

# Теплофикация в современных рыночных условиях

## 1. Сегодняшние проблемы

Энергетические потребности городов обеспечиваются поставками в них с других территорий топлива и электроэнергии. Теплоисточники приходится размещать непосредственно в городе или неподалеку, так как дальний транспорт тепла экономически нецелесообразен. С точки зрения экологии поселений, котельные – это неизбежное зло.

Передача электроэнергии на большие расстояния, наоборот, давно решенная техническая задача. Что же заставило нас разместить в городах еще и производство электроэнергии? Только экономическая выгода.

Подавляющая часть населения земли, живущая в холодных широтах, сосредоточена в России. Из-за особенностей климата, объем потребления тепловой энергии у нас в два раза больше, чем электрической, а по мощности централизованных систем теплоснабжения, мы опережаем весь остальной мир, вместе взятый.

В то же время, на российских электростанциях, при производстве электроэнергии, как побочный продукт образуется тепло, в количестве, соответствующем нагрузке отопления всех зданий страны. Большая часть этого тепла, либо подогревает атмосферу через градирни, либо нагревает воду в специально созданных водохранилищах. Полезное использование для целей теплоснабжения составляет менее 30%.

Задача обеспечить полезное использование всего сбросного тепла электростанций утопична, так как теплопотребление неравномерно в течение года. При похолоданиях потребность в тепле растет быстрее, чем в электроэнергии. Необходимая максимальная тепловая мощность в 4 раза превышает максимальную электрическую, и хотя они по времени совпадают (период сильных похолоданий), без пиковых котельных нам не обойтись.

Опыт Дании, Финляндии и России показывает, что до 90% потребности городов в тепле и электроэнергии можно обеспечивать в совместном цикле их производства. Европейский союз принял директиву о развитии когенерации до уровня в 10% от общей выработки электроэнергии, но ее реализация затруднена из-за ог-

ромных затрат на выделение коридоров для строительства тепловых сетей и сложностей с убеждением потребителей в целесообразности переключения на централизованные системы теплоснабжения. У нас эти проблемы были решены еще на стадии планирования застройки. С точки зрения энергетического бизнеса, самое ценное, что есть в российских городах – наличие объединенных сетями потребителей, использующих одновременно электроэнергию и тепло.

Теплофикационные системы большинства российских городов характеризуются сегодня следующими особенностями:

- Оборудование ТЭЦ и тепловых сетей имеет высокую степень износа.
- Часть ТЭЦ фактически являются крупными котельными с небольшой электрогенерацией.
- Многие крупные промышленные потребители отключились от централизованных систем теплоснабжения, либо резко сократили свое теплопотребление.

В сложившихся районах, не смотря на уплотнительную застройку, теплопотребление также снижается.

Из-за несбалансированности экономических интересов, городские котельные не работают в пиковом режиме совместно с ТЭЦ.

Из-за уменьшения тепловой нагрузки и соответствующего снижения КИУМ, некоторые ТЭЦ стали хронически убыточными.

- На рынке электрической энергии ТЭЦ, в части теплофикационного режима, работают по схеме ценопринимания. Вся выработанная электроэнергия принимается по рыночной цене, находящейся в диапазоне между низким стоимостным предложением ГЭС и АЭС, и относительно высоким от подавляющей части ГРЭС.
- Электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ в конденсационном цикле, будучи у большинства из них дорогой, принимается рынком только в периоды максимального потребления. Примерно у 30 ТЭЦ стоимость электроэнергии иногда оказывается замыкающей для остальных участников рынка (по их ценовой заявке при пиковом потреблении определяется стоимость поставки электроэнергии во всей огромной ценовой зоне). Небольшая ТЭЦ в период пика может поднять цену всего рынка на 10-15%.
- В городах наблюдается максимальная суточная неравномерность электропотребления, а паротурбинные ТЭЦ, особенно не имеющие пиковых котлов, пло-

хо приспособлены к регулированию (необходимо обеспечивать через турбину пропуск пара достаточный для обеспечения тепловой нагрузки). ТЭЦ чаще всего ссылаются на технологические ограничения, мешающие выполнить команду Системного оператора и снизить нагрузку в период ночного провала потребления электрической мощности.

- Рынок электрической мощности сформировался пока только в виде КОМ, с ограничением цены на мощность в большинстве зон свободного перетока. По техническому состоянию станций и/или высокой ценовой заявке на мощность некоторых ТЭЦ не прошли КОМ на 2011 год. В 2011 году для большинства из них введена процедура допуска на рынок мощности со статусом «вынужденной генерации».

Вопрос, что делать со станциями, не соответствующими условиям КОМ 2012 года, пока не решен. Часть из этих станций (около 2 ГВт установленной мощности) не имеют статус «вынужденной генерации» и в первом квартале 2012 г. вообще не получают плату за мощность. Перевод большинства этих станций в режим работы котельных приведет к росту себестоимости тепловой энергии.

- В электроэнергетике введена рыночная модель ценообразования, а в теплоснабжении сохранено государственное регулирование тарифов. Обе стороны считают, что противоположная решает свои задачи за счет неё.

В логике электроэнергетиков, раз закрытие ТЭЦ повышает цену тепловой энергии, значит, существует перекрестное субсидирование последней за счет электроэнергии и виноваты в этом органы госрегулирования тарифов. В действительности, основные экономические проблемы ТЭЦ проявляются как раз при снижении тепловой нагрузки и соответствующем повышении себестоимости электроэнергии.

Основная проблема российских ТЭЦ – несбалансированность мощности и структуры оборудования с потребностью на тепловом и электрическом рынках.

Системам теплофикации необходима серьезная модернизация. Разрабатываемые сегодня изменения в модели рынков тепловой и электрической энергии и методологию планирования энергетического развития, должны создать правильные стимулы участникам рынка для создания надежных, сбалансированных по всем видам энергоресурсов, маневренных и экономичных систем.

## **Необходимо решить следующие задачи:**

- 1) Определить оптимальную суммарную мощность теплоэлектростанций для типовых российских городов;
- 2) Определить оптимальные тепловые циклы ТЭЦ, соответствующие потребностям теплового и электрического рынков;
- 3) Решить судьбу убыточных ТЭЦ;
- 4) Определить особенности функционирования на рынках РСВ и КОМ;
- 5) Определить принципы синхронизации планов строительства или закрытия ТЭЦ при планировании развития электро-, тепло- и газовых систем.

## **2. Определение оптимальной мощности ТЭЦ**

### ***2.1. Выгоды производства энергии на ТЭЦ по сравнению с отдельной выработкой тепла и электричества***

#### **а) Производство электроэнергии и тепла в теплофикационном цикле с малыми удельными затратами топлива**

С точки зрения теплоснабжения ТЭЦ представляет из себя котельную, в которой вместо части тепловой энергии вырабатывается такое же количество электрической. КПД типовой котельной, с учетом теоретических затрат топлива на ее электроснабжение, примерно равняется суммарному КПД ТЭЦ по двум видам энергии (около 82%).

