

1. Моделирование рынка тепла.

В нашей предыдущей работе [1] была разработана методология анализа конкуренции ТЭЦ и/или котельных, а также компаний, включающих несколько энергетических систем, на рынках тепла и электроэнергии. На основе этой методологии был создан соответствующий программный продукт СНРPLANT, который может быть применен для анализа реально действующих АО-энерго и вариантов их объединения в территориальные генерирующие компании (ТГК). Настоящая работа демонстрирует возможности программы СНРPLANT на примере энергосистемы г.Омска. Расчетные величины по действующим пяти ТЭЦ ОАО «Омскэнерго», две из которых работают в настоящее время в режиме котельных, сравниваются затем с имеющимися данными из годового отчета [2] ОАО «Омскэнерго» за 2001г. Отметим, что фактический материал по ОАО «Омскэнерго» используется в целом ряде обзорных и аналитических работ (напр., [3-5]), в которых рассматриваются различные варианты реформирования РАО «ЕЭС России» и создания ТГК на базе ТЭЦ. Таким образом, имеется достаточно большой материал для сравнительного анализа полученных результатов.

Основные принципы, на которых была построена программа СНРPLANT, состоят в следующем. Исходя из данных о потребности региона в тепле, рассчитывается распределение плотности тепловой нагрузки [$\text{Гкал}/\text{км}^2 \cdot \text{ч}$] по координатной сетке региона, масштаб которой задается пользователем. Затраты тепловой энергии на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию могут задаваться как входные параметры, либо рассчитываться по стандартной методике [6] на основе данных о климатических условиях, состоянии жилого фонда и потребностях промышленных предприятий. После этого задается расположение источников тепла (ТЭЦ и котельных) и их установленная и фактическая мощности по теплу и электроэнергии. Возможен также вариант расчета фактической мощности по данным о сроках ввода оборудования и его

составу, т.к. к программе подключена база данных по теплофикационным паровым турбинам, газовым и парогазовым турбинам, а также бойлерам. Входной информацией являются также данные о стоимости топлив, которыми снабжаются ТЭЦ и котельные. Кроме того, должна быть задана укрупненная структура тепловой сети в двухтрубном или однострубно-м исчислении. Эти данные необходимы для определения зоны физического влияния источника тепла. Зона влияния определяется как по укрупненным показателям для некоторого усредненного потребителя, так и по детальной информации о потребностях в тепле. Поскольку же достоверные данные о состоянии тепловых сетей не всегда доступны, программой предусмотрен вариант качественного анализа эффективного расстояния транспортировки тепла требуемых теплофизических параметров на основе теоретической модели [1]. Подчеркнем, что определение зоны влияния станции является центральным пунктом модели, поскольку именно плотностью требуемой тепловой нагрузки в этой зоне определяется затем прибыль станции, ее возможности конкурировать с другими источниками тепла в этой зоне, а также изменение финансовых показателей работы нескольких станций в результате их объединения в одну энергетическую компанию. Используя вышеперечисленные данные, определяются затраты энергосистемы на закупку топлива в нескольких вариантах: исходя из укрупненных данных об установленной мощности, среднему износу и используемому топливу; по рассчитанной фактической мощности на основе данных о составе оборудования; исходя из обеспечения теплом рассчитанной зоны физического влияния по данным о средней тепловой нагрузке; то же, что и в предыдущем пункте, но для почасового графика потребления тепла, который может быть загружен в базу данных. Эксплуатационные и общесистемные расходы определяются на основе эконометрической модели, предложенной в [1]. Амортизационные отчисления, ремонтные работы и прочие расходы определяются в соответствии с нормативами [7]. Задание в программе реальных данных по анализируемой энергосистеме

позволит определить точность модели в части определения финансовых показателей.

Модель для расчета входных данных, на основе которой можно проводить анализ рынка тепла в отдельно взятом регионе, была достаточно подробно описана в [1]. Мы не будем воспроизводить ее здесь, а представим только блочную структуру программы CHPPLANT и перечислим основные задачи, которые могут быть решены в рамках этой модели.

PROGRAM CHPPLANT



2. Энергосистема г.Омска.

Крупные теплофикационные системы на базе ТЭЦ общего пользования построены и функционируют в основном в городах с расчетной тепловой нагрузкой более 500 Гкал/ч или 580 МВт (тепловых). Их доля в суммарной тепловой мощности всех источников тепла составляет около 70%. В то же время большинство городов в России (76%) имеет тепловую нагрузку менее 100 Гкал/час, что составляет, однако, только 12% от суммарной тепловой нагрузки. Около половины суммарного потребления тепла забирают всего 3% городов: это крупнейшие промышленные центры, в число которых входит и Омск.

В настоящее время Омская энергосистема является открытым акционерным обществом (Акционерная компания энергетики и электрификации ОАО АК «Омскэнерго») и представляет собой комплекс электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима работы и имеющих централизованное оперативно-диспетчерское управление. В состав ОАО АК «Омскэнерго» входят 5 теплоэлектроцентралей – ТЭЦ-2 (работающая в режиме котельной), ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и ТЭЦ-6 (строящаяся станция с действующей районной котельной), тепловые сети, а также 4 электросетевых предприятия – Западные, Южные, Восточные и Северные электрические сети, и другие вспомогательные учреждения.

Климат Омской области резко континентальный со среднемесячной температурой января $-19,2^{\circ}\text{C}$, поэтому на бытовые нужды требуются большие затраты тепловой энергии. Кроме того, Омск является крупным промышленным центром с численностью населения более 1100 тыс. человек, вследствие чего омская энергосистема естественно ориентирована на комбинированный способ производства электрической и тепловой энергии. Спад промышленного производства и износ генерирующих мощностей привел к существенному снижению КИУМ (коэффициента использования установленных мощностей). В настоящее время имеется

30%-ый дефицит мощности и электроэнергии от общего электропотребления региона (доля покупной энергии на ФОРЭМ составила в 2001г 34,2%, в 2002г – 32,7%).

В топливном балансе города преобладает уголь (см. ниже Таблицу 1), однако в ближайших планах значится перевод части муниципальных котельных на газ и увеличение доли газа в производстве тепла на ТЭЦ. В настоящее время используется в основном экибастузский уголь, доля которого в структуре топливного баланса энергосистемы достигает 60%.

Теплоснабжение промышленных и коммунально-бытовых потребителей обеспечивают «Тепловые сети ОАО АК Омскэнерго». Доля жилого фонда г. Омска, охваченного централизованным теплоснабжением, составляет 70%. Действующая система теплоснабжения города включает 249,8 км магистральных тепловых сетей, находящихся на балансе АК «Омскэнерго». Средний диаметр труб – 593 мм, расчетная тепловая мощность по сети – 3964 Гкал/ч. На балансе Тепловых сетей находится также 14 насосных станций. Примерно 16% магистральных тепловых сетей относится к категории изношенных. Тем не менее, основные потери тепла происходят все же в распределительных сетях (25-30%), а в магистральных сетях потери сравнительно малы: расчет потерь согласно нормативам дает приблизительно 3%, а с учетом сверхнормативных потерь – 8%. В нашей модели нет реальной схемы теплоснабжения Омска (хотя соответствующий файл может быть погружен в базу данных), поэтому расчет тепловых потерь носит несколько условный характер. Тем не менее, он позволяет продемонстрировать методологию описания конкурентного рынка тепла при наличии соответствующих данных о структуре теплосети.

Для учета потерь электроэнергии, выработанной на омских ТЭЦ, в программе предусмотрен соответствующий блок, учитывающий нагрузочные потери с учетом климатической зоны региона, потери на подстанциях и расход на собственные нужды. По данным [2], предприятия электрических сетей «Омскэнерго» эксплуатируют 320 подстанций

напряжением выше 35кВ, 46302 км воздушных и 243,8 км кабельных линий электропередач напряжением 220-0,4 кВ. Износ сетей – 31%. Потери энергии в них рассчитываются в программе согласно методике [8].

