

**Основные составляющие Концепции
оптимизации системы энергоснабжения территорий
(электроснабжение и теплоснабжение)
на базе строительства объектов малой и средней энергетики**

**Блок 1. Государственная политика в сфере развития
малой и средней генерации**

Развитие малой и средней генерации является элементом государственной политики, основанной на следующих нормативных и правовых актах Российской Федерации:

- Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением правительства РФ от 13 ноября 2009 года №1715-р;
- концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года, утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р;
- федерального закона от 26.03.2003 года №35-ФЗ (редакция от 30.12.2012 года) «Об электроэнергетике»;
- федерального закона от 27.07.2010 года №190-ФЗ (редакция от 30.12.2012 года) «О теплоснабжении» (с изм. и доп., вступающими в силу с 01.01.2013 года);
- федерального закона от 23.11.2009 года №261-ФЗ (ред. от 25.12.2012 года) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изм. и доп., вступающими в силу с 01.01.2013 года);
- постановления Правительства РФ от 22.02.2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- постановления Правительства РФ от 31.12.2009 года №1221 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов, на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд»;
- приказа Минрегиона РФ от 06.05.2011 года №204 «О разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований»;
- Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 13.08.2012 №387
- прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (разработан Минэкономразвития России от 30.01.2013 года.

Основные требования Российского законодательства в электроэнергетике с учетом развития комбинированного производства тепловой и электрической энергии

1. В сфере развития производства электрической и тепловой энергии:

- сбалансированное развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней оптимальной, экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов с целью надежного обеспечения потребителей страны электроэнергией и теплом;
- обеспечение существенного роста инвестиций в электроэнергетику для масштабного ввода новых энергетических мощностей и замены устаревшего оборудования (замена паросиловых ТЭЦ на ПГУ-ТЭЦ);
- изменение структуры спроса на электроэнергию и существенное повышение эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии, что может компенсировать до 70 - 75 процентов прироста энергетических потребностей;
- осуществление реконструкции, модернизации и развития действующих систем централизованного теплоснабжения с целью максимально возможного использования комбинированного производства электрической и тепловой энергии;
- широкое развитие распределенной генерации;
- минимизация потерь в электрических и тепловых сетях, а также уменьшение удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла за счет внедрения передовых технологий и современного высокоэкономичного оборудования;
- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- разработка и предпочтительное использование для теплоснабжения эффективных парогазовых (газопаровых) технологий с впрыском пара, обеспечение совершенствования технологий в области теплоснабжения и теплофикации, снижение себестоимости производства тепловой энергии за счет внедрения газотурбинных, парогазовых, газопоршневых и газовинтовых ТЭЦ различной мощности с вытеснением действующих газовых котельных в зону пиковых тепловых нагрузок.

К первоочередным требованиям энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд:

в) для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии, мощностью более 5 гигакалорий в час - обеспечение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Указанное требование применяется также при размещении заказов на выполнение работ по разработке проектных

решений по реконструкции действующих объектов по производству тепловой энергии и по их реализации;

г) для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии (за исключением объектов по производству тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, мощностью менее 5 гигакалорий в час) - обеспечение коэффициента полезного использования энергии не менее 85 процентов при нормальном режиме работы (под коэффициентом полезного использования энергии понимается отношение энергии произведенного тепла к энергии потраченного топлива);

д) для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии - обеспечение суммарного коэффициента полезного использования энергии не менее 70 процентов в когенерационном цикле при нормальном режиме работы (под суммарным коэффициентом полезного использования энергии понимается суммарное отношение тепловой и электрической энергии к энергии потраченного топлива).

2. В сфере экологии:

- осуществление поэтапного сокращения уровней воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики за счет внедрения наилучших экологически безопасных мировых технологий при строительстве новых и реконструкции существующих предприятий электроэнергетики.