Обычно, вместо суммарного КПД, применяют другое название – коэффициент использования топлива (КИТ), его значение, при полной загрузке энергоисточников по теплу примерно одинаково для всех их типов, включая котельную, паротурбинные, газопоршневые, газотурбинные и парогазовые ТЭЦ. При разных циклах различаются только доли тепловой и электрической энергии, вырабатываемые при сжигании одного килограмма топлива (или объем электроэнергии, вырабатываемый на 1 кВт·ч теплового потребления).

В котельной выработка электроэнергии отрицательна (на величину ее потребления для собственных нужд). Разные же типы ТЭЦ могут выработать в теплофикационном цикле 20-150% электрической энергии от величины теплового потребления.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что, если принять удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии как для котельной (150 г/кВтч при КПД=82%), то удельные расходы для электроэнергии, выработанной на тепловом потреблении окажутся практически такими же, независимо от типа ТЭЦ. Изменяя состав оборудования и тепловой цикл ТЭЦ, можно вырабатывать больше или меньше электроэнергии с теми же удельными затратами топлива на 1 кВтч.

**Принципиальный вывод – ТЭЦ позволяют производить в городе электроэнергию с удельными затратами топлива, недостижимыми вне теплофикационных циклов, и в количестве, необходимом для обеспечения всех городских нужд. Необходимо только подобрать набор оборудования, соответствующий тепловым и электрическим нагрузкам.**

На производство электроэнергии в конденсационном цикле на той же ТЭЦ потребуется гораздо больше топлива, даже на номинальных режимах:

- ГТУ-ТЭЦ с КПД 24% – 512 г/кВтч;
- ГТУ-ТЭЦ или ПТУ-ТЭЦ с КПД 35% – 351 г/кВтч;
- ПГУ-ТЭЦ с КПД 51% – 241 г/кВтч.

Надо также учитывать, что КПД выработки электроэнергии существенно снижается при уменьшении электрической нагрузки. Этот эффект наиболее существенен при применении газовых турбин, например, разгрузка парогазовой ТЭЦ может снизить ее электрический КПД почти в 2 раза.

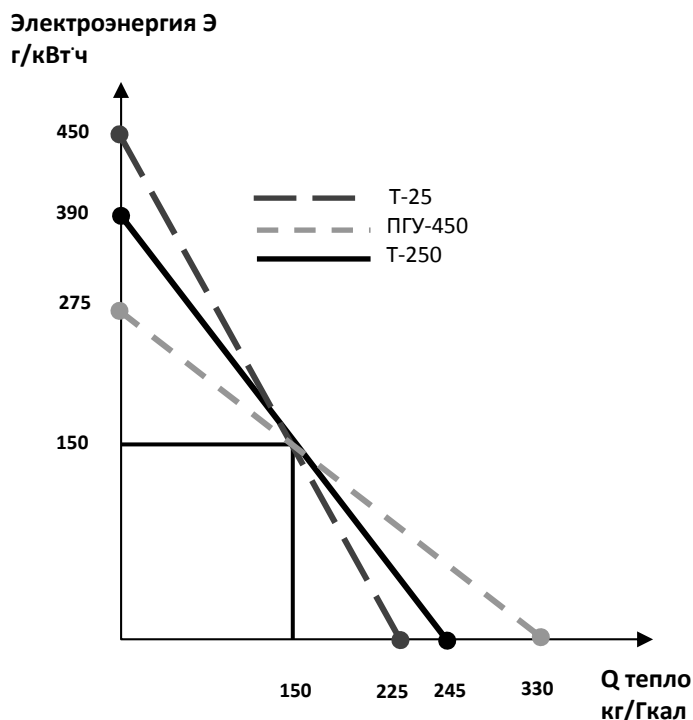
Специалисты уже более 50 лет спорят о методах разнесения экономии топлива от теплофикации между тепловой и электрической энергией. Регионы и муниципальные образования заинтересованы в снижении удельных расходов по теплу:

- тепловая энергия потребляется непосредственно в городах региона, а стоимость электрической устанавливается усреднено по большой ценовой зоне, и пониженные тарифы на тепло воспринимаются как плата за экологическое воздействие ТЭЦ;
- основным потребителем тепла от централизованных систем является население;
- снижение тарифов на тепло повышает конкурентоспособность ТЭЦ и за счет подключения к ЦТ новых потребителей позволяет сдерживать дальнейший рост тарифов.

Энергетические компании наоборот, обычно предпочитают относить большую часть экономии на электроэнергию, что дает им конкурентные преимущества на рынке. Для присоединения потребителей по теплу, большие надежды возлагаются на административные меры (запрет на поквартирное отопление, распределение нагрузки в схемах теплоснабжения) и на проекты объединения систем теплоснабжения от котельных и ТЭЦ в одном предприятии.

В зависимости от позиции региональной тарифной службы и доли пиковых котлов, удельные расходы на производство тепловой энергии от ТЭЦ устанавливаются в пределах 130-150 кг/Гкал (112-129 г/кВтч).

В общем виде все варианты искусственного разнесения затрат соответствуют следующему графику:



**Рис.1. График взаимозависимости удельных расходов на выработку электроэнергии и теплоты для блока Т-250 (Э=250/300 МВт, Q=400 МВт) при его полной загрузке и любых возможных вариантах распределения топлива между двумя товарами.**

В конденсационном цикле при мощности в 300 МВт паспортный расход топлива составляет 325 г/кВтч. При нулевой стоимости тепла, разница в удельных затратах топлива между теплофикационным и конденсационным режимами составляет 65 г/кВтч (390-325). При пересчете ее в полном объеме на тепло, получим 40 г/кВтч или около 45 кг/Гкал. Это реальные затраты топлива на производство тепла в теплофикационном режиме с позиции производства электроэнергии. Необходимо также учитывать снижение электрической мощности в теплофикационном режиме на 50 МВт.

При принятых в тарифах удельных расходах по теплу 130-150 кг/Гкал для ТЭЦ наиболее выгоден абонент, потребляющий тепла больше, чем электроэнергия, а это, в первую очередь, население. При детальном расчете, может оказаться, что существующая перекрестка по электроэнергии в пользу бытовых потребителей для крупных городов, обоснована. В Дрездене, для удержания жилых домов в системе централизованного теплоснабжения, жителям продают сразу два товара и дают скидку на стоимость электроэнергии.

Само наличие крупных систем централизованного теплоснабжения обусловлено только необходимостью сбора нагрузки для ТЭЦ, так как, только в этом случае, затраты на магистральные тепловые сети компенсируются через экономию топлива.

#### **б) Выработка электроэнергии вблизи от места ее потребления**

Не менее значим другой аргумент в пользу теплофикации – существенно меньшие затраты на передачу электроэнергии потребителям. Электроэнергию, выработанную непосредственно на территории города, нет никакого смысла передавать на дальние расстояния в экологически благополучные районы с соответствующими потерями энергии и затратами на строительство/содержание ЛЭП.

