вырабатываемой электроэнергии не превосходила 0.15 % и лишь к 2010 г. хотя и увеличится на треть, но не превысит 0.2 % с общей выработкой на уровне 7 ТВт/ч. 

Подготовлено по материалам отчета Research.Techart.

P.S. В настоящее время в мире идут активные сделки по слиянию и поглощению объектов альтернативной генерации энергетики. Чтобы отследить и, возможно, повлиять на тенденции передела рынка стоит попасть 23-24 сентября на международный форум **ENERGY FRESH 2009**, который состоится в Москве.



РОСНАНО и «Ренова» наладят в России крупнейшее производство солнечных батарей

Наблюдательный совет Российской корпорации нанотехнологий одобрил участие корпорации в проекте по производству солнечных модулей на базе технологии «тонких пленок».



Как отметил в мае генеральный директор РОСНАНО Анатолий Чубайс, «речь идет о создании крупнейшего в России производства солнечных батарей и самых значительных инвестициях в альтернативную энергетику на территории РФ».

В рамках проекта запланировано создание предприятия полного цикла по производству солнечных модулей на территории промышленной площадки ОАО «Химпром», г. Новочебоксарск Чувашской Республики, проектной мощностью один миллион солнечных модулей в год, что соответствует 120 МВт/год.

Основными участниками проекта выступают РОСНАНО и Группа компаний «Ренова». Общий объем финансирования проекта составит 20,1 млрд рублей. Размер вклада РОСНАНО в уставный капитал составит 3,7 млрд рублей. Кроме того, Корпорация предоставит проектной компании заемное финансирование в объеме 9,8 млрд рублей. При этом доля РОСНАНО в уставном капитале проектной компании составит 49%. «Ренова» будет владеть 51% уставного капитала и отвечать за развитие бизнеса.

Старт проекта запланирован на 3 квартал 2009 года, а выход на проектную мощность ожидается в 4 квартале 2011 года. В 2015 году выручка проектной компании составит 10,3 млрд руб.

Гендиректор РОСНАНО Анато-

лий Чубайс подчеркнул, что «особую значимость проекту придает создание на его базе крупного исследовательского центра, затраты которого только на оборудование составят миллиард рублей». Центр будет работать над повышением эффективности солнечных модулей в сотрудничестве с Физико-техническими институтом им. Иоффе РАН.

В производстве будут использованы новейшие мировые разработки в производстве тонких пленок. В качестве базовой технологии планируется использовать технологию тонкопленочных фотоэлементов на основе микроморфного кремния, разработанных мировым лидером рынка солнечной энергетики - компанией Oerlikon Solar (Швейцария).

«Создание производства солнечных батарей полностью соответствует одной из стратегических задач РОСНАНО – реализации кластерных проектов, результатом которых должно стать создание конечных нанотехнологических продуктов, взаимосвязанных по технологии изготовления или последовательности в технологической цепочке. Такие проекты являются системообразующими для формирования новых инновационных отраслей российской экономики», – сказал Анатолий Чубайс.

Ранее Наблюдательный совет РОСНАНО утвердил участие Корпорации в проекте по созданию первого в России масштабного

комплекса по производству поликристаллического кремния и монокристалла, являющихся сырьем для производства солнечных батарей.

«Данное начинание не только станет отправной точкой для создания в России новой отрасли экономики – солнечной энергетики, но и позволит придать импульс развития ряда смежных секторов российской экономики», – подчеркнул председатель Наблюдательного комитета ГК «Ренова» Виктор Вексельберг.

Рынок солнечной энергетики бурно развивался в последние годы. По данным исследовательской компании Lux Research (США), общий размер рынка достиг в 2008 г. 33,3 млрд долл., или около 5 ГВт. С 2001 года, рынок в денежном выражении увеличился более чем в 11 раз. Рынок кремниевых тонкопленочных солнечных модулей в 2008 году оценивается в 0,6 ГВт, но к 2012 году он увеличится до 2,4 ГВт, в денежном выражении – с 3,8 млрд долл. до 8,6 млрд долл.