3. В сфере разработки и промышленного производства энергетического оборудования:

- создание и широкое внедрение комплекса технологического оборудования на модульной основе для нового строительства и перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационную основу.

Международный опыт комбинированного производства электрической и тепловой энергии

Россия существенно отстает от развитых стран в доле когенерации при производстве тепла – 33%, так в США – 80%, Великобритания – 80%, Германия- 50 %.

Во многих странах это направление электроэнергетики является элементом государственной энергетической политики и имеет различные формы государственной поддержки. Большая часть территории России находится в Северных широтах с низкими температурами наружного воздуха и значительными тепловыми нагрузками. Следовательно эта тема для России еще более актуальная.

Выводы:

1. Государственная политика РФ ставит задачи строительства ТЭЦ малой и средней мощности.

2. Международный опыт также призывает развивать это направление деятельности.

Однако инвесторам этого недостаточно, мировая и российская экономика находится на непростом этапе: с 2008 года продолжается экономический кризис. Поэтому важно понимать насколько инвестиционная привлекательность строительства ТЭЦ малой и средней мощности сохранилась в условиях кризиса. Этому вопросу посвящен следующий раздел.

Инвестиционная привлекательность проектов по строительству ТЭЦ малой и средней мощности в период экономического кризиса

Характерная черта данного этапа кризиса - проблемы с кредитованием: банки опасаются кредитовать по причине больших рисков и падение процентных ставок кредитных организаций по причине дефицита инвестиционно-привлекательных проектов.

На первом этапе экономического кризиса центробанки ведущих стран мира проводили комплексную «терапию» экономик своих стран, на основе разработанных программ и планов мероприятий по стимулированию своих экономик, в том числе снижали процентные ставки, что и произошло в основном в период сентября 2008 года по май 2009 года.

В целом мировая экономика с 2008 года находится в стадии рецессии. Самый важный индикатор состояния экономики ставки рефинансирования многих ведущих экономик мира находятся на минимуме с 2009 года, то есть оживления на рынке инвестиций не наблюдается.

График динамики процентных ставок ФРС, ЕЦБ, банка Англии с 2000 по 2010 год приведен на рис 1. **30 января 2013 года ФРС США очередной раз сохранил диапазон процентной ставка 0%- 0,25% годовых, ЕЦБ также поэтапно снижал ставку рефинансирования, и 5 июля 2012 года она достигла величины 0,75% годовых. В марте 2009 года Банком Англии базовая учетная ставка была снижена до уровня в 0,5% и такой сохраняется до настоящего времени.**

Следовательно, также на минимуме находятся фиксированные рекомендуемые для стран OECD ставки CIRRs (данные 8 января 2013 года): по EUR при сроке кредитования от пяти до 8,5 лет -1,61% годовых, более 8,5 лет – 2,11% годовых; по US Dollar при сроке кредитования от пяти до 8,5 лет -1,70% годовых, более 8,5 лет – 2,13% годовых.

Ставка EURIBOR (двенадцатимесячная) - 0,621% (5 февраля 2013 года), то есть спрос на инвестиции находится на минимальном значении.

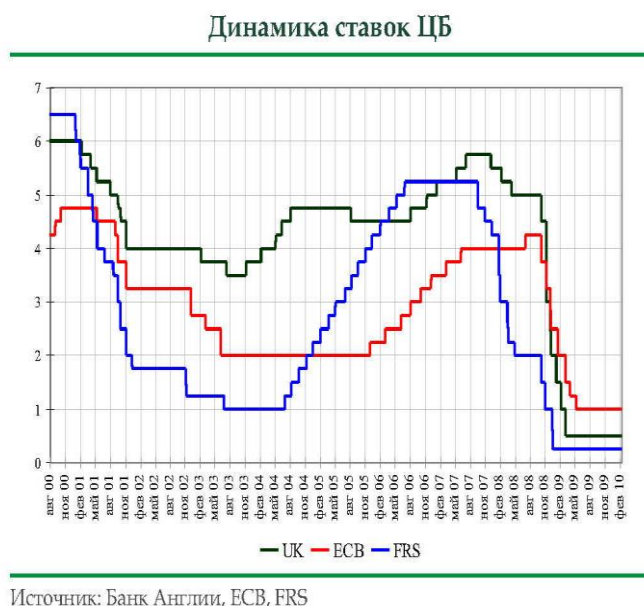


Рис. 1. График динамики процентных ставок ФРС, ЕЦБ и банка Англии в период с 1982 года по 2010 год

