

Опыт организации локальных теплосетей в Новосибирске

В.В. ГОЛОВКИН, директор ООО «Энергосети Сибири», Новосибирск

Аннотация. Централизованные системы теплоснабжения, которые когда-то по праву считались одним из достижений советской энергетики, сегодня повсеместно испытывают серьезные проблемы. Десятки лет хронического недоремонта, далекие от оптимальных режимы выработки энергии, привели к обвальному падению эффективности работы ТЭЦ. Все чаще в общественно-политическом пространстве раздаются голоса в поддержку децентрализации энергоснабжения крупных городов. В Новосибирске, где 62% теплоэнергии производится, а 68% – транспортируется централизованно – структурами Сибирской генерирующей компании – тоже есть довольно заметные очаги автономного энергоснабжения. Один из них контролируют структуры ПСК «Сибирь» – ООО «Генерация Сибири» (генерация тепло- и электроэнергии) и ООО «Энергосети Сибири» (ее транспорт). В Схеме теплоснабжения г. Новосибирска их объекты выделены в отдельную систему централизованного теплоснабжения (СТЦ-3)¹, обеспечивающую 1% суммарной тепловой нагрузки потребителей г. Новосибирска. О том, как создавалась эта система, как сегодня функционирует, с какими проблемами сталкивается, рассказывает директор ООО «Энергосети Сибири».

Ключевые слова: система центрального теплоснабжения; практический опыт; децентрализованное теплоснабжение; теплосети; сокращение издержек; тарифы; альтернативная котельная

– *Виктор Владимирович, расскажите, как компания начала свою деятельность. Ее «малая родина», если не ошибаюсь, – это Горский жилмассив Новосибирска? То есть вы изначально были автономны и развивались независимо от региональной энергосистемы?*

– Да. Как вы помните, Горский жилмассив строился буквально на пустыре в начале 1990-х (первый дом сдан в 1991 г.). Соответственно, застройщик² сам создавал всю инженерную инфраструктуру (тепловые, электрические сети, водоотведение) для подключения к централизованным системам – в то время

¹ Схема теплоснабжения города Новосибирска до 2034 г. (актуализация на 2020 г.).

² Промышленно-строительный концерн «Сибирь», в состав которого входят собственный песчаный карьер, арматурный цех, бетонный завод, деревообрабатывающий комплекс и транспортное предприятие с современной строительной техникой. Обслуживанием построенных домов занимается собственная управляющая компания. Возникшие в 2000-х гг. направления по производству и передаче тепло- и электроэнергии выделены в отдельные компании (прим. «ЭКО»).

других просто не было. Сетевое хозяйство находилось в собственности у застройщика, на его базе в 2005 г. и возникло наше предприятие. Исторически нашей основной деятельностью был именно транспорт энергии и водоотведение. Позже появилась генерация, которую собственник выделил в отдельное предприятие. Но на Горском ее нет. Здесь мы по-прежнему осуществляем только деятельность по транспорту тепловой и электрической энергии.

На сегодня у нас около 120 км тепловых сетей в однотрубном исчислении (в одном лотке могут быть от двух до пяти труб), и чуть больше 200 км электрических сетей.

– То есть это были новые сети, не предполагающие хлопот с ремонтом, латанием дыр и т.д.? Значит, на фоне тех проблем, которые существуют в сетевом хозяйстве Новосибирска, у вас все должно быть более-менее благополучно...

– Поначалу да, сети были в приличном состоянии, но с тех пор прошло 30 лет, а если обращаться к букве закона, нормативный срок эксплуатации тепловых сетей – 25 лет. В нашем хозяйстве мы меняем такие сети независимо от их фактического состояния, например, на Горском жилмассиве каждый год заменяются 2–3 участка. Хотя, конечно, все равно ведем статистику, определяем аварийность сетей, характер дефектов, это все влияет на график ремонтных работ.

– Как и когда в компании появилась генерация?

– В 2011 г., когда мы ввели в эксплуатацию энергоблок в Первомайском районе города для снабжения строящегося жилмассива «Березовое». Тогда местные энергомонополисты: «СибЭКО» и АО «РЭС» выдвинули строителям такие условия на техподключение, что было проще и выгоднее построить свою генерацию. То есть появление генерации было отчасти вынужденным – в целях оптимизации расходов по строительству. Потом уже, когда у компании появился опыт эксплуатации, сложился костяк специалистов, мы поняли, что нам это направление интересно в принципе. Мы не привязаны к монополисту, можем подключать дома по мере строительства, соотносить график ввода мощностей с вводом домов. Раньше так не получалось – ты должен сразу отдать, условно, миллион за подключение, а потом строй сколько хочешь.