Таблица 1. Основные технические показатели ОАО «Омскэнерго» в 2001г.

ТЭЦ	Устан. тепл. мощн., Гкал/ч	Устан. электр. мощн., Мвт	Тип топл., %	Уд. тепл. сгор., Гкал/т	Расх. топл. за год, тыс. туг	Выбросы вред. вещ., тыс.т	Отпущ. тепло, млн. Гкал	Отпущ. эл.эн., млрд. кВт-ч
2	416,7	–	газ 81,05 уголь 18,68 мазут 0,26	7,99 5,60 8,79	147,7 34,0 0,49	1,46	0,8	–
3	1847	425	газ 76,55 мазут 23,45	8,03 9,64	884,2 270,9	7,99	3,3	1,175
4	1500	535	уголь 99,03 мазут 0,97	3,84 9,76	1117,0 10,9	57,73	2,6	1,480
5	1735	695	уголь 98,72 мазут 1,28	3,93 9,12	1289,5 16,7	55,74	3,3	2,449
6	585	–	газ 86,52 мазут 13,48	7,99 9,70	176,0 27,4	0,85	1,0	–
Всего	6083,7	1655	газ 30,4 уголь 61,4 мазут 8,2	8,01 3,92 9,46	1208,1 2442,2 326,6 всего 3976,9	123,7	11,0 (выраб. всего 13,4)	5,104 (выраб. всего 6,032)

КИУМ в 2001г в среднем по «Омскэнерго» составил 42%, для ТЭЦ-2 – 45,1% (годовое время работы 5853ч), ТЭЦ-3 – 37,5% (5775ч), ТЭЦ-4 – 37,4% (4863ч), ТЭЦ-5 – 47,4% (5704ч), ТЭЦ-6 – 46,2% (5191ч). Средняя по компании удельная теплота сгорания топлива равна 5,61 Гкал/т. Поскольку же в пересчете на условное топливо 1Гкал = 0,14 т у.т., то для средней

калорийности используемого угля получаем 0,548 т у.т./т, мазута – 1,324 т у.т./т, а газа – 1,23 т у.т./тыс.м³ или 1,12 т у.т./т. Средняя калорийность топлива по «Омскэнерго» – 0,785 т у.т./т. По данным годового отчета [2] доля топлива в себестоимости продукции – 41,3% .

Для оценки требуемого для города производства тепла необходимо иметь данные о состоянии жилого фонда. Укрупненные показатели таковы: вся жилая площадь домов в Омске – 21,5 млн. м², доля частных домов составляет около 12%, доля муниципального жилого фонда – 49%, доля ведомственного жилого фонда – 39%. Полное количество домов – 53 000, из которых только 6300 являются многоквартирными, причем 48 000 домов (т.е. 90%) имеют возраст более 20 лет. Общая площадь ветхого жилого фонда составляет по данным [9] 6,8 млн. м².

Для определения производственной себестоимости тепла и электроэнергии в модели используются данные о стоимости топлива, а также эконометрическое выражение для условно-постоянных затрат, которые растут приблизительно пропорционально квадратному корню из величины установленной мощности ЭС. Эта зависимость используется затем для учета синергетического эффекта от объединения нескольких энергосистем. Средняя стоимость топлива составила в 2001г: газ – 572 руб./тыс.м³, мазут – 880 руб./т, уголь – 186 руб./т. Учитывая данные по калорийности топлива, получаем, что стоимость условного топлива на омских ТЭЦ по газу 466 руб./ту.т., по мазуту 620 руб./ту.т., по углю 320 руб./ту.т., а в среднем по всем видам топлива – 390 руб./ту.т.

Таблица 2. Некоторые финансовые показатели ТЭЦ ОАО «Омскэнерго» за 2001г. Абсолютные цифры приведены в млн. руб., себестоимость и тарифы по теплу – в руб./Гкал, по электроэнергии – в коп./кВт-ч.

ТЭЦ	стоимость топлива		объем продаж		прибыль		себестоимость		тариф	
	теп.	эл.эн.	теп.	эл.эн.	теп.	эл.эн.	теп.	эл. эн.	теп.	эл. эн.
2	293	241	446	503	-73	15	116,7	33,8	111,5	42,8
3	251	298	400	628	-71	19	131,0	33,4	124,7	42,5
4	268	372	400	773	-63	23	104,3	25,0	99,9	31,6

Поскольку в модели топливные расходы определяются достаточно точно, то коэффициенты в эконометрической формуле можно определить по ним с учетом известных значений доли топлива в себестоимости по данным для каждой ЭС. Разделение затрат на тепло и электроэнергию проводится по физическому методу, а также исходя из максимизации прибыли.

В программе имеется также блок оценки проектов по модернизации мощностей ТЭЦ. В нем рассчитывается возрастная структура мощностей данной ЭС с учетом модернизации оборудования из прибыли и привлеченных инвестиций, и определяется дисконтированный срок окупаемости инвестиционного проекта. Это достаточно важная часть анализа работы энергосистемы в рыночных условиях. В частности, в планы реконструкции «Омскэнерго» входят: перевод к 2005г на сжигание природного газа 4 котла ТЭЦ-2, 12 котлов ТЭЦ-4, и 9 котлов ТЭЦ-5; строительство ТЭЦ-6 в составе двух блоков парогазовой установки с электрической мощностью 450 МВт и тепловой мощностью 340 Гкал/ч; расширение и реконструкция ТЭЦ-3 с применением технологии комбинированной выработки тепла и электроэнергии на основе цикла газотурбинных установок; техническое перевооружение ТЭЦ-4 с установкой двух новых турбин; перевод муниципальных котельных в качестве основного топлива на природный газ; реконструкция изношенных теплоисточников с переоборудованием технологического цикла по принципу мини-ТЭЦ с установкой паровых противодавленческих турбин и газотурбинных установок. Таким образом, оценка окупаемости инвестиционных проектов для «Омскэнерго» является достаточно актуальной задачей. В программе задана ставка дисконта 12%, удельные затраты на замену оборудования – 15 млн.руб./МВт. С учетом старения оборудования по системе уравнений износа мощностей рассчитывается будущая прибыль ЭС и дисконтированный срок окупаемости проекта.

Может быть также рассмотрена задача об оценке экологического воздействия ТЭЦ в зависимости от ее мощности и типа топлива.

3. Расчет зон влияния ТЭЦ по программе CHPPLANT.

В модели рассматривается радиальная тепловая сеть. Потребление тепла в промышленном секторе учитывается при расчете зоны теплового влияния станции, т.к. считается, что предприятия снабжаются теплом по отдельной магистрали. Для простоты приведем результаты расчетов в приближении пространственно-однородно распределенного потребителя. Тогда зона влияния ТЭЦ представляет собой круг (или круговой сектор), на границе которого либо температура сетевой воды становится ниже некоторой заданной величины (в расчете это 50°C), либо расход воды таков, что удельное теплосодержание (на единицу длины теплопровода) меньше плотности тепловой нагрузки.

Приближенное задание расположения ТЭЦ основывается на карте Омска [10]. Удобно начало прямоугольной декартовой системы координат совместить с ТЭЦ-4, занимающей угловое положение на карте. Тогда координаты (км) источников тепла следующие: ТЭЦ-2 (16, 14), ТЭЦ-3 (4, 6), ТЭЦ-4 (0, 0), ТЭЦ-5 (10, 20), ТЭЦ-6 (16, 0). Характерный диаметр селитебной зоны – 26 км. В качестве модельного примера рассмотрим также две муниципальных котельных – на газе и на угле, расположенных в точках (8, 14) и (20, 5). Мощность котельных примем по 50 Гкал/ч. Ниже (Рис.1-2) приведены результаты расчетов зон влияния всех этих ЭС.

