

«Механизм точно правильный»

— интервью —

С13 **Р:** Если говорить о названных 150–170 млрд руб., то какую часть этой суммы планирует привлечь из внешних источников при помощи инвестора, а на что хватает собственных средств?

А. В.: Мы же всегда думаем о том, как бы так обновить тепловые сети и как бы сделать так, чтобы цена не росла. Ведь сегодня потери в сетях — 20%. Огромная цифра! Если потери свести к минимуму, то это позволит окупить вложения. Для себя мы прогнозируем порядка 100 млрд руб. вложений инвесторов, которые в совокупности с нашими инвестициями дадут возможность реализовать программу на 170 млрд руб.

Кстати, эти мероприятия, которые мы для себя оцениваем в 170 млрд руб., нужны не только «Т Плюс». Это нужно провести по всей стране. Причем о необходимости их не может быть никаких дискуссий: если ничего не сделать, мы просто разрушим систему централизованного теплоснабжения и у нас будут вымерзать целые города. А в масштабе всей страны это несколько триллионов рублей, несколько процентов ВВП. У теплоснабжения колоссальный инвестиционный потенциал, и в этом потенциале можно эффективно размещать средства и возвращать их с неплохой доходностью. Поэтому мы настаиваем на том, чтобы рассматривать обновление отрасли как некий нацпроект, в котором могли бы поучаствовать в том числе государственные инфраструктурные фонды. Это безрисковые проекты, поскольку возврат вложений гарантируется самим же государством.

Р: Стратегия предусматривает разные сценарии в части тепла? Оптимистический и пессимистический? В какой логике вы движетесь?

А. В.: Если мыслить в логике «оптимистический-пессимистический», то мы скорее в логике оптимистической, потому что факт появления на свет стратегии совпал по времени с финализацией пакета законов о теплоснабжении. Там могут быть изменения во времени, причем в нашей ситуации скорее влево. В каком-то смысле появился «ДПМ в тепле» — механизм, который дает базу для разговоров с инвесторами.

При нынешнем тарифном регулировании инвесторы слушают, кива-



А. В.: Переговоры точно не были быстрыми — получилось убедить и договориться. Альткотельную ведь очень просто доказать на цифрах. Власти правильно делают, когда пытаются вникнуть, досконально понять. Ведь это непосредственно социальная составляющая, которая напрямую касается качества жизни людей. И сейчас все больше понимают, что альткотельная — это работоспособная модель, которая может предотвратить кризис теплоснабжения, а значит, и социальных кризис.

Сейчас износ в российской тепловой энергетике составляет около 60%. По нашему прогнозу, если про-

У нас есть программная задача — в регионах присутствия зайти в механизм концессии или альткотельной. Потому мы работаем со всеми регионами системно, и можно сказать, что отторжения точно нет. Есть скорее ряд технических нюансов, но в целом движемся, и я надеюсь, что мы эту программу завершим.

Р: В каких городах вы продвинулись дальше всего?

А. В.: В этом году планируем реализовать механизмы в 11 городах, в том числе сразу в 3 Самарской области: Самаре, Тольятти и Новокуйбышевске. В ближайших планах также Владимир, Пермь и Киров.

Р: А сколько планируете в 2020 году?

А. В.: Все остальные: порядка двух десятков городов.

Р: И если все пойдет по сценарию, то на какие годы намечен пик инвестиций по альткотельной?

А. В.: Если брать срок входа в механизм альткотельной конец 2020 года, то пик инвестиций приходится на ближайшие три-пять лет.

Р: Если говорить о проблемных точках, города, в которых настолько все плохо, что уже никакой механизм не поможет?

А. В.: Я бы сказал, что совсем безнадежной ситуации нет. Но есть же простой подход: все равно что-то придется делать, как-то из этой ситуации выходить. Да, бывает совсем плохо, ужасное состояние сетей. Но мы всегда стараемся работать на упреждение, поддерживаем техническое, качественное состояние сетей. Допустим, мы даже деньги найдем. Но тут возникает другая проблема: гигантский объем разовых замен не всякий город перенесет. Это же изменение организации движения, раскопки, нарушение благоустройства. Например, в Самаре мы меняем 60 км и там всегда видны точки разрытия. Понятно, что это приносит неудобства жителям: перекрыты дороги, пешеходные зоны. А если сразу менять, например, 200 км? Представляете себе эту картину? К сожалению, к этому мы можем прийти, если ничего не делать.