Основными рынками сбыта продукции являются страны Южной Европы (Италия, Испания, Греция) и Германия. Компания Avelar Energy Group (входящая в ГК Ренова), которая профессионально занимается наладкой и установкой солнечных модулей в Европе, будет осуществлять сбыт готовой продукции. В долгосрочной перспективе до 15% производимых солнечных модулей планируется направлять на российский рынок.



РЫНОК ветроэнергетики

Альтернативная энергетика в последнее время демонстрирует бурное развитие во всем мире. Это связано с ростом цен на нефть, текущими проблемами энергетической безопасности и озабоченностью все большего числа людей проблемой изменения климата.

Ветроэнергетика в последние годы являлась самой финансово-емкой отраслью альтернативной энергетики в мире.

В данной отрасли энергия вырабатывается посредством ветроэнергетических установок - машин, которые преобразуют энергию ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в электрическую энергию.

В настоящее время применяются две основные конструкции ветроэнергетических установок: горизонтально-осевые и вертикально-осевые ветродвигатели. Оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, однако наибольшее распространение получили ветроагрегаты первого типа. Мощность ВЭУ может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт.

Принцип работы ветроэлектростанций может варьироваться: некоторые установки работают параллельно с сетью, другие — являются автономными в отсутствии проводных сетей. Среди автономных выделяют индивидуальные станции, которые работают для энергоснабжения одного домохозяйства. Группа ВЭУ, соединенная сетью, образует ветропарк.

Общий объем установленных в 2008 году ветроэнергетических мощностей превысил 115 тыс. МВт, около 60% ВЭУ установлено в Европе. В ветроэнергетической отрасли работают сегодня 350 000 человек во всем мире. Стремительному развитию ветроэнергетики в мире способствует государственная политика многих стран.

В России на альтернативную энергетику приходится всего около



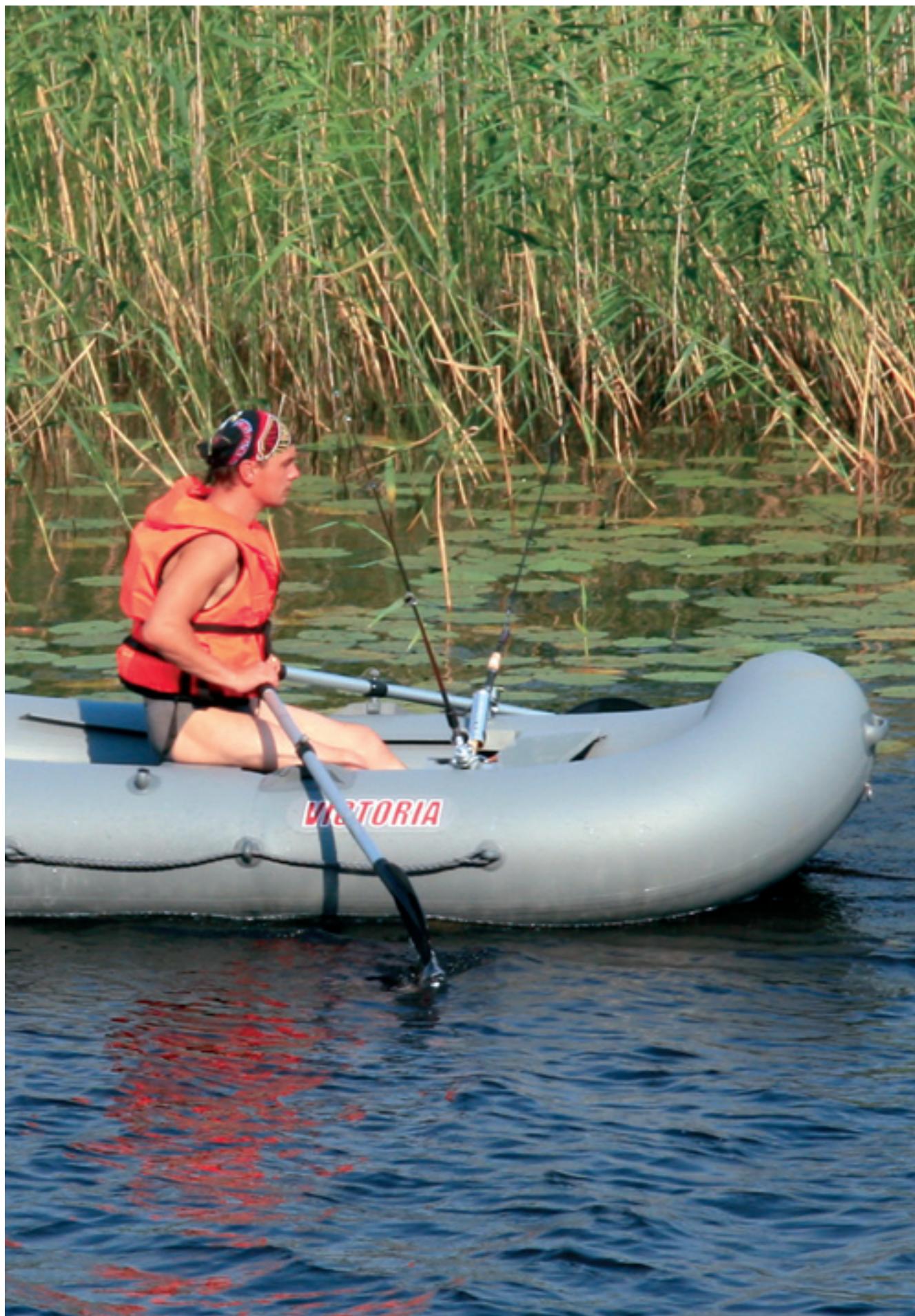
1% энергетических мощностей, несмотря на то, что наша страна имеет колossalный потенциал возобновляемых источников энергии.