Из Рис.1-2 видно, что в зависимости от методики расчета зоны влияния могут как перекрываться, так и нет. Это обстоятельство существенно влияет на конкуренцию энергосистем на рынке тепла, поскольку борьба за потенциального потребителя может идти только внутри общей зоны двух или более теплоисточников. При описании такой конкуренции в модели применяется простой алгоритм предпочтения (разумеется, при условии, что поставка тепла в зону влияния другой ЭС технически осуществима): при равных тарифах потребитель берет тепло более высокого качества, а если тепло с менее качественными параметрами предлагается по более низким ценам, то доля таких потребителей

пропорциональна выгоде, получаемой ими от покупки нормативного количества тепла. Соответствующий коэффициент эластичности подбирается на основе экспертных оценок.

Рассчитывается также равновесная ситуация, когда тариф совпадает с себестоимостью: в этом случае формальное снижение тарифа с конкурентной целью привлечения других потребителей невозможно, и компания вынуждена будет либо снизить удельные издержки, либо провести модернизацию оборудования, которая, возможно, хоть и приведет к росту себестоимости тепла, но при увеличении зоны влияния (т.е. улучшения качества теплоснабжения) эти затраты окупятся.

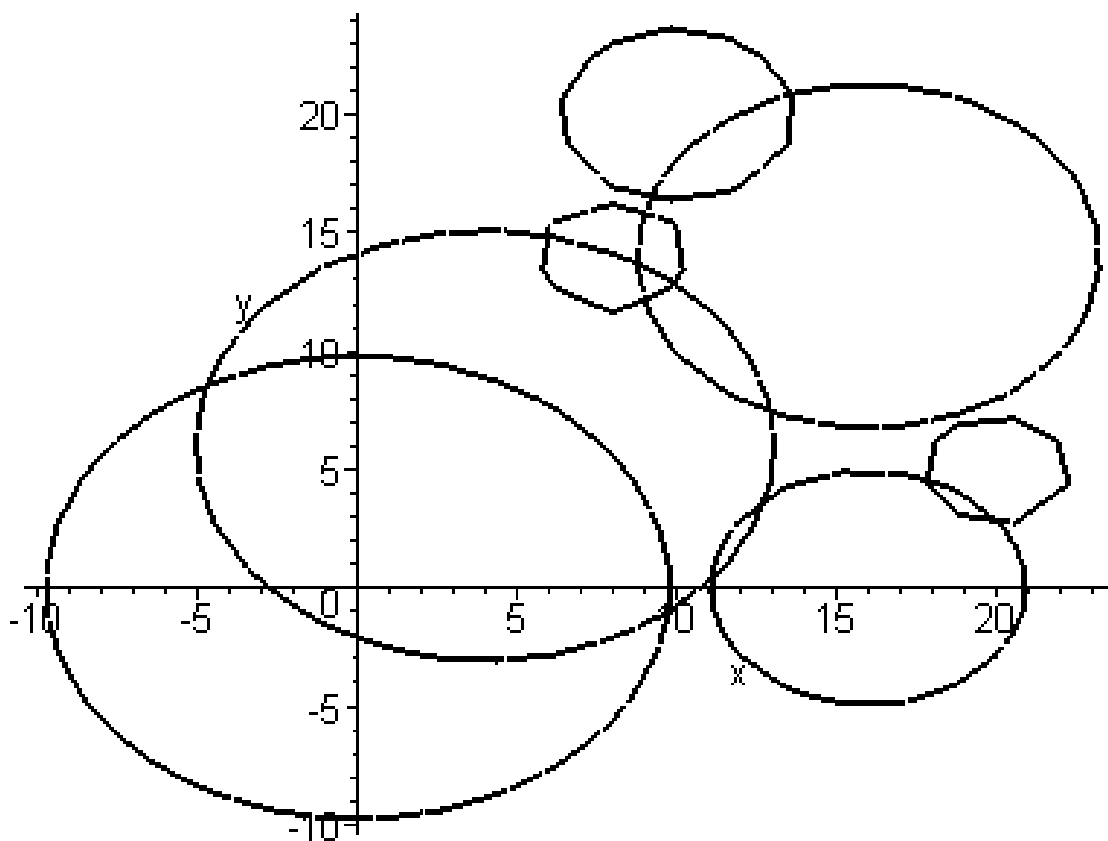


Рис.1. Зоны влияния ЭС для теплоснабжения населения в декабре. Расчет проведен по укрупненным данным о фактических производственных мощностях. Обозначения: Т- ТЭЦ, К- котельная.

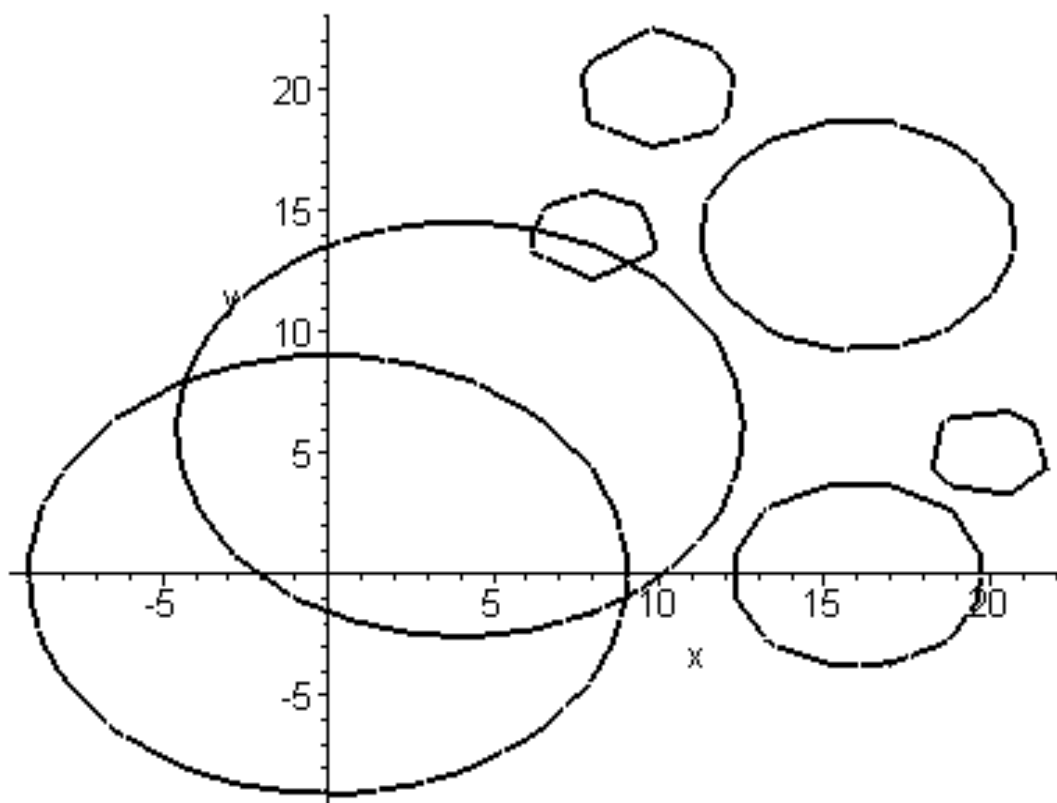


Рис.2. Зоны влияния ЭС для теплоснабжения населения в декабре с учетом промышленного спроса на тепло и расчетных потребностей в тепле по состоянию жилого фонда. Обозначения: Т- ТЭЦ, К- котельная.