Р: В рамках стратегии с точки зрения альткотельной вы ограничиваетесь городами, где присутствует в генерации? А потенциально можете рассматривать другие регионы?

А. В.: Можно рассматривать только при условии нашего физического расширения. Цели и задачи расширения «Т Плюс» мы пока точно не ставим. Нам хватает своих забот. Это непростой бизнес. Для нас элементом стратегии является расширение в сторону инжиниринга, оптимизации, модернизации тепловых схем с разными потребителями — как правило, с промышленными.

«Логика простая: не хотим терять потребителя»

Р: А промышленные потребители еще не все ушли из системы?

А. В.: Я бы даже сказал, что процесс 1990–2000-х годов остановился. Мы при этом научились договариваться, и, когда у потребителя возникали какие-то проблемы, мы можем входить, например, в длинные дого-

воры с ним, что позволяет сегодняшнее законодательство. В последнее время крупных случаев ухода потребителей нет.

Р: То есть существуют промышленные потребители, с которыми можно развивать отношения в плане сбыта тепла?

А. В.: Мы работаем с ними индивидуально, участвуем в их программах развития — промышленные потребители для нас очень важны. Это большой объем нашего бизнеса, и мы с ними работаем достаточно плотно. Например, сейчас «Т Плюс» ведет переговоры с ЛУКОЙЛом в Кстово. Даже в ситуации, когда компания строит собственный теплоисточник, как на «Пермьнефтеоргсинтезе», мы все равно можем взаимодействовать в логике надежности поставок.

Р: Альтернативная котельная как модель дает какие-то преимущества в части работы с промышленными потребителями или это за ее пределами?

А. В.: Это зависит от наших с потребителем технических схем взаимоотношений. Где-то да, потому что альткотельная решает комплексную задачу развития теплового узла, которая прежде всего касается сетей. Таким образом снимается вопрос надежности поставок и количества поставленного тепла, а для промышленных потребителей это прямо влияет на цену.

Р: Существуют ли, на ваш взгляд, модели, которые могли бы, простите за тавтологию, служить альтернативой альтернативной котельной с точки зрения привлечения инвестиций?

А. В.: В тарифном регулировании и администрировании известны все цифры, которые показывают состояние тепловых сетей. Мы имеем то, что имеем: уровень старения, потери, порывы. Чтобы иметь инвестиционную программу, достаточную для замены 1800 км сетей, тариф должен отличаться в полтора-два раза. Никто на это не пойдет.

Я всегда говорю: мы страна северная, теплоснабжение централизованное, и надежность источника, который производит тепло, — это очень важная задача. Что в государственном масштабе, что для конкретной компании

Модель альткотельной — это открытие возможностей для любых других механизмов инвестирования. Мы все равно будем крутиться вокруг темы, как проинвестировать, как поддержать, как развивать... Для крупных потребителей есть механизм техприсоединения: заявитель обращается, мы считаем, сколько это будет стоить, и происходит техническое, бизнесовое решение через договор. Но главная задача сегодня даже не владение теплосетевым комплексом. Сегодня задача — продление

его жизни, приведение в порядок, улучшение всех параметров.

Р: Если говорить об инжиниринге, о промышленных потребителях, есть ли у вас в бизнесе такой сегмент, как обслуживание промышленных потребителей путем, например, взятия в управление их тепловых источников?

А. В.: Мы сегодня такие переговоры ведем. Я бы даже сказал, что это не просто сервис, а комплексное обслуживание — изменение модели теплоснабжения с целью достижения эффективных решений, создание индивидуальной схемы. Например, мы достаточно давно ведем переговоры, хотя пока и не пришли к результату, с шинным заводом Pirelli в Кирове. Там у нас есть, мягко скажем, немолодая Кировская ТЭЦ-1, и с точки зрения ее состояния ее пора закрывать. Но рядом есть крупный потребитель, и есть техническое решение, которое позволяет выстроить индивидуальную схему теплоснабжения, когда эта ТЭЦ, по сути, будет существовать для них одних. В этой логике легче говорить в том числе о расширении обслуживания энергоустановок, производящих тепло на территории потребителя. Здесь речь о целом теплоэнергетическом комплексе.

Р: По сути, речь идет о переводе Кировской ТЭЦ-1 в статус блок-станции шинного завода?