Слабое развитие отрасли связано с комплексом внешних факторов — экономических, технических, законодательных, психологических и информационно-организационных. Одновременно, с каждым годом растет понимание необходимости развития альтернативной энергетики, особенно в тех регионах, которые по комплексу причин не имеют и не будут иметь централизованного энергоснабжения.

Значимый шаг, который может переломить ситуацию в отрасли, был сделан в январе 2009 года с принятием Распоряжения Правительства РФ «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года». 

Полную версию статьи читайте на портале www.enegyland.info в разделе «Аналитика»/«Генерация»

Охота/рыбалка



Как выбрать надувную лодку

Вы решили купить надувную лодку. При всем богатстве выбора, на какой остановиться? Все говорят по-разному, сколько людей – столько и мнений.

Однако существуют и общие правила. Для началаследует определить, как будет доставляться плавсредство к водоему, и как будет использоваться. Я, например, предпочитаю рыбачить в труднодоступных для автотранспорта местах, и лодку для рыбалки приходится таскать на себе. Отсюда выбор – одноместная весельная. Но для отдыха с детьми она мало подходит, и появилась еще одна – побольше и с мотором. Если подъезд к воде существует, то конструкция, умещающаяся в багажник автомобиля, вполне приемлема.

Далее определяем предполагаемый состав экипажа, вес снаряжения, вес лодочного мотора итоплива. Получаем необходимую грузоподъемность. Однако, нагружив судно до заявленной величины, вы вряд ли получите удовольствие от плаванья. Тут все зависит от производителя. Что он понимает под номинальной загрузкой: хороший ход лодки или то, что вода через борта не заливается. Моя рыбакская одноместная весельная лодка легко держит двух взрослых со всем снаряжением. Проблема в недостатке места и центровке. То же можно сказать и про лодки с мягким днищем и подвесным транцем. С двигателем в 2-3 л.с. такие суда вполне уверенно идут со скоростью 10 км/ч при полной загрузке. Но даже с более мощным двигателем такая лодка не выйдет на глиссирование.

Если хочется промчаться с ветерком, то однозначно жесткий пол и киль. Киль придает устойчивость при поворотах, на волне и при боковом ветре. Лодка с плоским днищем и максимальным по мощности двигателем рыскает на высоких скоростях, однако легче выходит на глиссирующй режим. Отсюда вывод: если планируется двигатель по верхнему пределу мощности, то лодка должна быть килевая, если по нижнему пределу, то отлично подходит плоскодон-



ная. Но по грузоподъемности желателен запас 30-40%. По европейским правилам лодки более 3 м длины должны иметь V-образное днище. По всему миру получили распространение так называемые RIB (Rigid Inflatable Boats) конструкции. Жесткое днище в форме «глубокого V» и надувные борта придают ей все достоинства судов с жестким корпусом.