Чтобы наглядно продемонстрировать необходимость различных методик расчета спроса на тепло, проанализируем имеющиеся данные по «Омскэнерго». Отметим, что в 2001г на нужды промышленности и в отрасли, не связанные с теплоснабжением населения, было отпущено в общей сложности 4,9 млн. Гкал, или 44% полезного отпуска тепла. Остальные 6,1 млн. Гкал расходуются преимущественно в отопительный период, составляющий 5040 часов. Т.к. затраты на ГВС и вентиляцию согласно нормативам по числу жителей составляют для Омска 420 Гкал/ч, из которых 175 Гкал/ч производятся летом, то средняя тепловая мощность предприятий «Омскэнерго» – 1945 Гкал/ч. В то же время средняя фактическая мощность (т.е. установленная минус выбывшая) с учетом КИУМ и по данным Таблицы 1 составляет 2440 Гкал/ч. Если из этой цифры вычесть 475 Гкал/ч, которые получаются делением разности произведенной и отпущенной теплоэнергии на отопительный период, то получается 1965 Гкал/ч. Рассогласование в 20 Гкал/ч составляет 1,1%

реально отпущенного тепла и может служить оценкой точности укрупненных входных данных.

Для оценки состояния системы теплоснабжения вновь воспользуемся расчетом потребностей города в тепле по укрупненным нормативам [6]: $1100 \text{ тыс. чел.} \times 6,81 \text{ Гкал/чел-год} = 7,5 \text{ млн. Гкал}$, из них на долю ЦТ приходится 70%, т.е. 5,2 млн. Гкал. Поскольку полезный отпуск тепла был равен 6,1 млн. Гкал, то можно оценить средний КПД сети, равный в этом случае 85%, что является хорошим показателем. Однако по данным [2] о работе филиала «Тепловые сети» ОАО «Омскэнерго» из 9,179 млн. Гкал тепла, пропущенных через систему в 2001г, полезный пропуск составил 6,797 млн. Гкал или 74%, что существенно меньше. Отметим, что несовпадение данных по полезному отпуску тепловой энергии (9,1 против 11,0 млн. Гкал) может означать, что 1,9 млн. Гкал было отпущено предприятиям по их собственным тепловым сетям. Если же в расчетах потребностей в тепле исходить из детальной структуры жилого фонда, то получаем, что тепло, доставленное потребителю, должно быть равным 6,3 млн. Гкал в год (соответственно 4,4 млн. Гкал по системе ЦТ), и тогда КПД сети получается равным 72%, почти в полном согласии с [2]. Поэтому сравнение результатов расчетов по различным методикам может быть полезным как для оценки точности исходной информации, так и для оценки точности самой модели. Например, если рассчитывать потери тепла вдоль теплопровода условного среднего диаметра 593 мм, то на длине 148,8 км надземной прокладки с нормативной удельной плотностью теплового потока [11] 182 ккал/м·ч получаем темп потерь 27 Гкал/ч. Для подземной прокладки и для разности температур воды и грунта 75⁰С нормативные потери равны 284 ккал/м·ч, так что на оставшейся длине 102 км темп потерь тепла составит 29 Гкал/ч. Всего же в магистральных сетях теряется по нормативу 56 Гкал/ч, или менее 3% отпущенной мощности. Остальные потери относятся к распределительным сетям. Однако приведенные выше данные по филиалу «Тепловые сети» формально

относятся к магистральным сетям, что несколько искажает общую картину. Поэтому имеет смысл проводить независимые расчеты как по нормативным показателям, так и по усредненному КПД тепловой сети, что особенно важно для оценки внутренней температуры в помещении при моделировании работы ЭС с некоторой заданной мощностью.

Вернемся к Рис.1-2. По проведенным расчетам для каждой ЭС можно определить площадь «собственной» зоны влияния, где в принципе нет конкуренции с другими источниками тепла. Кроме того, в зоне общего влияния нескольких ЭС следует выделить области преимущественного влияния каждой из них, для чего необходимо определить «линию равных услуг» по температуре и расходу теплоносителя. Для краткости рассмотрим ситуацию с ТЭЦ-4 и ТЭЦ-3, а также с ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и К-1, согласно Рис.1, т.е. для варианта данных по укрупненным значениям фактической мощности. Приведем для них результаты расчетов по определению соответствующей границы зон конкуренции, площадей зон доминанции внутри зон конкуренции (по качеству теплоносителя), а также собственных, т.е. внеконкурентных, зон.

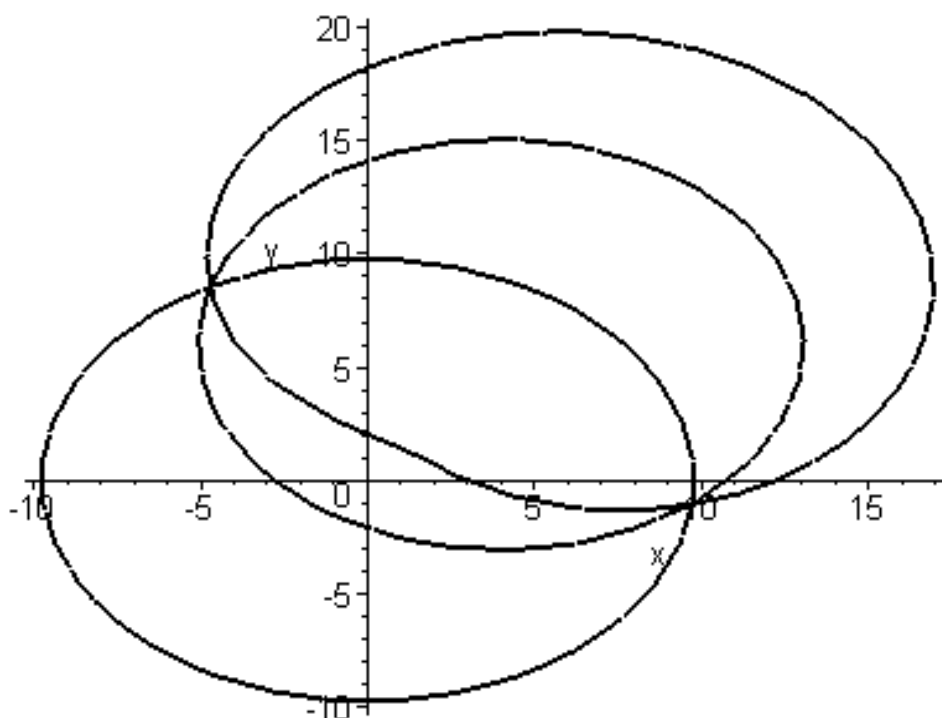


Рис.3. Линия равных услуг (жирная кривая) для ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4.

Интерес представляет только часть границы Γ_{eq} , заключенная внутри зон влияния ЭС. Если обе ЭС принадлежат одной компании, то вместо конкуренции возникнет координация действий, позволяющая охватить большую часть потребителей посредством перераспределения потоков тепла.

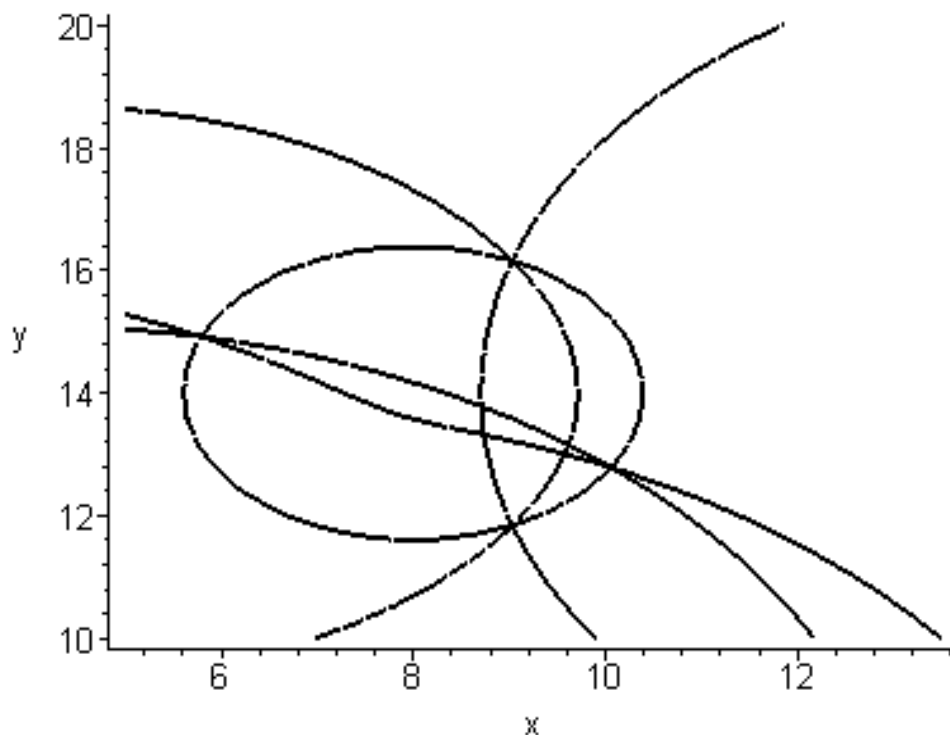


Рис.4. Случай тройного пересечения зон влияния ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и К-1.