На сегодняшний день у нас четыре довольно крупных источника тепловой энергии и около полутора десятков маленьких котельных до 5 МВт мощностью, в том числе в области. Суммарная установленная мощность составляет 120 Гкал. Все котельные работают на газе. Самая большая станция – в Первомайском районе – работает в режиме когенерации. Ее установленная мощность 10 МВт электрической энергии и 60 Гкал тепловой.

– *Это автономные участки или они объединены в сеть, предполагая возможность перетоков, например, на случай аварии?*

– Нет, котельные разбросаны по всему городу и работают локально – у каждого источника своя сетевая инфраструктура.

– *Как в таком случае вы поддерживаете запас прочности? Вдруг произойдет авария?*

– У нас есть резерв основного и вспомогательного оборудования. Например, на каждой котельной работают два насоса – один в резерве, два котла в работе, один в резерве и т.д. По топливу тоже формируется резерв из расчета на трое суток работы. Основной вид топлива у нас – природный магистральный газ, резервный – дизельное топливо.

– *Вы продаете СГК излишки своей энергии?*

– Нет, хотя мы несколько раз выходили на них с таким предложением. Им это не интересно. В августе 2019 г., перед самым началом отопительного сезона, когда случилось несчастье при реконструкции ПНС-2³, почти весь Кировский район остался без горячей воды. Так как в этом районе у нас источник может вырабатывать больше, чем мы поставляем своим потребителям, мы предложили временно подключить Кировский район, чтобы нормально войти в отопительный сезон. Предложение мэрией не было отвергнуто, но и не было реализовано. Практически его спустили на тормозах...

– *Несколько лет назад существовало правило, что по всему городу должен быть единый тариф на тепло-, электроэнергию для потребителей...*

– Сейчас это не так. Во-первых, себестоимость производства может сильно различаться, во-вторых, есть транспортные

³ При реконструкции здания перекачивающей насосной станции (ПНС-2) произошло обрушение стены, погибли трое рабочих. URL: <https://news.ngs.ru/more/66214927/> (дата обращения: 11.02.2020).

издержки, которые зависят от расстояния до источника, состояния сетей и т.д. Поэтому обычно производители просто усредняют цену для конечного потребителя по той или иной зоне. У нас в каждой локальной сети разные тарифы (как и у СГК), но в среднем они ниже, чем у СГК, на 50 руб. – и в расчете за гигакалорию, и за кубометр горячей воды.

– *За счет чего удается поддерживать более низкие цены, чем у монополиста?*

– За счет сокращения издержек, другого способа в этой отрасли нет, потому что тариф регулируется. Один из мощных источников – это потери на транспорте. Вы, наверное, замечали проталины на теплотрассах города, парящие колодцы и т.д.? Туда уходят огромные средства. Конечно, можно много говорить о том, что в городе сети очень длинные, что они в плохом состоянии и т.д. и т.п., но главное – у монополиста (сначала Новосибирскэнерго, потом «СибЭКО», потом «СГК») нет жесткой необходимости держать сети в нормальном состоянии, потому что регулятор заложил им в тариф 18–20% потерь при транспортировке теплоэнергии, и все это оплачивается потребителем. Пятая часть производства! По-моему, это безумие... У нас нормативные потери установлены в Минэнерго – 3,5%, по факту – около 1,5%. Потому что мы понимаем, если эти деньги потеряем, нам их никто не вернет.

Второй мощный источник – издержки на производстве. Наша задача была – организовать производственный цикл с минимальным участием человека. Поэтому еще на этапе планирования для каждой котельной подбиралось оборудование не просто с высоким КПД, но и максимально автоматизированное. Генерирующее оборудование (котлы, горелки, насосы) везде новое, и не обязательно импортное. На последней котельной, которую мы ввели в эксплуатацию в 2018 г., стоит оборудование фирмы Bosch, но оно произведено в городе Энгельсе. При этом вся автоматика (а она заказывается индивидуально под каждый проект) не просто отечественная, она сделана в Новосибирске и смонтирована новосибирскими специалистами.