Ведущие экономисты и предприниматели мира ищут пути выхода из затянувшегося кризиса. Среди катализаторов начала подъема экономики необходимо отметить особую роль инфраструктурных проектов, к которым относится строительство ТЭЦ.

В период динамичного экономического роста инвестиционная привлекательность инфраструктурных проектов невысока, поскольку имеется значительное количество проектов с более высокими показателями и меньшим периодом окупаемости, да и ставки рефинансирования высокие, вследствие увеличения спроса на инвестиции.

Однако в период экономического спада и падения объемов потребления многие из этих проектов теряют инвестиционную привлекательность, а инфраструктурные проекты, наоборот, в том числе за счет снижения ставок рефинансирования, улучшают свои параметры.

Это время – идеальное для финансирования крупных инфраструктурных проектов, которые связаны с монопольными видами деятельности в России:

- цены (тарифы) на услуги регулируются государственными органами, а прецедентов снижения тарифов в Российской практике не было;
- объемы производства существенно не меняются.

К этим проектам относится и строительство ТЭЦ малой и средней мощности.

В отличие от других инвестиционных проектов: строительство жилья, логистических комплексов, торгово-развлекательного комплексов, объектов промышленности, где существует жесткая конкуренция, а объемы потребностей в данной продукции и услугах зависят от состояния экономики и благосостояния населения, **строительство ТЭЦ малой и средней мощности в ряду инфраструктурных проектов занимает особую нишу:**

1. Объемы производства и потребления тепловой энергии в населенном пункте в основном зависят от погодных условий.

2. Во всех населенных пунктах, где предлагается строительство ТЭЦ малой или средней мощности, изношенные тепловые сети и котельные т.е. что то строить нужно в любом случае. Альтернативой строительства ТЭЦ является строительство котельных с реконструкций тепловых сетей.

Вывод:

Качественно, можно констатировать, что инвестиционная привлекательность проектов по строительству ТЭЦ малой и средней мощности в Российской Федерации в данный период времени увеличилась за счет снижения кредитных ставок и сохранения объемов потребления тепловой и электрической энергии.

Это, конечно, обобщенный вывод, а для каждого проекта необходим свой бизнес-план, который количественно оценит основные показатели проекта.

Но тогда возникают другие вопросы:

1. Все-таки какие ТЭЦ необходимо строить? По вышеприведенной классификации еще имеются ТЭЦ большой мощности. Чем одни лучше других, и в каких случаях?

2. Почему традиционные котельные, массово применяемые в настоящее время должны уйти в прошлое. Ведь еще совсем недавно гордились тем, что старые угольные котельные с низким кпд, тяжелым ручным трудом были заменены на новые высокоэкономичные автоматизированные котельные, в основном на газовом виде топлива.

Ответам на эти вопросы посвящены два следующих блока.