Необходимость столь детального рассмотрения вызвана тем, что на рынке тепла прибыль компании будет образовываться только от продажи своей продукции внутри эффективной зоны влияния, к которой следует отнести собственную зону и зону доминации, а также часть конкурентной зоны, в которой снижение параметров тепла может быть скомпенсировано тарифной политикой. При этом естественно возникают требования к точности модели: расчет потребления топлива и топливной составляющей в себестоимости произведенной энергии должен осуществляться с точностью, не меньшей, чем доля конкурентной зоны в полной зоне физического влияния данной ЭС.

Так, в рассматриваемой модели «пять ТЭЦ – две котельных» получаем:

Таблица 3. Площади зон влияния (км²) для ЭС, оцененные по их средней фактической мощности.

ЭС	Т-2	Т-3	Т-4	Т-5	Т-6	К-1	К-2
Полная площадь зоны влияния	167	260	301	43	78	18	18
Площадь собственной зоны	140	86	151	31	75	6	16
Доля эффективной зоны влияния от полной, %	91	72	70	88	97	72	94
Площадь зоны конкуренции	27	174	150	12	3	12	2
Площадь зоны доминанции	13	103	60	7	1	7	1

Из этих расчетов следует, что точность модели не должна быть хуже, чем ориентировочно 10%. В противном случае по ряду ЭС (Т-2, Т-5, К-2) описание конкуренции на рынке тепла получить не удастся.

4. Почасовой расчет работы энергетических систем.

Для расчета себестоимости по теплу и электроэнергии в модели используются несколько методик: по укрупненным показателям и по детальным расчетам, включая почасовой график потребления тепла и электричества и колебания среднесуточной температуры.

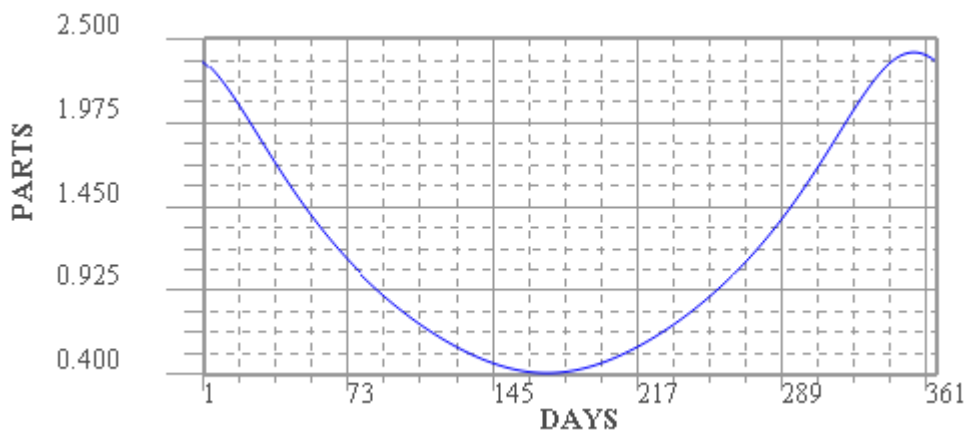


Рис.5. Отношение продолжительности ночи к продолжительности дня в течение года. Широта г. Омска (приблизительно 55° с.ш.).

Первый день на Рис.5 отвечает дате 01.01. Кривая моделирует меняющуюся по дням года относительную потребность населения в электроэнергии. Эта величина умножается на среднегодовое значение

потребления энергии, показывая, что летом потребление составляет 0,4 от среднесуточного, а зимой – 2,5. После этого среднесуточное потребление разбивается аналогичным долевым графиком почасовой нагрузки:

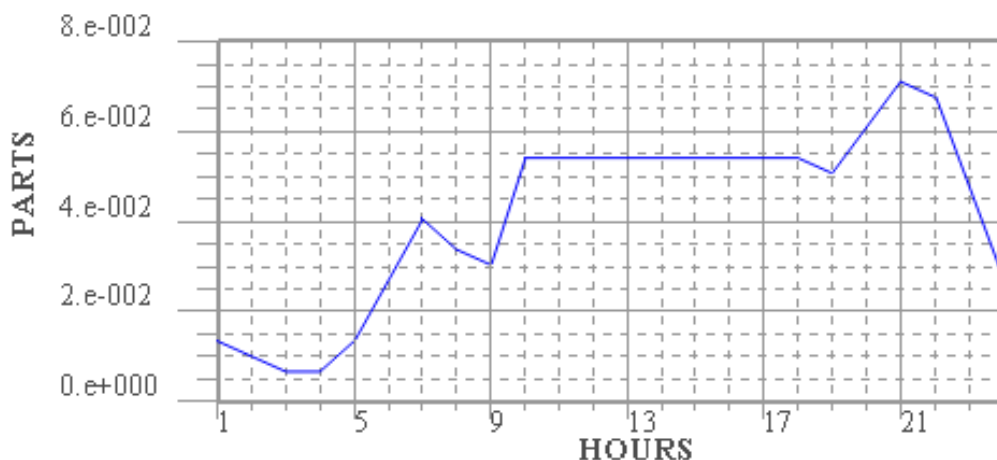


Рис.6. Распределение почасовой потребности населения в электроэнергии.

Почасовое потребление горячей воды в жилом районе будем моделировать нижеследующим характерным графиком:

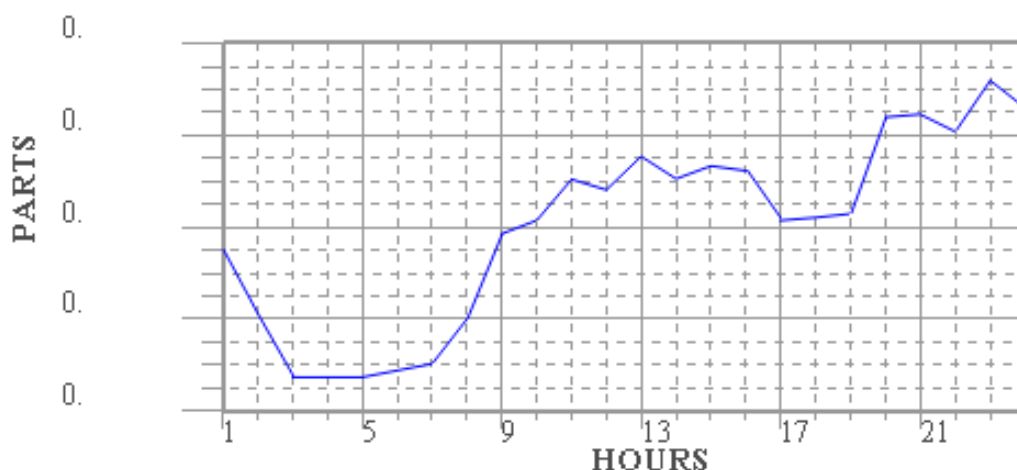


Рис.7. График почасового потребления горячей воды в жилом районе.