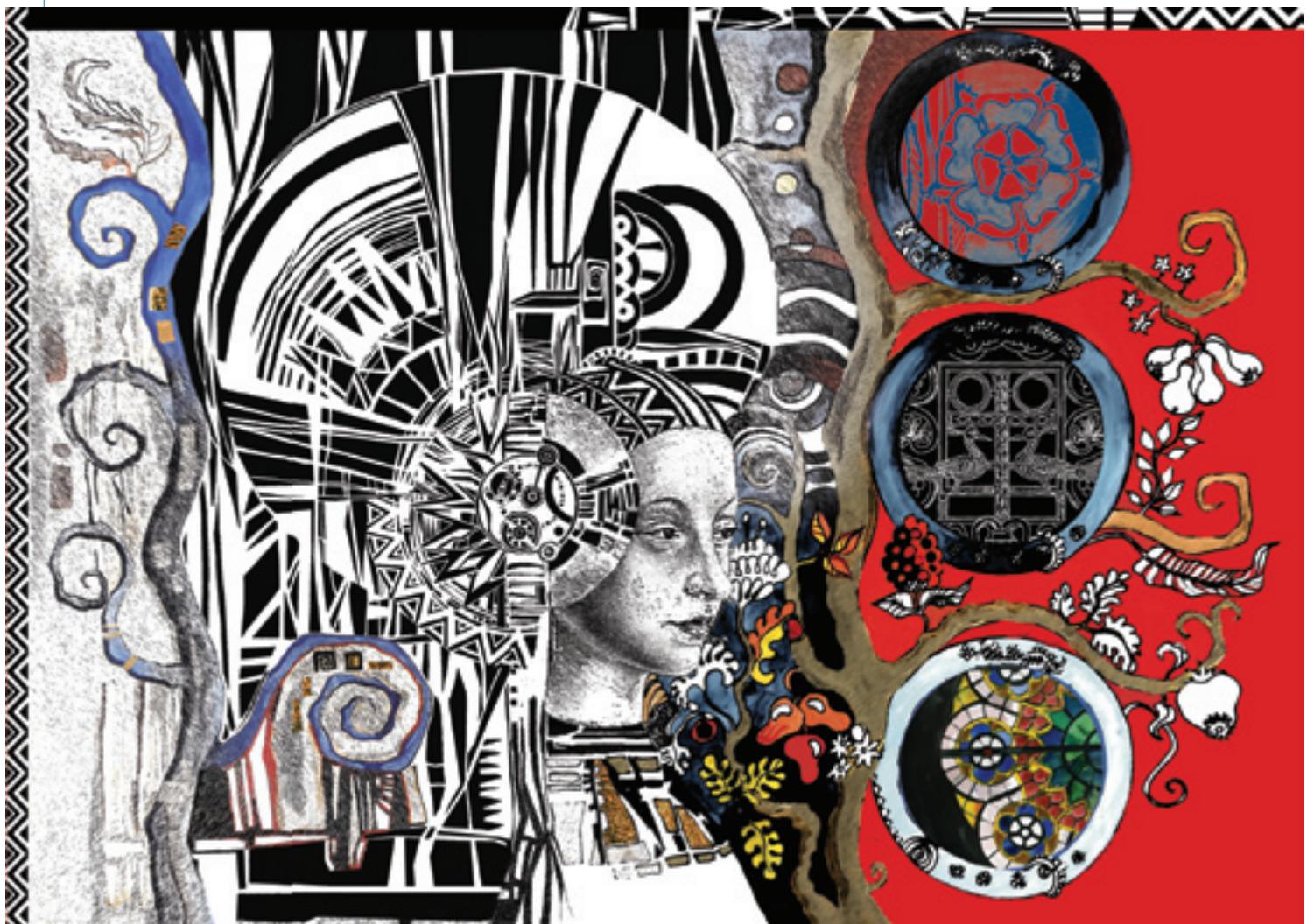
При выборе лодки под мотор обязательно следует обратить внимание на транец. Под моторы до 15 л.с. толщина транца должна быть не менее 25 мм, под более мощные от 35 мм. Под импортные моторы транец должен иметь наклон 4-6 градусов. У большинства импортных лодок транец вклеен с помощью ПВХ профиля, так называемого транцодержателя, изгибающегося при накачке баллонов. Очень удачное решение. Давление в баллонах таких лодок должно быть 240-250 миллибар. Иначе не обеспечиться должной жесткости транца, двигатель будет раскачиваться, что неминуемо скажется на эксплуатации лодки. Отсюда и выбор материала баллонов. В идеале – ПВХ со сварными швами, либо пятислойный лодочный с kleевым швом. Однако сам уже несколько лет эксплуатирую лодку из трехслойной тентовой ткани. Особых нареканий нет. В Европе лодки из тентовых тканей, не сертифицируются. Но они сертифицируются в России, и некоторые изготовители используют именно этот материал.