– *Как это приятно слышать...*

– Совершенно верно, инновации на самом деле работают, что бы там ни думали обыватели! Все это у нас есть, было бы желание найти и купить – и по цене довольно приемлемо,

а об эффективности даже говорить бессмысленно. Мы полностью исключили человеческий фактор. У нас сейчас на каждой котельной сидит по одному оператору. Особо им там делать нечего, все показания можно снимать дистанционно, но согласно правилам, по эксплуатации требуется непосредственный постоянный контроль за работой автоматики, поэтому они там присутствуют...

– *Производство, сети, это, в общем, понятно. Но что насчет оптимизации потерь у потребителей? Картонные стены, щелястые или просто открытые окна. Низкая энергоэффективность наших зданий давно стала притчей во языцех...*

– Мы за годы практики определили три ключевые точки, на которых должен быть контроль для нормальной работы сети. Первая – у потребителя, это ИТП⁴ каждого здания. Там стоят датчики, которые контролируют параметры теплоносителя. Вторая – на выходе из котельной, и третья, грубо говоря, – «на котлах». Автоматика анализирует данные, полученные из этих точек, и сама выбирает оптимальный режим работы.

Если говорить о качестве теплоснабжения домов, мы для себя определили, что оптимальный вариант – контроль температуры теплоносителя *на выходе* от потребителя. Понятно, что в каждой квартире ставить датчик нецелесообразно, к тому же в одной и той же квартире разные стояки могут иметь разную температуру, в зависимости от того, как разведена схема отопления по дому. Это уже зона ответственности не поставщиков тепла, а управляющей компании. К тому же есть такая вещь, как индивидуальное восприятие. При любой температуре батарей в одном и том же доме могут найтись и те люди, которым жарко, и те, которым холодно. Нам же важно иметь объективную картину в целом по дому. На ИТП мы оцениваем, что мы в полном объеме поставили энергию в данный конкретный дом. Здесь у нас есть свои ноу-хау.

Подача тепла на объект, как правило, регулируется температурой подачи теплоносителя. Большинство наших коллег настраивают автоматику на температурный график – какая должна быть температура носителя в зависимости от температуры наружного воздуха. Мы же ввели другую практику и доказали себе, что гораздо эффективнее считать температуру обратной воды,

⁴ ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

поступающей от потребителя. Если она ниже нормы, значит, потребителю холодно – в доме большой теплосъем, ему тепла не хватает. Если вода слишком горячая, значит, идет перетоп, мы можем снизить температуру подачи.

– Но ведь это тоже должна контролировать управляющая компания – держит тепло дом или не держит. Например, у вас два дома, температура на улице одинаковая, но в одном доме проведены энергосберегающие мероприятия, и вода приходит горячая, в другом не проведены, и обратно поступает холодная вода. Что вы делаете в таком случае? Вы же не можете регулировать температуру носителя для каждого дома в отдельности?

– Можем. Такие моменты система нивелирует, без увеличения объема производства – ее запаса прочности на это вполне хватает. На каждом ИТП стоит автоматика, которая может увеличить скорость циркуляции и расход теплоносителя. Практика показывает, что этого достаточно.

За все годы эксплуатации котельных мы ни разу не выходили на максимум температуры, подаваемой в систему. Наш температурный график – 105–70° С, и пока еще ни разу выше 100° мы не поднимались. Все это заслуги настройки регулировки и корректности работы оборудования. И, конечно, от управляющей компании тоже многое зависит – насколько она хорошо работает, нет ли дырявых окон, неутепленных стен...

– Судя по вашим словам, для оптимальной работы системы в целом очень важно комплексное регулирование и управление издержками – от производства до поставки потребителю. Не кажется ли вам, что в свое время решение РАО «ЕЭС» разделить производство и транспорт было не совсем верным? Это, кроме прочего, лишило локальные компании возможности гибко реагировать на экономическую ситуацию, оптимально распределять ремонтный фонд и т.д.

– Об этом я судить не могу. И у нас, на самом деле, генерация и транспорт пересекаются только в том, что касается режимов работы сети. Перекрестного субсидирования не существует ни между видами деятельности, ни по зонам теплоснабжения, хотя мы, конечно, считаем общую экономику предприятия.