При единообразном подходе к формированию тарифов на передачу электрической энергии в пределах ценовой зоны, потребители, получающие ее от ТЭЦ, субсидируют остальных потребителей, подключенных к удаленным источникам. Существует своеобразный конфликт между городом и деревней, так как удельные затраты на поставку электроэнергии в последнюю, иногда чрезмерно велики, и оправдываются только за счет перекрестки от городских потребителей.

Еще в начале прошлого века отечественными специалистами было доказано, что доставлять топливо в места энергетических нагрузок существенно дешевле, чем передавать на дальние расстояния электричество (меньше капитальные и эксплуатационные затраты, а также величина потерь). Сегодня, когда электростанции работают в основном на газе, это положение еще более оправдано, так как стоимость передачи газа к любой электростанции региона практически одинакова и нет проблем со складированием отходов сжигания.

Также надо учитывать, что наличие ТЭЦ повышает надежность энергоснабжения городов в большей степени, чем резервирование линиями электропередач.

## **в) ТЭЦ – более надежный теплоисточник, чем подавляющее большинство котельных**

Повышенная надежность определяется следующими факторами:

- Относительно высокой надежностью основного оборудования;
- Наличием резервного топлива;
- Надежностью электроснабжения сетевых насосов;
- Мощностью водоподготовки;
- Квалификацией персонала.

### **2.2. Недостатки ТЭЦ**

#### **а) Экологическое воздействие на атмосферу городов, включая выброс вредных веществ и изменение городского климата**

Конденсационная выработка на ТЭЦ в базовом режиме лишена смысла, так как экономии топлива нет, а экологические последствия, по сравнению с загородной ТЭС, существенно выше.

Созданные в советское время системы передачи электрической энергии не предназначены для выдачи электрической мощности из городов. Существующая схема распределения электроэнергии от крупных федеральных электростанций в города существенно дешевле системы сбора излишней электроэнергии из них, да и потребителя для этой энергии обычно нет.

#### **б) Сложность существенной электрической разгрузки паротурбинных ТЭЦ в части оборудования, работающего в теплофикационном цикле, из-за необходимости обеспечения расхода пара в теплофикационных отборах**

Даже если имеются пиковые котлы, перевод тепловой нагрузки на них для разгрузки паровых турбин, весьма длительная операция. Использование РОУ также не оправданно.

Сегодня рынком электрической энергии принимается вся электроэнергия, выработанная в теплофикационном цикле.

#### **в) Низкое число часов использования установленной теплофикационной мощности**

По нагрузке ГВС оборудование может быть загружено круглогодично, то есть 8760 часов, а по пиковой нагрузке отопления – в сто раз меньше. Многие ТЭЦ



обеспечивают всю нагрузку теплофикационным оборудованием без пиковых котлов и пиковых котельных, соответственно, большую часть года оно либо простаивает, либо работает в конденсационном режиме.

В средней полосе России 50% реально используемой мощности теплоисточников обеспечивают 90% реализации тепловой энергии, остальное оборудование большую часть времени простаивает. Значительное количество теплогенерирующего оборудования вообще не используется, так как рассчитано на обеспечение завышенных договорных нагрузок потребителей.

### **2.3. Переключение тепловой нагрузки котельных на ТЭЦ**

Если вся электрическая энергия, потребляемая городом производится на городских ТЭЦ в теплофикационном режиме, то количество топлива, необходимого для обеспечения его электро- и теплоснабжения рассчитывается весьма просто: суммарный объем отпуска тепловой и электрической энергии от котельных и ТЭЦ в кВтч, умноженный на 150 г/кВтч и на переводной коэффициент из условного в натуральное топливо.

Таким образом, количество необходимого топлива не зависит от того, какой объем тепловой энергии мы вырабатываем в котельных, а какой на ТЭЦ. Не влияет и моральный и физический износ оборудования ТЭЦ, на «хвосте» турбины все превращается в тепло. Важно только, чтобы тепловой нагрузки ТЭЦ хватало для выработки всей необходимой электроэнергии в теплофикационном цикле, а эту задачу можно решить как расширением зоны действия ТЭЦ по теплу, так и переходом на парогазовые технологии.

При оптимизации системы энергоснабжения города можно выбирать из нескольких вариантов:

- ✓ закрытие котельных;
- ✓ перевод котельных в пиковый режим работы;
- ✓ переключение на ТЭЦ части нагрузки котельных с консервацией/демонтажем излишнего оборудования последних;
- ✓ совершенствование теплофикационного цикла ТЭЦ с увеличением выработки электроэнергии на том же тепловом потреблении.

Наиболее рационально использование котельных только для покрытия пиковой части тепловой нагрузки, но часто это требует существенных затрат на строительство тепловых сетей.

Мера, оправданная практически во всех городах, это переключение на ТЭЦ большей части нагрузки горячего водоснабжения, то есть обеспечение ТЭЦ тепловой нагрузкой в период минимальных ее значений.

Принципиально важным является то, что объединение летних тепловых нагрузок от котельных и ТЭЦ обычно не требует существенных затрат. Можно обойтись малыми диаметрами трубопроводов и малыми их длинами, так как переключки можно делать в местах стыковки зон деятельности, а не между магистралями больших диаметров.

#### **2.4. Выводы и предложения**

1) Не смотря на совершенствование конденсационных тепловых электростанций, теплофикация остается техническим способом, обеспечивающим минимальные удельные расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии. В части электроэнергии, выработанной в теплофикационном цикле, ценовые заявки ТЭЦ на рынке «на сутки вперед» ниже предложений ГРЭС.

Нет никакой необходимости в уменьшении доли теплофикации в существующих системах централизованного теплоснабжения, это приведет к увеличению потребления топлива внутри страны (и так используемому сегодня большей частью на цели энергоснабжения) и создаст проблемы с экспортными поставками.

2) За исключением территорий с избытком дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС, экономически целесообразно производить большую часть электроэнергии потребляемой городами, непосредственно в них.

При обеспеченности тепловой нагрузкой, проекты строительства новых ТЭЦ должны учитываться Генеральной схемой размещения объектов генерации в приоритетном порядке, так как они имеют лучшую окупаемость и снижают затраты на сетевое строительство.

3) Конденсационная выработка электроэнергии в городах не рациональна по экологическим соображениям. Она может вытесняться с рынка путем постепен-

ного введения повышенных экологических платежей на соответствующую часть вредных выбросов и/или плату за работу градирен.

4) Также, исходя из экологических принципов, нет смысла производить в городах излишнюю электроэнергию, не потребляемую в самом городе или его пригородах.

5) Для каждого города в схемах энергоснабжения необходимо обосновать тепловую и электрическую мощность ТЭЦ, исходя из обеспеченности тепловой нагрузкой, наличия районов неплотной застройки, продолжительности холодных периодов, состояния оборудования ТЭЦ и планов их реконструкции, потребности в электрической мощности и системных возможностях обеспечения пиковых электрических нагрузок.

6) Большую часть тепловой нагрузки горячего водоснабжения городов в летний период целесообразно сосредоточить на ТЭЦ. Это позволит выработать на ней больше электроэнергии в экономичном режиме и снизить потребность в мощности систем передачи электроэнергии и в летний период.