Потребление тепла на промышленных предприятиях имеет другой долевым график почасовой нагрузки. Соответствующие коэффициенты также умножаются на среднесуточную потребность города в теплоте производственных параметров для получения величины реальной загрузки ТЭЦ. Подчеркнем, что в программе нет детального моделирования работы ТЭЦ по степени загрузки ее отдельных агрегатов с учетом их индивидуальных топливных характеристик, а есть только укрупненное описание.

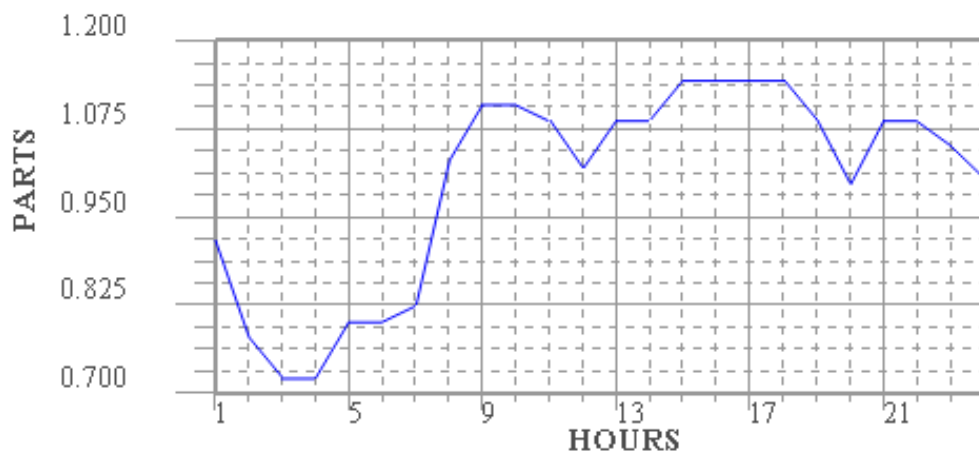


Рис.8. График почасового потребления технологического пара.

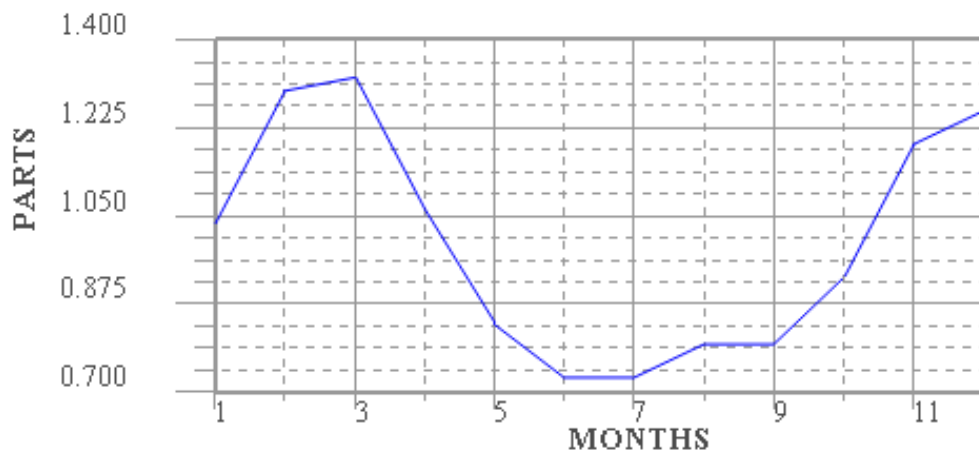


Рис.9. Распределение месячного потребления тепла по городу в целом.

На основе этих данных может быть проведен детальный расчет потребления и, соответственно, производства тепла внутри эффективной зоны теплового влияния ЭС. По этому расчету более точно находятся среднегодовые показатели расхода топлива, а также годовые затраты и производственная себестоимость тепла и электроэнергии. Ниже приведены некоторые из рассчитываемых показателей.

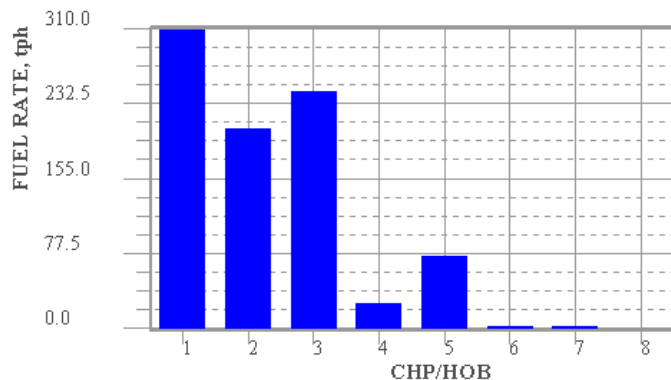


Рис.10. Среднегодовое потребление топлива на рассматриваемых ЭС, т/ч (tph).

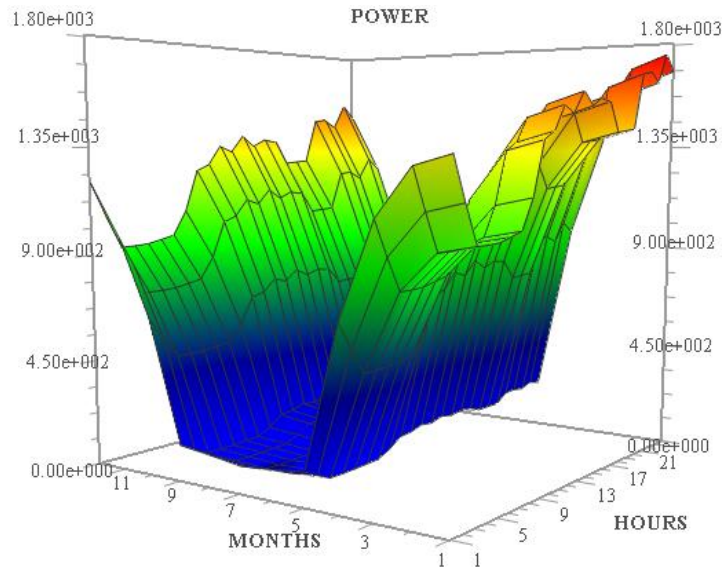


Рис.11. Расчетный график почасового производства тепла для ТЭС-4.

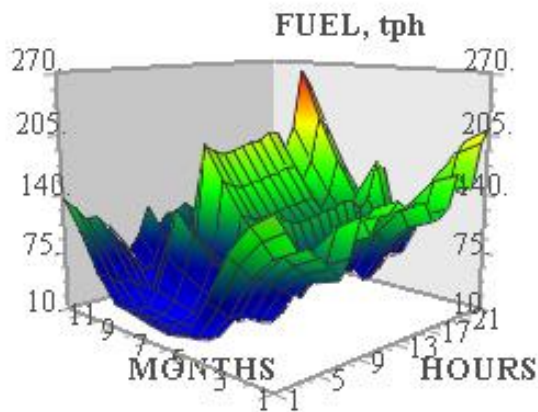


Рис. 12. Расчет расхода топлива от графика спроса на электроэнергию для ТЭС-4.

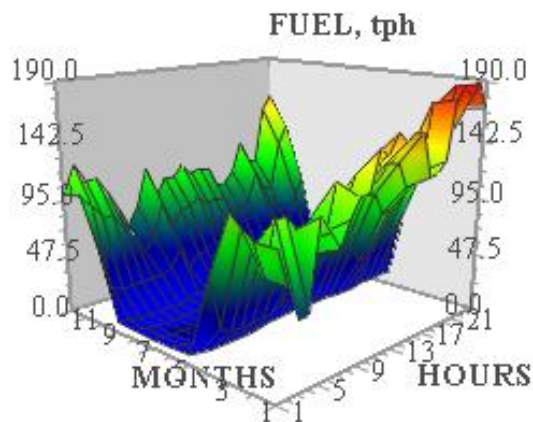


Рис.13. Расчет расхода топлива от графика спроса на тепло для ТЭС-4.