– Можете немного подробнее рассказать о том, как вам удалось сократить потери в сетях до 1,5%? Коль скоро вы

осваивали главным образом новые жилмассивы, изношенных сетей изначально было немного. Но все равно показатель впечатляет.

– Естественно, когда строится новая котельная в зоне массовой застройки, подключаются новые потребители, сети тоже прокладываются новые. Там потери изначально небольшие. Но если взять тот же микрорайон «Березовое» (Первомайский район Новосибирска), когда мы там построили свою генерирующую станцию, мы закрыли шесть маленьких угольных котельных, а их потребителей переключили на себя, и те сети, к которым они были присоединены, включили в свой контур. Это были муниципальные сети, мы их взяли в аренду. Вот они были в ужасном состоянии – мало того, что древние, так еще и десятки лет без ремонтов. Когда мы с ними прошли первый отопительный сезон, проанализировали аварийность, потери, мы поняли, что экономикой они нам сильно подрывают. При этом стоимость капитального ремонта на этих участках обошлась бы примерно в два раза дороже, чем годовые потери. То есть, по грубым прикидкам, только за счет сокращения издержек мы могли бы окупить эти инвестиции за 1,5–2 года. И мы по такому пути пошли. В 2011 г. запустили котельную, в 2012 г. включили в свою зону чужих потребителей, и в следующие три года все силы бросили на капитальный ремонт этих сетей, чтобы привести их в нормальное состояние. Сейчас в этом районе потери исчисляются десятками, сотыми градуса. Там есть небольшой участок теплотрассы (около 4 км длиной) в надземном исполнении. Так вот, на нем снег зимой не тает...

– Это большой объем ремонта в масштабах компании?

– В Первомайском районе у нас примерно 50 км сетей, из них около 30% были ветхими. Если считать по полезному отпуску, через эти сети было подключено около 40% потребителей.

– По вашему опыту (у вас несколько участков) каков должен быть оптимальный размер локальной сети?

– Это философский вопрос. Понятно, что чем короче транспортное плечо, тем меньше потери – физику никуда не денешь. Опять же потери будут в любом случае, это тоже физика. Поэтому чем компактнее сеть, тем эффективнее работает генерация. С другой стороны, ставить бесконечное количество мини-котельных тоже никому не хочется и невыгодно. Можно

сильно заиграться с децентрализацией и просто потерять нити управления системой.

Если брать для примера ту же самую Первомайскую станцию, все технические расчеты показали, что радиус ее эффективно-го действия – 12,5 км. Это то расстояние, в пределах которого экономика будет удовлетворять и нас, и потребителя. Все, кто находится внутри этой зоны – наши потенциальные клиенты, дальше уже будут расти издержки на транспорте. Но это только по теплу. По электросетям протяженность может быть и больше, там транспортные потери и расходы не так сильно влияют на конечную цену.

– От чего это зависит? От мощности источника, объема выработки, дисперсности потребления?

– Нет такого шаблона, скажем, 1 МВт – километр, 2 МВт – 2 км. Там может быть много нюансов. Например, котельная стоит в низине, а потребители – на горе, значит, придется нести лишние энергозатраты на перекачку воды. Важно, какие теплоизоляционные материалы вы используете, важны характеристики потребления – сколько их, насколько они энергоэффективны, как рассредоточены по территории и т.д.

...Кстати, к нам в последние годы все больше обращается потребителей, которые хотят подключиться к нашим сетям. Особенно это интересно производственным предприятиям – из-за того, что у нас энергия стоит дешевле, они при своих объемах могут неплохо сэкономить. Каждый раз мы рассматриваем технико-экономическую целесообразность. Иногда это бывает невыгодно по соотношению транспортное плечо/объем потребления.

– На круглом столе по энергетике в ИЭОПП вы говорили о возможностях экономить на трубах, расскажите об этом подробнее. Как вы обходите общую для всего Новосибирска проблему с высокими грунтовыми водами и дефицитом ливневой канализации, из-за которой трубы даже нормативный срок не выдерживают?