7) Структура оборудования ТЭЦ должна обеспечить глубокое регулирование электрической мощности, без выхода из теплофикационного цикла даже в периоды пиковых электрических нагрузок.

### **3. Оптимальные тепловые циклы ТЭЦ**

#### **3.1. Работа ТЭЦ на нагрузку ГВС**

Нагрузка ГВС идеальная для ТЭЦ. В целом по стране, реально подключить к ТЭЦ порядка 25-30 тыс. Гкал такой нагрузки (включая летние потери в сетях и промышленное потребление пара). Если обеспечивать ее в парогазовом теплофикационном цикле, то можно строить порядка 40 ГВт суперэффективной электрической мощности (175 г/кВт·ч и 130 кг/Гкал).

Для сравнения, при использовании 130 атмосферных паротурбинных теплофикационных блоков, удельный расход по электроэнергии составит 220 г/кВт·ч, а вырабатываемая мощность 18 ГВт.

40 тыс. ГВт мощности хватит для обеспечения бытовых потребностей в электроэнергии всего населения страны, а остальное летнее электропотребление можно будет обеспечивать в основном от ГЭС и АЭС.

Суточную летнюю неравномерность электропотребления (сегодня 20 ГВт) можно частично регулировать за счет ГЭС, остальное газовыми турбинами ТЭЦ. Компенсацию снижения нагрузки ГВС в ночной период можно осуществить использованием емкости тепловой сети в качестве теплонакопителя.

### **3.2. Отопительный сезон**

Если всю электроэнергию на тепловом потреблении города производить в парогазовом цикле, то окажется, что столько ее и не нужно. Электропотребление в холода возрастает, но этот рост существенно отстает от роста теплопотребления.

Исходя из вышеназванного посыла, что лишнюю электроэнергию производить в городе неразумно, лучше существующую отопительную нагрузку продолжать обеспечивать большей частью от паротурбинного оборудования, имеющего соотношения тепловой и электрической мощности соответствующие потребности. Излишнюю паротурбинную мощность можно законсервировать/демонтировать, так как использовать ее в пиковом режиме по теплу экономически нецелесообразно. Тепловые пики, особенно при работе на газе, дешевле покрывать пиковыми котлами или пиковыми котельными (при избыточной мощности ТЭЦ можно использовать промотборы).

Основная задача – обеспечить всю выработку электроэнергии только в экономичном теплофикационном режиме. По мере вывода из эксплуатации «дорогой» генерации, обеспечивающей сегодня на рынке высокую стоимость пиковой электроэнергии, заинтересованность энергокомпаний в строительстве городских ПГУ блоков, не обеспеченных тепловой нагрузкой, будет снижаться. Повлияет также ожидаемое повышение в городах уровня экологических платежей.

### **3.3. Каким образом обеспечивать на ТЭЦ парогазовый цикл?**

При строительстве новых выделенных парогазовых блоков появляются и новые проблемы:

- Загрузка новых блоков по теплу существенно снижает возможности их работы в переменных электрических режимах. Пар на турбину надо обеспечить в зависимости от тепловой нагрузки, а это определяет загрузку котлоутилизаторов и, соответственно, газовых турбин. Оборудовать котлы-

утилизаторы мощными устройствами дожига топлива дорого и неэффективно. Большая часть уже построенных на ТЭЦ ПГУ блоков работает с небольшой загрузкой по теплу, либо вообще в конденсационном цикле.

- Разгруженное паросиловое оборудование ТЭЦ становится еще более неэффективным.

Энергетическая система СССР и восточно-европейских стран была задумана как уникальный проект нивелирования суточных пиков за счет объединения нагрузки потребителей, находящихся в разных часовых поясах. Сегодня большая часть мощности вырабатывается и используется в диапазоне двух часовых поясов, то есть с суммированием пиков и провалов потребления.

Большая часть выпускаемых в мире газовых турбин мощностью от 60 до 120 МВт обеспечивают покрытие пиков электропотребления. К одному из основных достоинств газовых турбин относится малая инерционность. Прибавил топлива, и турбина практически моментально выдала большую мощность. В паротурбинном цикле набор мощности требует испарения большего количества воды в котле, нагрева пара в пароперегревателе, набора мощности в тяжелой паровой турбине. Процесс настолько инерционный, что для обеспечения относительно быстрого набора нагрузки утром, приходится оставлять паровые турбины в горячем резерве, то есть с вращающимся ротором и бесполезными затратами энергии на работу котлов, турбин, питательных насосов и т.д.

Учитывая, что в поселениях особенно существенна суточная неравномерность электропотребления, предпочтительней является схема объединения пиковой ГТУ-ТЭС и существующих паротурбинных ТЭЦ, путем надстройки последних газовыми турбинами. Сохранение энергетических котлов и работа котлов-утилизаторов на общий паровой коллектор, позволят реализовать парогазовый цикл, и в широком диапазоне варьировать мощность ТЭЦ без существенных потерь энергоэффективности. Мы получим гибкие схемы ТЭЦ, позволяющие работать в принципиально разных режимах:

- максимальная выработка электроэнергии на тепловом потреблении при недостатке летних тепловых нагрузок;
- умеренная выработка электроэнергии в зимних режимах при больших тепловых нагрузках;

- быстрый сброс/набор нагрузки газовыми турбинами без вращающихся в «горячем резерве» инерционных паровых турбин и без потерь эффективности цикла (в пиковом режиме электрический КПД даже возрастает);
- тепловой график загрузки оборудования с внутростанционной оптимизацией между паротурбинным, газовым и парогазовым циклами.

Предлагаемую схему можно реализовывать на паротурбинных ТЭЦ с любым рабочим давлением пара. Учитывая снижение температуры на выхлопе газовой турбины при понижении температуры наружного воздуха, для поддержания температуры пара после котла утилизатора, лучше использовать менее совершенные (соответственно менее дорогие) газовые турбины (например, типа 6FA, производство которых осваивается в России) без дожига топлива в котле-утилизаторе.

Существуют объективные показатели, не зависящие от моды, смены руководителей, модели рынка и т.д. Для энергетики российских городов это климат, наличие мощных систем теплоснабжения, существенная неравномерность энергопотребления в течение суток и по временам года, недостаточность мощности регулирующих электростанций. Подобного набора нет нигде в мире, соответственно и нет потребности в маневренных ТЭЦ (хотя случаи надстройки ТЭС весьма многочисленны).

В Норвегии большая часть электроэнергии производится на ГЭС и даже велика доля электроотопления (в том числе, с помощью тепловых насосов).

В Швеции значительная часть электроэнергии производится из возобновляемых энергоресурсов, ТЭЦ в основном работают по тепловому графику. Кольцевая тепловая сеть обеспечивает возможность конкуренции по теплу разных типов присоединенных к ней теплоисточников.

В Хельсинки парогазовые ТЭЦ работают по тепловому графику, пики электропотребления обеспечиваются за счет покупки электроэнергии на рынке, в том числе в России.