Таблица 4. Сравнение расчета выработки электроэнергии и тепла по модели «от графика электроэнергии» с данными годового отчета по «Омскэнерго» за 2001г.

ТЭЦ	Выработка электроэнергии, млрд. кВт-ч		Выработка тепла, млн. Гкал		Точность модели, %	
	расчет	факт	расчет	факт	эл. эн.	тепло
3	1,376	1,396	4,08	4,0	1,4	2,0
4	1,728	1,750	3,25	3,2	1,2	1,5
5	2,845	2,885	4,07	4,0	1,3	1,7

Проведенное сравнение позволяет сделать вывод о достаточно высокой точности моделирования по физическим параметрам. Топливные затраты (Рис.14) в сумме по этим трем ТЭЦ отличаются от факта на 1,7% в большую сторону: 1,50 млрд.руб. против 1,47 млрд.руб.

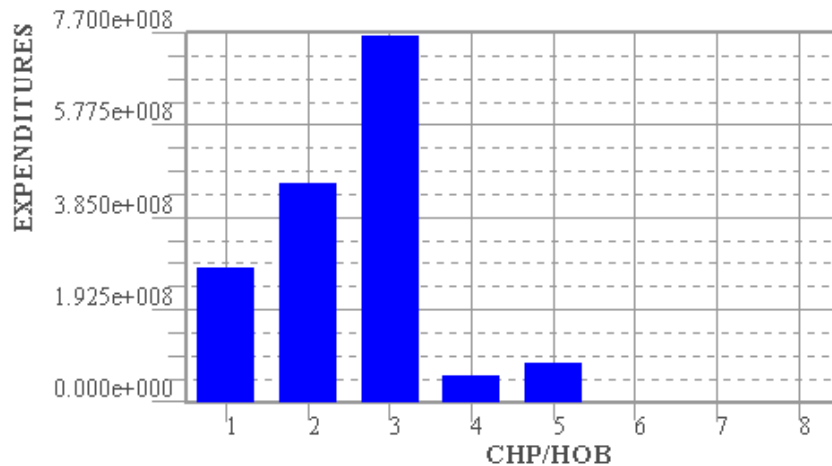


Рис.14. Годовые топливные затраты ТЭЦ «Омскэнерго» (руб).

Еще один набор контрольных цифр – это данные по структуре топливного баланса АО «Омскэнерго». Здесь также имеется достаточно хорошее совпадение с фактом. Некоторое ухудшение точности объясняется тем, что в нашей модели почасовой график загрузки мощностей не учитывает топливных характеристик конкретных теплоагрегатов ЭС.

Таблица 5. Сравнение данных по топливному балансу «Омскэнерго».

Топливо	Доля использования топлив по ТЭЦ «Омскэнерго», %		Точность модели, %
	расчет	факт	
газ	31,1	30,4	2,3
уголь	62,5	61,4	1,8
мазут	8,0	8,2	2,4

Таблица 6. Сравнение результатов расчета себестоимости тепла [руб/Гкал] и электроэнергии [коп/кВт-ч] с имеющимися данными. 1 вар. – режим работы ТЭЦ от графика спроса на электроэнергию, а 2 вар. – от теплового графика.

ЭС	электроэнергия			тепло		
	расчет		факт	расчет		факт
	1 вар	2 вар		1 вар	2 вар	
Т-2	–	–	–	176,6	176,6	–
Т-3	32,9	36,2	33,8	112,7	102,6	116,75
Т-4	23,9	45,4	33,4	133,4	121,7	131,03
Т-5	23,2	19,2	25,0	118,6	73,8	104,35
Т-6	–	–	–	172,6	172,6	–
К-1	–	–	–	108,5	108,5	–
К-2	–	–	–	103,4	103,4	–

Наибольшее модельное приближение делается в эконометрической зависимости эксплуатационных и общехозяйственных затрат от мощности станции. Однако, поскольку целью программы является описание именно конкурентных отношений между ЭС, которые (без предположений о внутренней реорганизации станций) влияют в основном на топливную часть себестоимости, то эксплуатационные и прочие затраты могут быть заданы путем тестирования по известным фактическим данным.

Из приведенных выше результатов следует, что точность модели по ключевым параметрам не превосходит 3%. Следовательно, если требуется проанализировать работу нескольких ЭС в зоне конкуренции, которая составляет менее 3% от ее полной зоны, то требуется более детальное описание такой ситуации. В то же время, по-видимому, несколько процентов зоны влияния вряд ли могут существенно изменить реальную ситуацию с теплоснабжением. Кроме того, без действительной схемы теплосетей нет смысла проводить более подробный анализ. Таким образом, можно считать, что точность предлагаемой модели достаточна для качественного описания процесса конкуренции на рынке тепла.

5. Анализ конкурентноспособности ТЭЦ на рынке тепла.

Возможны две различных стратегии реструктуризации сферы централизованного теплоснабжения, и, как следствие, различные методики анализа возникающих отношений. Если главной целью стратегии является целесообразность создания рынка теплоснабжения, то для создания конкурентной среды все теплоисточники, присоединенные к одной теплосети, должны принадлежать разным юридическим лицам, а для обеспечения технологической и коммерческой диспетчеризации должен быть создан независимый оператор тепловой сети. Сами теплосети, таким образом, отделяются от производства теплоэнергии. Если же целью является поддержание надежности и снижения рисков, то для устойчивого развития ТЭЦ необходим контроль собственника теплогенерации над бизнесом теплосетевой компании, и тогда теплосети и генерирующие компании должны быть объединены в одно юридическое лицо. В принципе, программа CHPPLANT позволяет рассмотреть обе ситуации, но мы ограничимся вторым случаем для простоты анализа.

Поскольку рынок теплоснабжения по своей природе локальный, то конкуренция возникает на уровне самих источников тепла, а не компаний. Областью конкуренции совокупности энергосистем назовем общую часть (пересечение) их зон влияния. Линия равных услуг в этой области для заданной пары конкурентов делит потребителей на два класса: в одной части (ближайшей к границе первой системы) они стремятся подключиться к первой системе, а в другой – ко второй. Конкуренция между системами состоит в том, что за счет переоборудования или иной оптимизации производства можно снизить затраты и ввести более низкий тариф в зоне преимущественного влияния конкурента. Таким образом, наряду с физическими зонами появляются также зоны экономические, определяемые как области, внутри которых поставка тепла может еще приносить прибыль (для котельных), либо система в целом остается рентабельной (критерий для ТЭЦ). Будем считать, что затраты на

транспорт теплоты по магистральной сети несут производители. Тогда можно оценить оптимальный радиус зоны эффективного влияния ЭС, внутри которого прибыль превышает затраты при заданном тарифе или, напротив, определить тариф, чтобы зона эффективного влияния совпала бы с зоной физического влияния. В частности, одной из задач моделирования является определение нормативных границ, в рамках которых ТЭЦ имеют право устанавливать тариф самостоятельно. Например, они могли бы применять льготные стимулирующие тарифы для крупных потребителей тепла, удерживающие тех от перехода к альтернативному источнику теплоснабжения.

Рассмотрим для определенности конкуренцию между ТЭЦ-3 и муниципальной котельной К-1 (Рис.1). Пусть ТЭЦ сама может регулировать долю своих затрат, относимую на производство тепла и электроэнергии. Тогда, наряду с физическим методом [6] или методом ОРГРЭС [12], имеет смысл определять тариф на два вида продукции по треугольнику Гинтера [7]. Средневзвешенный тариф на электроэнергию, отпускаемую с ФОРЭМ потребителю, в 2001г был 32,7 коп./кВт-ч. Тогда, пока отпускной тариф ТЭЦ меньше вышеуказанного, вся «лишняя» произведенная электроэнергия продается на рынке, а если тариф больше – то продается только часть ее, согласно ранжированию приоритетов продажи электроэнергии.