А. В.: Есть и такой вариант, и он возможен. Это давняя история: многие наши электростанции в свое время были блок-станциями. К тому же у наших крупных потребителей часто есть свое теплосетевое хозяйство. Сегодня мы ищем решения, ведь логика простая: мы не хотим терять потребителя. Это же, в конце концов, промышленные клиенты, которые хорошо платят и много покупают. Для нас это, собственно, лучшая, надежная часть потребителей, чего не скажешь про управляющие компании.

Р: Какую долю в выручке по теплу у вас составляют промышленные потребители?

чески весь Урал и центр — Нижний Новгород, Владимир, Иваново. Все это промышленные центры.

«Нужна возможность потенциального выигрыша для тепловой генерации»

Р: Если говорить о ДПМ-2, что, по вашему мнению, нужно было бы изменить в порядке отбора, в его администрировании на будущие годы? Есть ли недостатки, которые нужно устранить?

А. В.: Вообще, механизм отбора — такой, какой есть, и, как говорится, нам с ним жить дальше. Но, по правде, уже после первого отбора на 2022–2024 годы достаточно много было изменено с точки зрения подходов и требований. Основные, конечно, остались прежними, включая механизм правительственной комиссии, у которой тоже есть в этом вопросе определенные права.

ТЭЦ с точки зрения заявки — более сложный механизм в плане комбинированной выработки электричества и тепла, нежели чисто конденсационная генерация, ГРЭС. Нам сложнее соревноваться по цене заявки. Ведь иногда можно заменить цилиндры высокого давления и они уже продлят срок жизни всего оборудования. С турбиной ТЭЦ сложнее, потому что она сложнее по конструкции.

Как вы могли заметить, львиную долю первого отбора выиграли компании, владеющие преимущественно ГРЭС. За счет участия правкомиссии ситуацию удалось немного повернуть. Тем не менее мы, как я уже сказал, планируем длинную программу замены 15 блоков. На сегодняшний день четыре заявки мы выиграли. Я надеюсь, что в осенний до-отбор еще выиграем две-три, хотя мы заявляемся на больший объем. И тогда для первого этапа это будет почти то, что хотели. Безусловно, модернизацию генерации так же нужно проводить, как и сетей.

Р: А какие изменения, на ваш взгляд, необходимы или желательны в этом механизме?

А. В.: Если говорить о моей личной позиции, то должна появиться большая возможность потенциального выигрыша для тепловой генерации. Я всегда говорю: мы страна северная, теплоснабжение централизованное, и надежность источника, который производит тепло, — это очень важная задача. Что в государственном масштабе, что для конкретной компании. Потому что мы недешевая отрасль. Я имею в виду стоимость оборудования и всего комплекса. Не каждый собственник может за счет своих средств модернизировать сложные механизмы и все процессы.

ДПМ помогает, дает возможности, больший объем инвестиций. Это механизм, позволяющий в понятных условиях окупать инвестиции. Он проще, он надежнее.

Р: Есть ли сложности с закупкой оборудования под программу модернизации? В рамках первых ДПМ довольно быстро выяснилось, что реальные цены не соответствуют заявленным капитальным затратам...

А. В.: Ситуация давно известна и проста. Возможность просто купить оборудование существовала и существует — в этом проблемы нет. А если говорить о ситуации, связанной с ДПМ, то заявленный уровень локализации сильно влияет на ситуацию. Как вы понимаете, речь не идет о тепломеханическом или электротехническом оборудовании — с этим тоже вопросов нет. Я имею в виду более качественные парогазовые блоки, которые на 20–25% эффективнее. Но в России, к сожалению, нашей, отечественной газовой турбины нет.

Есть заявление о ее создании, называют разные годы — кто-то 2023-й, кто-то 2025-й, но физически ее нет. А поскольку помимо заявки возникает еще и ответственность за сроки ввода по договору поставки мощности, я не могу пойти на конкурс по отбору, если нет реального понимания, какую газовую турбину ставить. Точно нехорошо, что в сегодняшнем ДПМ не участвуют парогазовые блоки, но в силу физического отсутствия отечественной газовой турбины парогазовый блок все равно будет дороже. То есть ситуация сегодня пока такова, что мы идем с паросиловым оборудованием, названные блоки — это все паросиловая схема.

Появится турбина в заявленные сроки — посмотрим. Но для эксплуатации нужна серийная, уже надежно отработанная турбина, и после появления всегда нужно некоторое время на ее доработку. К сожалению, уверенного знания, что мы сможем сформировать заявку уже с учетом новой турбины, нет. Потому идем с тем, что есть.

Интервью взяла Наталья Скорлыгина