С учетом общесистемных эффектов, экономическая эффективность надстройки паротурбинных ТЭЦ может оказаться очень высокой за счет:

- максимального использования существующей инфраструктуры ТЭЦ с меньшими затратами на новое оборудование;

- сохранения загрузки и, соответственно, экономичности действующего паротурбинного оборудования;
- участия ТЭЦ в обеспечении пиковой электрической нагрузки;
- высокоэкономичных летних режимов работы станции;
- предотвращения строительства новых электрических сетей высокого напряжения;
- создание в процессе реконструкции общей системы автоматизации и управления распространяющейся на старое оборудование.

Необходимо проработать разные схемы маневренных ТЭЦ для полного использования тепла уходящих газов ГТУ, включая сбросные схемы и варианты подогрева во втором/третьем контуре котла-утилизатора:

- ✓ воздуха;
- ✓ питательной воды вместо регенерации;
- ✓ подпиточной воды;
- ✓ сетевой воды;
- ✓ теплофикационной воды.

Возможно также производство в этих контурах пара низких параметров с использованием его на старых турбинах низкого давления, или в цилиндрах низкого давления турбин высокого давления, разгруженных по острому пару, и/или в паровом приводе компрессора.

### ***3.3. Примеры надстройки паротурбинных электростанций газовыми турбинами***

➤ 1982 год. Молдавская ГРЭС. Надстройка 2-х блоков К-210-130 газотурбинными агрегатами ГТ-35-770 со сбросом газов в энергетические котлы. Блоки работают в переменной части графика с полным отключением газовых турбин на ночь. Через 30 лет работы блоков намечена замена газовых турбин на более современные.

➤ 2006 год. На Казанской ТЭЦ-1 выполнена надстройка старого оборудования двумя отечественными газовыми турбинами НК-37 мощностью по 25 МВт. После парового котла-утилизатора пар с давлением 30 кг/см<sup>2</sup> поступает в общий коллектор (сегодня 30-ти атмосферная 1-я очередь ТЭЦ остановлена и пар поставляется потребителям).

- 2011 год. На Калужской ТЭЦ запущена в работу газовая турбина GE мощностью 30 МВт с паровым котлом-утилизатором. Станция работает по парогазовому циклу.
- 2011 год. На Рязанской ГРЭС запущен в работу парогазовый блок 420 МВт, созданный путем надстройки паровой турбины К-310-240. После отечественной газовой турбины ГТД-110 продукты сгорания попадают в котел-утилизатор (первоначально предназначавшийся для МГД генератора) с выработкой острого пара 240 кг/см<sup>2</sup> и 565С<sup>0</sup> поступающего в общий коллектор с паром от энергетических котлов.
- 2012 год. Ожидается завершение монтажа трех газовых турбин 6FA мощностью по 77МВт, надстраиваемых над существующим оборудованием паротурбинной Новокуйбышевской ТЭЦ, с обеспечением совместного парогазового цикла.

### ***3.4. Выводы и предложения***

1) Паровые энергетические турбины имеют реально длительный эксплуатационный ресурс и на многих ТЭЦ могут использоваться в качестве паровой части парогазовых установок.

2) Надстройка существующих ТЭЦ газовыми турбинами с сохранением энергетических котлов позволяет обеспечить потребность городов в тепле и электроэнергии с минимально достижимыми удельными расходами топлива, в том числе, в периоды пиковых электрических нагрузок. Такой вариант по приведенным затратам обходится существенно дешевле строительства выделенных ПГУ блоков, или пиковых мощностей.

3) Создание подобных маневренных ТЭЦ упростит прохождение ночного минимума электрических нагрузок без выхода из теплофикационного режима и без перевода паровых турбин в горячий резерв.

4) Применение такой схемы для пылеугольных ТЭЦ, позволит достичь высокого электрического КПД станции при относительно небольшом потреблении газа (сетевого, СПГ, от газификации угля).

5) Повышение маневренности ТЭЦ с приоритетом теплофикационного режима позволит отказаться от использования хотя бы части градирен, и даже демонтировать концевые лопатки паровых турбин с исключением вентиляционного пропуска пара.



6) Возможно использование относительно дешевых газовых турбин с высокой температурой уходящих газов без привязки их мощности к конкретной паровой турбине. Возможен также постепенный прирост мощности ТЭЦ, увеличением количества газовых турбин, соответствующий росту потребности в электроэнергии, при отсутствии прироста потребности в тепле.

7) Большую часть отопительной нагрузки ТЭЦ экономичней обеспечивать в паросиловом цикле.

8) Электрическая мощность ТЭЦ, обеспечиваемая в парогазовом цикле, должна, как минимум, соответствовать летней тепловой нагрузке.

9) При отсутствии потребности в дополнительной электрической мощности, для конкретных ТЭЦ потребуется только вывод из эксплуатации излишнего оборудования, а для теплоснабжения районов новой застройки наиболее целесообразным может оказаться даже строительство котельных. Но, в подавляющем большинстве случаев, у существующих ТЭЦ имеется значительный потенциал модернизации и развития.

## **4. Убыточные ТЭЦ**

### ***4.1. Причины убыточности***

Многие ТЭЦ, не смотря на низкие удельные расходы топлива в теплофикационном цикле, оказываются убыточными. Наиболее частые причины следующие.

- Высокие удельные расходы на эксплуатацию и ремонт оборудования ТЭЦ из-за изношенности оборудования и большой численности персонала.
- Низкий КИУМ и несоответствие структуры оборудования подключенной нагрузке.
- Длительное использование оборудования ТЭЦ в «горячем резерве» для обеспечения пиковых электрических нагрузок.
- Работа ТЭЦ в конденсационном режиме.
- Использование, при формировании тарифов на тепло, заниженных удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии от водогрейных котлов, с соответствующим повышением «удельников» на выработку электроэнергии (распространение эффекта теплофикации на часть ТЭЦ, по сути, являющейся котельной).

- Конкуренция ГЭС и АЭС, компенсирующих большую часть затрат из платы за мощность при низких переменных затратах.
- Ночное маржинальное снижение цены на электроэнергию ниже топливных затрат.
- Формирование тарифов на тепло по предельным индексам роста (единожды заниженные тарифы нельзя поднять до уровня среднеотраслевых).
- Несоответствие стоимости топлива принятой в тарифах на тепло, и фактическое отсутствие корректировки в следующий регулируемый период из-за ограничений роста по предельным индексам.
- Утверждение органами местного самоуправления заниженных нормативов потребления тепла и ГВС для населения.
- Влияние трех последних причин только на ТЭЦ, производящих два товара, что снижает их конкурентоспособность.
- Неплатежи.
- Возврат завышенных или ненужных инвестиций.

Реальные причины убыточности конкретной ТЭЦ можно определить, только разделив экономические результаты ее деятельности на три составляющие:

- работу в теплофикационном режиме;
- выработку электроэнергии в конденсационном режиме;
- выработку тепла в режиме котельной.