– Мы ставим предизолированные трубы. Но покупаем не готовый предизол, а обычные трубы, и заказываем их изоляцию на одном из местных предприятий (нашли компанию, которая нас удовлетворяет по качеству и ценовой политике). Самый критичный этап в этой технологии – монтаж. Его мы не доверяем

никому, делаем сами, и вполне довольны результатом. Почему некоторые коллеги ругают эту технологию (в том числе на круглом столе была критика в ее адрес)? Я думаю, они не учитывают, что это именно технология, а не просто труба (разве что более навороченная), с которой они привыкли иметь дело. Это значит, что очень важна технология монтажа. Эта изоляция гигроскопична, то есть если туда каким-то образом попала вода, она там и останется. Поэтому основная задача при монтаже – не допустить попадания влаги внутрь изоляции. Но если все сделать строго по инструкции, ей 100 лет сносу не будет.

– *На круглом столе даже примеры приводили. В начале 2000-х поставили предизолированные трубы, а через 2–3 года их выбрасывать пришлось...*

– Но они же и причину износа назвали – внутренняя эрозия. Это значит, что вода в трубе некачественная, она не прошла нормальную очистку. В Новосибирске с этим, кстати, были большие проблемы. Если вы помните, 5–6 лет назад в городе остро встала проблема с качеством горячей воды. Почему? Потому что отсутствовали циркуляционные водопроводы. А почему они отсутствовали? Потому что сгнили. Дело в том, что горячая вода, которая в них закачивается, это не что иное, как нагретая холодная вода, в которой содержатся хлор, кислород и другие примеси. При температуре до 70° хлор с кислородом вступают в реакцию и превращаются в такую агрессивную среду, которая очень быстро уничтожит любую трубу. Поэтому для того, чтобы система теплоснабжения служила дольше, вода перед закачкой в нее должна пройти специальную систему подготовки – из нее убирают хлор, кислород, контролируют жесткость – там много параметров. И конечно, если у вас нет нормальной системы водоподготовки, ставить предизолированные трубы бессмысленно.

– *А вообще это дорогая технология?*

– Нет. Мы специально все просчитывали для разных вариантов использования. Если на капитальных ремонтах заменять обычные трубы на предизол, расходы получаются немного выше, но не принципиально – примерно на 5–10%. Но при этом скорость монтажа в полтора раза выше, чем при классической схеме, когда вы должны поэтапно подготовить трубы – покрасить их, дать высохнуть и так далее. При новом строительстве, по нашим расчетам, применение предизола процентов на 30 эффективнее,

чем классическая схема. Главным образом за счет того, что предизол можно прокладывать безлуктовым способом. Просто уложил в канаву, закопал и все, тогда как по классической схеме вы должны сделать железобетонные лотки, предусмотреть в них водоотведение и т.д. Это все очень удорожает процесс и увеличивает сроки.

– *Энергетики часто жалуются на департамент по тарифам, что он своей политикой демотивирует их к сокращению издержек.*

– Так и есть. Мы тоже сталкиваемся с этим при формировании тарифов. Мы разрабатываем для себя разные программы повышения эффективности, применения инновационного оборудования и так далее. Департамент нас побуждает эти планы раскрывать. Поскольку мы играем по общим правилам, все свои программы честно представляем. Потом общаемся со специалистами. Разработали программу энергоэффективности, условно, стоимостью 1 млн руб. Понятно, что в текущем тарифе у нас этих денег нет, то есть, чтобы выполнить эту программу, их где-то нужно изыскать – взять кредит или выложить из собственного кармана. По расчетам, в результате реализации программы на 1 млн руб. экономия через год составит 2 млн. На наш вопрос: как мы сможем распорядиться этой сверхвыручкой специалисты департамента говорят: никак, мы ее у вас изыщем. Но тогда какой смысл вообще все это затевать? Получается, что чем мы будем эффективнее работать, тем больше у нас заберут. Лучшее – враг хорошего. Вот если бы нам тариф заморозили, и все бы прекрасно понимали, что выше у тебя не будет, но и ниже не будет, тогда был бы смысл экономить и сэкономянные средства вкладывать в модернизацию, сокращение издержек и дальнейшую экономию. А так, как сейчас – особого смысла в этом нет. Нас только лозунгами и высокими идеями кормят. Но экономический организм на лозунгах долго не продержится. Ему нужна финансовая мотивация. Поэтому мне, например, легко понять ту же «СГК». У них огромные потери на транспорте, это сотни миллионов рублей. Если бы их сократить, а эти средства направить на капитальный ремонт сетей, можно было бы еще долго не поднимать тарифы для потребителей. Но им же просто не дадут этого сделать: как только они чуть сэкономят, тут же этих денег лишатся. Поэтому проще заложить в тариф 18–20% потерь

и покрывать их за счет потребителей. Вот и получается, что вроде защищают потребителей, но эта защита потом обернется большими проблемами с надежностью. И кто в итоге пострадает? Потребитель и производитель не всегда антагонисты.