Из Таблицы 6 следует, что если ТЭЦ-3 работает от графика спроса на электроэнергию, то ее себестоимость по теплу выше, чем у котельной, т.е. та имеет в зоне конкуренции дополнительное преимущество. Площадь общей зоны у ТЭЦ-3 и К-1 равна 7 км². Она делится линией равных услуг на две части: 4км² –зона доминации К-1 и 3км² –зона доминации ТЭЦ-3. В зоне доминации ТЭЦ котельная может предложить тариф, на 3,7% меньше, чем у ТЭЦ, но показатели теплоснабжения в этой зоне у нее будут хуже в среднем на 12,8% по результатам теплового расчета сети. Расчет внутренней температуры в доме для этого варианта дает значение на 2⁰С

ниже, чем для ТЭЦ (17⁰С против 19⁰С для января). Предположим, что снижение качества услуги на 10% может быть скомпенсировано снижением цены на 5%. Тогда для того, чтобы все потребители в зоне доминанции ТЭЦ переключились бы к котельной, последней необходимо понизить тариф не менее чем на 6,4% по сравнению с ТЭЦ (эквивалентное изменение). Если считать, что доля таких потребителей равна отношению реального и эквивалентного изменений, то получаем, что она составит 57%. Поскольку средняя плотность тепловой нагрузки по данным о потребностях г.Омска (см. п.2) составляет около 3,66 Гкал/км²·ч, то за отопительный период ТЭЦ потеряет потенциальных потребителей своего тепла на сумму

$$0,57 \cdot 5040 \text{ч} \cdot 3 \text{км}^2 \cdot (3,66 \text{ Гкал/км}^2 \cdot \text{ч}) \cdot 112,7 \text{руб/Гкал} = 3,55 \text{ млн. руб.}$$

Если ТЭЦ увеличит расход теплоносителя [т/ч] и, соответственно, расход топлива [т у.т./ч], например, на 1%, без увеличения системных затрат, то себестоимость тепла возрастет приблизительно на 0,4%, и доля потребителей К-1, находящихся в зоне доминанции ТЭЦ, уменьшится, причем уменьшатся также и потенциальные потери дохода ТЭЦ – приблизительно на 0,1%. Если же увеличение расхода топлива будет значительным (более 5%), то это уже будет связано с возрастанием общих расходов, и тариф вырастет в большей степени (приблизительно на 0,7% на каждый процент увеличения расхода теплоносителя), чем улучшится относительное качество теплоснабжения в используемой модели предпочтений, что приведет к еще большим потенциальным потерям. Следовательно, в этом случае надо увеличить (если это возможно) долю затрат, относимых на производство электроэнергии, либо реорганизовать производство и снизить прочие затраты.

Разумеется, в зависимости от распределения населения по доходам коэффициент эластичности «цена-спрос» существенно меняется, и в нашей модели он задается, а не рассчитывается. В этой части модель имеет только качественный характер.

6. Объединение двух ЭС.

Предположим теперь, что вместо конкуренции имеет место согласованная политика обеих энергосистем в зоне конкуренции. Тогда часть топлива, которая затрачивалась на поддержание линии равновесия спроса и предложения в зоне преимущественного влияния конкурента, может быть использована либо для обеспечения других территорий, либо просто сэкономлена. Кроме того, могут быть уменьшены некоторые системные расходы, т.е. от объединения можно ожидать определенного синергетического эффекта. Впрочем, на определенной стадии укрупнения начнут возрастать расходы на обеспечение внутренних связей между подразделениями, но в данной работе эта возможность не рассматривается.

Из п.5 вытекает, что в случае недостаточно эффективной работы ТЭЦ конкуренция между ТЭЦ и котельной, принадлежащими разным юридическим лицам, приводит к следующему:

- либо проводится реорганизация производственной деятельности, приводящая к снижению общесистемных издержек (положительный эффект конкуренции);
- либо ТЭЦ увеличивает часовой расход топлива, увеличивая зону своего влияния и сокращая количество потенциальных потребителей конкурента;
- либо, если предыдущий вариант невозможен по экономическим соображениям (расход топлива неадекватно большой), ТЭЦ сокращает зону своего влияния, т.е. снижает мощность.

Как правило, последний вариант связан с неоптимальной загрузкой имеющихся мощностей, удельным перерасходом топлива и снижением показателя теплофикации [13]. Средний же вариант приводит к большему расходу топлива (суммарно по ТЭЦ и котельной), чем это необходимо.

Оптимальным для отдельного источника тепла являлась бы ситуация, когда площадь его собственной зоны обеспечивает рентабельность. Тогда часть зоны эффективного влияния в зоне конкуренции (вплоть до линии равных услуг) дает прибыль. Это простое соображение позволяет сделать

оценку эффективности при объединении двух (и более) теплоисточников в одну компанию. Во-первых, уменьшатся системные расходы, о чем уже говорилось выше; во-вторых, менее эффективный производитель отдаст свою зону доминанции партнеру, что, возможно, позволит ему с меньшими затратами провести необходимую реконструкцию. Кроме того, согласованный режим почасового расхода топлива приведет к его суммарной экономии.

Назовем отношение затрат объединенной системы к сумме затрат для двух независимых источников тепла эффективностью объединения по затратам. Для рассмотренного выше примера ТЭЦ-3 и К-1 эффективность объединения равна 1,08. Небольшое значение этого показателя объясняется малой мощностью котельной (т.е. малым синергетическим эффектом), а также относительно небольшой долей площади зоны конкуренции в собственной экономической зоне станции (т.е. в зоне, обеспечивающей рентабельность).

Таким образом, хотя конкуренция на рынке тепла может привести к снижению цен и оптимизации производственного процесса, представляется важным отметить, что суммарный расход топлива в регионе в этом случае может превышать оптимальное значение, которое можно получить после объединения двух ЭС. Хотя в процессе конкуренции и устанавливается некоторый оптимум по использованию топлива, однако сам этот процесс будет сопровождаться его перерасходом, т.е. не будет оптимальным с энергетической точки зрения в целом.

Рассмотренный пример иллюстрирует методологию анализа взаимодействия нескольких ЭС на рынке тепла с помощью соответствующего программного продукта – модели CHPPLANT.

Литература.

1. Клименко В.А., Орлов Ю.Н. Математическая модель оптимизации системы теплоснабжения. / Препринт ИПМ РАН, №52, 2003.
2. <http://www.omsk.elektra.ru:8101/>
3. Богданов А.Б. Теплофикации нет альтернативы. Виноват метод анализа. http://www.eesros.elektra.ru/ru/energo_sber/teplo.htm
4. Богданов А.Б. Универсальная энергетическая характеристика ТЭЦ. <http://exergy.narod.ru/staroe/articles.htm>
5. Богданов А.Б. Стратегия развития энергетики города Омска. <http://www.isid.net/event.php?id=381>
6. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: МЭИ, 2001.
7. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Справочник под ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. М.: Изд-во МЭИ, 1999.
8. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: НЦ ЭНАС, 2002.
9. Анализ долгосрочных тенденций социально-экономического развития г.Омска. Аналитический отчет. <http://lab.obninsk.ru/public/articles.php?htmlfile=Omsk-Rep02.htm>
10. <http://www.mrcity.ru/>
11. СНиП 2.04.14-88*, Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. /Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001.
12. Методика определения удельных расходов топлива на тепло в зависимости от параметров пара, используемого для целей теплоснабжения. РД 34.09.159-96. М.: СПО «ОРГРЭС», 1997.
13. Соколов Е.Я., Мартынов В.А. Эксергетический метод расчета показателей тепловой экономичности ТЭЦ. // Теплоэнергетика. 1985. №1. С. 49-53.