Покупая лодку, каждый надеется, что она прослужит ему долго. Чтобы так и было, не следует небрежно к ней относиться. Лодка - вещь хрупкая и требует ухода. Не забывайте очищать ее от грязи и сушить перед складыванием. Храните в прохладном (но не холодном) темном помещении. Регулярно осматривайте и ремонтируйте ее. И тогда ваше надувное судно будет служить верой и правдой долгие годы. 

Источник: ОХОТНИК.RU



«Де Кате» творческая мастерская



Дизайн интерьера:

декоративные
штукатурки,
росписи,
лепнина,
керамика,

художественный
металл,
витражи,
батики,
гобелены

Посмотри на небо под ногами

Много есть вариантов, чтобы это осуществить. К примеру, повиснуть на турнике вниз головой или посмотреть на облака в окно иллюминатора самолета. А еще можно увидеть небо под ногами, организовав возле своего дома пруд, и заглянув в него.

На своем участке пруд – своеобразный магнит, вода которого «утоляет жажду» мыслей, успокаивает и умиротворяет, а еще веселит детей, поит собак, поливает газон, служит прекрасным фоном для семейных фотографий. С чего начать? Ответ простой – с начала.



Варианты устройства пруда различны, но среди них можно выделить три основных. Пруд может быть выполнен из бетона, глины или пленки. Попробуем разобраться, что же лучше:

Водоем с глиняным замком, пожалуй, самый старый способ организации водоема, и самый трудоемкий. Толщина глиняной стенки должна быть не менее 1 метра и даже при такой толщине, нет гарантий отсутствия протечек. Глина как материал притягивает воду, а значит, близлежащая к пруду территория будет постоянно накапливать влагу. Из этого материала разумно создавать небольшие по площади и глубине пруды, с естественной береговой линией.

Водоем с гидроизоляцией из бетона. Если верить сказке про «Трех пороссят» то это самый лучший и надежный вариант. Дно для такого пруда следует подготовить. После того, как вырыт котлован нужной формы, его дно засыпается вначале щебнем, а затем песком. Эти меры предотвратят в дальнейшем растрескивание и замерзание вашего пруда и его питомцев. Да, обязательно следует покрыть бетон, например, жидким стеклом. Эта мера позволит избежать появления реа-

гентов и вода в пруду будет пригодной для жизни рыб и растений. Затем производятся подготовительные работы по созданию стенок водоема. Из досок делается опалубка нужной формы, толщина будущих стенок в идеале 15 сантиметров. Для крепости следует проложить армирующую сетку, особенно в местестыковки стен и дна пруда. И все, можно заливать бетоном. Край пруда декорируется природным камнем и галькой.

Водоем с гибкой гидроизоляционной пленкой.

Пленка может быть разной по материалу, из которого выполнена, а также по толщине полотна. В работе мы применяли всякую, но сейчас свой выбор остановили на бутилкаучуковой пленке и тому есть причины. Данная пленка экономична как в уходе, так и в монтаже, к тому же позволяет создавать водоемы очень большие по площади. Максимальный размер бесшовного полотна достигает 60 метров в длину и 15 в ширину. Такую пленку изготавливает компания, производящая колеса для Формулы-1, причем колеса это их побочное творение, а основное направление пленка.