#### **4.2. Вывод из эксплуатации**

В сегодняшней логике рынка электрической энергии нет проблем с выводом излишней для рынка электрической мощности. За повышение стоимости тепла структуры, управляющие рынком, формально не отвечают. Фактически, сегодня это проблема мэров и губернаторов.

Если в отношении ТЭЦ инициирован процесс вывода из эксплуатации, а быстрый перевод станции в режим котельной нецелесообразен по причинам роста тарифов на тепло, необходимо иметь возможность введения временных прямых розничных договоров с уполномоченной муниципалитетом сбытовой компанией на поставку электрической энергии для социальных нужд.

Дело в том, что стоимость тепла для жителей гораздо более болезненна, чем стоимость электроэнергии, из-за больших потребляемых объемов. Во всяком случае, муниципалитет просчитает реальную выгоду от связанной закупки.

Далее муниципалитет разрабатывает схему теплоснабжения, в которой определяется судьба теплоисточника и, при необходимости, объявляется инвестиционный конкурс на создание нового, либо в разных вариантах привлекаются средства потребителей.

#### **4.3. Повышение эффективности функционирования**

Имеется существенный набор средств для улучшения экономики ТЭЦ.

- Переключение на ТЭЦ нагрузки собственных и муниципальных котельных, включая объединение большей части городской нагрузки ГВС перемычками малых диаметров (снижение удельных расходов топлива на тепло и электроэнергию, повышение КИУМ). Основной выигрыш при загрузке ТЭЦ образуется не на тепловом рынке, а на рынке электроэнергии.
- Формирование выгодных предложений по стоимости пара и горячей воды для предприятий, имеющих собственные производственные котельные, например, по цене топливной составляющей в производстве тепла на их собственных котельных.
- Привлечение, совместно с муниципалитетами, инвесторов для строительства энергоемких объектов (производства, использующие пар, холодильники с абсорбционными машинами, производства с процессами сушки), в первую очередь для увеличения потребности в тепле в летний период.
- Перевод ТЭЦ на работу по тепловому графику, вплоть до снятия лопаток в ЦНД паровых турбин и ликвидации градирен (исключение убыточных режимов работы оборудования).
- Снижение температурного графика теплосети. Переход на количественное регулирование.
- Вывод из эксплуатации или консервация излишнего худшего энергетического оборудования, в том числе и задействованного в теплофикационных режимах, но используемого менее 1000-2000 часов в год, с компенсацией тепловых пиков пиковыми котлами или котельными, переведенными в пиковый режим (существенное снижение затрат на эксплуатацию незагруженного оборудования).

- Надстройка ТЭЦ газовыми турбинами (снижение удельных расходов топлива, существенное повышение прибыльности летних режимов, дополнительные доходы от продажи электроэнергии и участия в покрытии пиков потребления).
- Внедрение комплекса мер по повышению собираемости платежей потребителей.
- Создание системы мотивации персонала к снижению издержек.

#### ***4.4. Восстановление ресурса существующего оборудования ТЭЦ***

В последние годы кардинально изменилась ситуация с обеспечением запасными частями для всего основного оборудования ТЭЦ. Современные многокоординатные станки позволяют по образцу изготовить любые лопатки. Предлагаются узлы гидравлической автоматики и других сложных устройств.

Учитывая, что продление ресурса обходится существенно дешевле, чем строительство замещающей мощности, такой вариант окажется предпочтительным для многих старых ТЭЦ, увеличение мощности которых нецелесообразно по общесистемным потребностям.

При модернизации необходимо решать задачу максимальной автоматизации техпроцессов, так как большое количество персонала обычно определяет высокие условно постоянные затраты.

В отличие от ГРЭС, работающих на низких параметрах пара, аналогичные ТЭЦ могут быть вполне конкурентоспособными при работе по тепловому графику.

#### ***4.5. Тепловые сети***

На экономику ТЭЦ существенное влияние оказывает состояние теплосетевой инфраструктуры. Даже если теплоснабжающее предприятие, обслуживающее тепловые сети, не аффилировано с владельцами ТЭЦ, общей, как минимум, является проблема неплатежей. Только через развитие сетей можно обеспечить переменные режимы, позволяющие обеспечить совместную работу ТЭЦ и котельных, использовать аккумулирующую способность сетей и т.д.

В структуре коммунальных платежей населения около 56% составляют платежи за тепловую энергию (38% – за отопление помещений и 18% – за горячее водоснабжение). Соответственно рост тарифов в этой области имеет серьезные социальные ограничения.

Тепловые сети большинства российских городов необходимо серьезно модернизировать и, при этом не просто восстановить ресурс, а создать системы теплоснабжения качественно другого уровня. Проблема только в высокой стоимости этих обновлений и сложности достижения принципиально новой конфигурации сетей путем небольших постепенных обновлений, без масштабной реконструкции. Идеология закона «О теплоснабжении» и подзаконных актов направлена на преодоление ситуации тарифного стимулирования роста затрат:

- ✓ рост тарифов и издержек будет ограничиваться;
- ✓ планируется постепенный отказ от типа тарифов «затраты +»
- ✓ тарифы корректируются в соответствии с достигнутым уровнем надежности;
- ✓ инвестиционные программы должны соответствовать схемам теплоснабжения;
- ✓ выполнение инвестпрограмм должно подтверждаться улучшением показателей деятельности;
- ✓ вводится комплекс мер стимулирования когенерации;
- ✓ при массовой установке приборов учета выявятся фактические потери в сетях;
- ✓ стимулируется энергосбережение у потребителей;
- ✓ на вновь построенные сети вводится 10 летняя гарантия и т.д.

Для обеспечения собственного выживания, теплоснабжающим организациям придется заниматься обновлением сетей, используя для этого не только привычный путь тарифного регулирования, но и другие методы:

- ✓ снижение собственных издержек за счет автоматизации, уменьшения аварийных служб (предотвращение вместо быстрого реагирования);
- ✓ оптимизация использования платы за подключение;
- ✓ улучшение гидравлических режимов вместо увеличения диаметров трубопроводов;
- ✓ оптимизация температурных графиков;
- ✓ разделение и отслеживание в непрерывном режиме технологических и коммерческих потерь, создание стимулов для персонала к их снижению;
- ✓ учет снижения удельных затрат на выработку электроэнергии ТЭЦ при подключении нагрузки котельных;

- ✓ повышение ресурса существующих сетей;
- ✓ снижение связанных бюджетных затрат;
- ✓ рост капитализации.