– *А механизм альтернативной котельной как вам представляется?*

– Мне кажется, там более-менее понимание складывается, как можно вернуть вложенные инвестиции. Но в том виде, как ее нам преподносят – ограничение ежегодного роста тарифа предельным индексом роста цен... Толк от нее будет только там, где изначально тарифы не были сильно занижены, и ситуация не дошла до критической. Но таких систем немного. И к тому же, если базовый тариф нормальный, то и альткотельная, по большому счету, не слишком нужна.

– *Ну как же, вы видите свои поступления на несколько лет вперед, можете планировать инвестиции.*

– Тариф и сейчас устанавливается на три года вперед – у нас долгосрочное регулирование. Вся проблема в том, что ежегодно идет не только индексация по определенным правилам, но и так называемая актуализация, в результате которой тариф может быть изменен в меньшую сторону. У альткотельной все более жестко, по крайней мере, при этой модели вам не угрожает изъятие сэкономленных средств. Но панацеей она не станет. Потому что в модели альткотельной тоже предусмотрен предельный индекс ежегодного повышения цен. А если накоплен многолетний недоремонт, как в Новосибирске, повышение тарифа на 5–6% в год ничего не даст. В Новосибирске еще и базовый (существующий) тариф занижен. Он экономически не обоснован, его не хватает даже на текущее содержание, и все это прекрасно понимают. Точно так же все понимают, что из-за этого чем дальше, тем больше нарастают проблемы. Но, с другой стороны, есть конечный потребитель, есть индекс предельного повышения, и даже если на местном уровне будет принято адекватное решение, нет никакой гарантии, что федеральные структуры его не оспорят, как это уже было в июне 2019 г. Тогда новосибирские энергетики протащили повышение тарифа на теплоэнергию на 7%, но их через суд заставили сократить до 4% – по решению федеральной антимонопольной службы. Хорошо еще, что компания не набрала кредиты под

это повышение или не привлекла под него стороннего инвестора, который вложил бы деньги в программу модернизации... В большом бизнесе решение ФАС – это не форсмажор, никто ваших оправданий слушать не будет...

Интервью подготовила **Э.Ш. Веселова.**

Статья поступила 12.02. 2020

Статья принята к публикации 10.03.2020.

Для цитирования: Головкин В.В. Опыт организации локальных теплосетей в Новосибирске // ЭКО. 2020. № 4. С. 75-86. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2020-4-75-86.

For citation: Golovkin, V.V. (2020). The Experience in Organizing a Local Heating Networks in Novosibirsk. *ECO*. No. 4. Pp. 75-86. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2020-4-75-86.

Summary

Golovkin, V.V., director, Energy Networks of Siberia, Novosibirsk

The Experience in Organizing a Local Heating Networks in Novosibirsk

Abstract. The centralized systems of heating that used to be considered one of the achievements of the Soviet power industry, are massively suffering chronic problems today. Decades of permanent insufficient repair as well as much below optimal modes of power generation have led to dramatic fall in operational efficiency of Central Heating and Power Plants. Quite often one hears opinions in the socio-political sphere about benefits of decentralized energy supply of large cities. In Novosibirsk, where 62% of heat energy production and 68% of energy delivery is done in a centralized mode by structures of the Siberian generating company, there are noticeable areas of autonomous energy supply. One of them is controlled by structures of PSK “Sibir” – OOO “Siberian generation” (production of heat and electric energy) and OOO “Energy networks of Siberia” (their delivery). On the scheme of heat supply of Novosibirsk these objects are separately shown as a system of centralized delivery (CHPP-3) that produces 1% of the total heat consumption of Novosibirsk. The director of “Energy networks of Siberia”, Victor Vladimirovich Golovkin will tell ECO about the origins of the system, its current operation and problems it encounters.

Keywords: *the system of central heat supply; practical experience; decentralized heat supply; heating networks; cost reduction; tariffs; alternative boiler*