Но у большинства энергоснабжающих организаций нет опыта разработки таких проектов. Технари не владеют экономикой, а экономисты в службах развития мыслят категориями финансовых потоков, не понимая влияния на них технологических изменений. При кажущейся простоте, реальные проекты оказываются многовариантными как в технических, так и в связанных с ними экономических решениях:

- ✓ нарушение температурных графиков и режимов теплоснабжения приходится компенсировать увеличением диаметров с соответствующим увеличением затрат на сетевое строительство;
- ✓ режимные сетевые ограничения приводят к необходимости функционирования излишнего количества энергоисточников;
- ✓ низкое качество прокладки сетей (особенно в ППУ изоляции) приводит к недостижению заявленного эффекта по сроку службы и величине потерь;
- ✓ нарушение водно-химического режима провоцирует внутреннюю коррозию и отложения в элементах системы, приводя к значительным затратам на преодоление последствий;
- ✓ энергосбережение у потребителей снижает подключенную нагрузку быстрее ее прироста за счет нового строительства;
- ✓ неоптимальная загрузка источников и ограничения по подключению новых потребителей повышают совокупные затраты;
- ✓ невыполнение работ по сохранению и восстановлению ресурса разрушительно увеличивает затраты на вынужденную замену.

Сложен проект и в реализации, так как улучшения необходимо осуществлять сразу по всем направлениям, иначе существенного эффекта по снижению издержек достичь не удастся.

Подавляющая часть руководящего персонала мыслит на уровне неизбежности весьма ограниченного срока службы сетей и под вывеской экономии средств, практически полностью отказывается от профилактических мер продления их ресурса. В то же время, по России достаточно примеров весьма быстрого улучшения

состояния тепловых сетей без огромных затрат. Процедура разработки таких проектов весьма подробно формализована.

#### **4.6. Выводы и предложения**

1) Любую убыточную ТЭЦ можно рассматривать как лучшее место для размещения новой станции с набором оборудования соответствующим нагрузке.

2) При развитии замещающих ТЭЦ закрытие проблемных должно предусматриваться схемами теплоснабжения.

3) При избыточном предложении в регионе дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС, решение о необходимости ликвидации убыточных ТЭЦ должно рассматриваться и в территориальных схемах электроснабжения.

4) Необходимо составить реестр проблемных ТЭЦ и разработать для каждой программу реабилитации с использованием типовых решений, апробированных в других городах.

5) На ТЭЦ, не прошедшие КОМ, необходимо распространить правила для станций мощностью до 25 МВт, не участвующих в оптовом рынке. По абсолютно конкурентной процедуре потребитель сможет выбрать для себя лучшее ценовое предложение. Проблема только в том, что на прямые договоры захотят перейти большинство владельцев ТЭЦ. Но, может, это и не плохо.

6) Учитывая, что отказ от теплофикации повысит стоимость теплоснабжения, необходимо ввести нижнюю границу рыночной стоимости электроэнергии, производимой в теплофикационном цикле, на уровне топливной составляющей.

7) Так как ввести государственное регулирование цен на твердое и жидкое топливо не реально, а государственное регулирование тарифов на тепло сохранится на всю обозримую перспективу, имеет смысл ввести государственные закупки такого топлива для нужд теплоснабжения (по типу закупок для госрезерва), синхронизированные по времени с утверждением тарифов. Такой механизм будет также способствовать снижению цен на топливо за счет объема закупок и ликвидации коррупционной составляющей.

## 5. Конкурентный отбор мощности (КОМ)

В результате реализации условий ДПМ, на рынке впервые за несколько десятков лет появилась излишняя электрическая мощность (не оправдался прогноз по приросту потребности в ней). Соответственно, появилась уникальная возможность закрыть самые не востребуемые мощности.

Всё или часть оборудования примерно 40 ТЭЦ не прошли конкурентный отбор мощности на 2012 год. С 1 июля некоторые из них получают статус «вынужденной генерации» на срок до двух лет, остальные должны вывести оборудование из эксплуатации, либо работать без оплаты мощности.

*Пример – Камышинская ТЭЦ в Волгоградской области (ОАО «Лукойл»). Электрическая мощность 72 МВт и тепловая 678 Гкал/ч, в том числе по теплофикационному циклу 148 Гкал/ч. Поскольку в этом районе нет проблем с электрической мощностью, станция работает только по тепловому графику, что предопределяет ее вполне приличные показатели энергоэффективности – 309 г/кВт·ч и 133 кг/Гкал, не смотря на низкие параметры пара (90 атм) и работу летом в режиме котельной.*

*По оборудованию станции нет ни одного предписания надзорных органов о замене хотя бы одного серьезного элемента или устройства. Установка дополнительного пароводяного бойлера позволила обеспечивать все тепло-снабжение от отборов турбин с консервацией водогрейных котлов.*

*В 2011 году совместно с городом проведены работы по улучшению функционирования системы теплоснабжения. Осталась всего одна проблема, прорабатываемая сейчас – улучшение структуры оборудования для повышения экономичности в летнем режиме.*

*Станция удачно подходит для города по электрической мощности, не превышая на всех режимах потребности в ней. В то же время при повреждении обеих питающих ЛЭП, она несколько раз спасала город, в том числе в зимний период.*

*Рыночная цена на электроэнергию подавляющую часть времени превышает себестоимость ее производства. В 2011 году рентабельность составила 18%. ТЭЦ не прошла отбор по критериям КОМ на 2012 год. Перевод ее в режим котельной приведет к росту себестоимости тепла примерно на 35%.*



С точки зрения электроэнергетики, ТЭЦ закрывать проще всего – мощности относительно небольшие и весьма старые, но по результатам отбора проявилось несколько проблем:

- ТЭЦ, которым, скорее всего, будет присвоен статус «вынужденной генерации», минимум до июля месяца будут работать без оплаты мощности, соответственно, не будут обеспечены достаточными средствами для проведения ремонтной компании.

Содержание этих мощностей за счет других электростанций для большинства компаний проблематично. Например, в ТГК-14 КОМ не прошли все электростанции, а прекращение теплоснабжения Читы и Улан-Удэ недопустимо (в Улан-Удэ и так каждый год проблемы с надежностью энергоснабжения).

- Перевод ТЭЦ, не получивших статус «вынужденной генерации», в режим работы котельной, приводит к существенному росту себестоимости теплоснабжения. В условиях сдерживания роста тарифов, деятельность по теплоснабжению становится убыточной.

В соответствии со 190-ФЗ «О теплоснабжении» муниципалитет может задержать на 3 года вывод котельной из эксплуатации, но одновременно должен компенсировать убытки теплоснабжающей организации. Следует ожидать, что муниципальные и региональные органы власти обратятся в Правительство РФ за финансовой помощью, так как решения о выводе оборудования ТЭЦ принимались на федеральном уровне.

- Отклонение заявки ТЭЦ из-за высокой заявляемой стоимости мощности, при всей вроде бы логичности такого решения, может увеличивать цену для потребителей, так как уменьшится предложение дешевой электроэнергии на текущем суточном рынке.
- Вывод «по возрасту» оборудования, работающего в теплофикационном цикле, без его замещения новым приведет к увеличению конденсационной выработки и, соответственно, общему увеличению потребления топлива в стране.

Надо понимать, что временное прекращение функционирования ТЭЦ не реально:

- ✓ уволятся квалифицированные специалисты;
- ✓ новое оборудование быстро не появится, так как проектных заделов нет, а ввод новой мощности по ДПМ превышает прирост потребности;

- ✓ администрации потратятся на новые котельные, и не будут способствовать их закрытию.

То есть, введя конкурентный отбор мощности на один год, мы закрываем ТЭЦ на многие годы или навсегда.

Нельзя решать долговременные задачи исходя из текущей ситуации на одном из взаимосвязанных энергетических рынков. Законодательно определено, что даже в масштабах одного города энергетическое развитие должно прорабатываться в многовариантных схемах энергоснабжения.

**С введением условий КОМ, позволяющих вообще не оплачивать мощность, мы фактически заменили энергетическое планирование конкурсом текущего предложения цены на электрическую мощность, без учета рисков роста цены электроэнергии на оптовом рынке и тарифов на тепловую энергию.**

Если паротурбинная ТЭЦ имеет возраст в 55 лет, но:

- ✓ ресурс ее основного оборудования без проблем продляется каждые 4 года;
- ✓ удельные затраты топлива такие же, как на самой современной ПГУ ТЭЦ и лучше чем у ПГУ ГРЭС;
- ✓ затраты на модернизацию существенно ниже строительства новой мощности, а сетевая инфраструктура уже имеется;

то возникает естественный вопрос, зачем вместо ее модернизации строить новые мощности, не работающие в теплофикационном цикле.

Сегодня многие ТЭЦ имеют проблемы, транслируемые с рынка тепловой энергии, но если ТЭЦ закрыть, то проблемы останутся и даже усилятся, а на рынке электрической энергии от такого отмежевания лучше не станет.

### ***Выводы и предложения***

1) В стране достаточно и успешных и отрицательных примеров функционирования ТЭЦ. Для каждой из них по апробированным методикам можно проработать варианты развития в сравнении со строительством мощностей на замещающих ГРЭС. Часть ТЭЦ действительно надо закрывать, но в плановом порядке.

2) КОМ нужен больше для пиковой мощности. Так как пиковым электростанциям сегодня невозможно обеспечить безубыточную деятельность, все хотят рабо-

тать в базе. Имеет смысл трансформировать КОМ для разных типов мощности (базовая, полубазовая, пиковая).

3) К техническим ограничениям лучше отнести фактическое состояние оборудования и удельные расходы топлива. Задача КОМ вывести с рынка «покойников» по сути, а не по паспорту.

4) Условия участия ТЭЦ должны иметь принципиальные отличия от условий для конденсационных электростанций, так как даже при более высокой стоимости мощности для ТЭЦ рынок суммарно выигрывает от низкого ценового предложения на РСВ (условия ценопринимания).

5) Многие ТЭЦ можно ограничивать не по конкретному оборудованию, а по максимальной величине выдаваемой электрической мощности, соответствующей полубазовой величине тепловой нагрузки (когда ТЭЦ как пиковый источник не нужна).

6) Надо также определиться с условиями функционирования станций с мощностью до 25 МВт, они не должны принципиально отличаться от крупных и средних ТЭЦ в части возможности заключения прямых договоров.

Предлагаемые сегодня модели реформирования рынка электрической энергии в значительной мере основаны на прямых договорах. В последнее время многие владельцы объектов генерации, одновременно являющиеся крупными потребителями, смогли перейти на прямую поставку электроэнергии от них.

Если конкретную ТЭЦ через КОМ вывели с оптового рынка, нельзя запрещать ей продавать выпускаемые товары помимо оптового рынка. Потребители понятны, цена конкурентная, вопрос в стоимости передачи по городским электрическим сетям и резервирования от внешних сетей.

## **6. Планирование развития**

Действующими нормативными документами предусматривается разработка весьма большого количества документов территориального энергетического планирования:

- ✓ Генеральная схема размещения объектов генерации,
- ✓ Топливо-энергетические балансы территорий и поселений,
- ✓ Территориальные схемы электроснабжения,

- ✓ Градостроительные планы с разделом по энергетике,
- ✓ Схемы теплоснабжения,
- ✓ Схемы газоснабжения,
- ✓ Программы комплексного развития инженерной инфраструктуры,
- ✓ Разного рода программы энергетического развития региона, стратегии, концепции энергетической безопасности и т.д.

Все эти документы плохо увязаны между собой, но если бы это удалось, стало бы еще хуже. Громадье планов энергетического строительства не способен выдержать никакой тариф.

Какой из документов главнее – непонятно, и объект генерации, возникший случайно в одном из них, начинает переключиваться во все остальные, так как никто не возьмет на себя ответственности по его исключению при отсутствии формализованной процедуры и критериев. В реальности, корректировка энергетических планов происходит постфактум, по причине их неисполнения.

Ни муниципалитеты, ни регионы, самостоятельно сиквестировать планы не будут (а вдруг выкинешь что-то не то, и придется отвечать). Необходима структура, отвечающая за комплексную оптимизацию энергетического развития. Если муниципалитет будет нести ответственность за недогрузку оборудования, построенного под фантастические планы нового строительства (например, через процедуру страхования инвестиционных рисков), то планы эти моментально уменьшатся в разы.

Необходимо также определить источник финансирования для разработки методологии оптимизации и выполнение самих оптимизационных расчетов (желательно объем финансирования увязать с полученным эффектом сокращения затрат). Оптимизация планов ввода энергетических мощностей должна происходить через сравнение вариантов:

- ✓ строительства федеральных электростанций и электрических сетей,
- ✓ строительства/реконструкции ТЭЦ общего пользования,
- ✓ модернизации и продления ресурса существующего генерирующего оборудования,
- ✓ создания локальных систем из нескольких энергоисточников малой и средней мощности,

- ✓ экономического стимулирования строительства промышленных ТЭЦ,
- ✓ строительства пиковой генерации в центрах нагрузок,
- ✓ управления суточными графиками электрической мощности,
- ✓ снижение влияния погодного фактора на величину пикового потребления за счет улучшения режимов теплоснабжения и применения теплонакопителей (перевод нагрузки электроотопления в ночь),
- ✓ стимулирования энергосбережения у потребителей, участвующих в формировании пиковой нагрузки,
- ✓ создания рынка высвобождаемой мощности.

### ***Предложения***

- 1) Обеспечить конкуренцию проектов с разными вариантами обеспечения мощностью.
- 2) Провести многофакторный анализ каждого крупного узла энергопотребления (примерно 100 на всю страну) на предмет комплексной оптимизации на принципах минимума совокупных затрат и корректировки инвестиционных планов.
- 3) Ввести преференции для источников, производящих электроэнергию в центре нагрузок в теплофикационном цикле, включая приоритетность учета в Генеральной схеме размещения объектов генерации.
- 4) Разработать и утвердить объективные критерии вывода оборудования ТЭЦ из эксплуатации.
- 5) Принять требования к инвестиционным программам развития систем теплоснабжения не только в части конечных результатов их реализации, но и к методологии их разработки.
- 6) Определить меры ответственности муниципальных образований за неэффективные инвестиции из-за недостоверности прогнозов прироста нагрузок.

Генеральный директор

ОАО «ВНИПИэнергопром»

26.03.2012.

В.Г.Семенов