Блок 2. Сравнительный анализ ТЭЦ различной мощности, как объектов инвестиций

Показатель (кластеры критериев, критерии)	ТЭЦ большой мощности	ТЭЦ малой и средней мощности
1. Цели строительства ТЭЦ	Цель строительства - обеспечение потребностей в электрической энергии регионов РФ в интересах социально-экономического развития РФ в составе единой энергосистемы страны, повышение надежности и эффективности функционирования единой энергосистемы страны.	Цель строительства: обеспечение потребностей в электрической и тепловой энергии территорий и промышленных предприятий, повышение надежности, качества и эффективности функционирования данной системы энергоснабжения на основе: - оптимизации структуры генерирующих мощностей и системы энергоснабжения в целом, - снижения затрат на производство электрической и тепловой энергии, повышения энергетической эффективности (энергосбережение) при производстве, транспорте и потреблении топливно-энергетических ресурсов и, прежде всего, минимизация потерь в электрических и тепловых сетях с учетом Генпланов поселений (городских округов), Схем территориального планирования районов, Генеральных схем энергоснабжения и Схем теплоснабжения территорий и принятия оптимальных технических решений.
2. Обоснование выбора основных параметров ТЭЦ	Основные параметры ТЭЦ обосновываются Генеральной схемой размещения объектов электро-энергетики Российской Федерации, Схемами и программами развития ЕЭС России на очередной период. Как следствие, производство и выдача электрической энергии является основным видом деятельности и осуществляется в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть.	Основные параметры ТЭЦ обосновываются потребностями в электрической и тепловой энергии промышленного предприятия или территории (поселения, района, региона) на основе Генерального плана поселения, Схемы территориального планирования территории, Генеральной Схемы энергоснабжения и Схемы теплоснабжения территории.

	Выбор электрической мощности, типа станции и состав оборудования определяется потребностями в энергоснабжении в соответствии Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики РФ, договорами на поставку мощности. Тепловые нагрузки потребителей, как правило, вторичны и не определяют электрическую мощность станции, поэтому соотношение тепловой и электрической мощности неоптимальное. С учетом современных технологий тип станции – парогазовая ТЭЦ, как правило, с неоптимальной теплофикацией. Большое количество тепла выбрасывается в атмосферу через систему охлаждения конденсаторов. Как правило, отсутствует общая оптимизация Генеральной схемы энергоснабжения и схемы теплоснабжения территории. При этом возможно наличие в схеме теплоснабжения территории – значительной мощности котельных, работающих в базе.	Выбор электрической и тепловой мощности, типа станции и состав оборудования определяется на основе оптимизации схем теплоснабжения и электроснабжения, тепловых и электрических нагрузок, оптимальных соотношений тепловых и электрических мощностей ТЭЦ, с целью уменьшения удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла, минимизация потерь в электрических и тепловых сетях, наличия высокого КИУМ, повышения энергетической эффективности в целом, снижения затрат на производство и транспорт электрической и тепловой энергии, повышение надежности электро и теплоснабжения. С учетом современных технологий тип ТЭЦ средней мощности – парогазовая ТЭЦ с оптимальной теплофикацией, имеющая возможность работы в теплофикационном режиме или теплофикационная газотурбинная ТЭЦ. С учетом современных технологий набор вариантов ТЭЦ малой мощности значителен: газотурбинные, парогазовые, газопоршневые ТЭЦ, ТЭЦ на местных видах топлива и т.д. Для полного обеспечения потребностей в тепловой энергии часть существующих котельных переводится в пиковые режимы работы.
3. Энергетическая эффективность	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии тепловыми электростанциями ЕЭС России по отчетным данным 2007-2010 годов составляет около 333-334,3 гут/кВтч, что соответствует усредненному кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии 37%. Удельный расход условного топлива ПГУ-ТЭЦ в 2010 году – 237,5 гут/кВтч, при удельном расходе условного топлива на выработку тепловой энергии = 137,4 кг ут/Гкал Традиционные паросиловые энергоблоки большой мощности исчерпали свои технологические возможности: с	

	промперегревом пара и давлением пара 240 кгс/см² имеют среднегодовой удельный расход топлива на выработку электрической энергии около 280 гут/кВтч, что больше, чем удельный расход топлива на ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности. Далее повышать параметры пара технологически сложно. Вывод: строительство паросиловых энергоблоков во многих случаях нерационально, на смену паросиловым энергоблокам приходят современные парогазовые технологии (ПГУ-ТЭЦ большой мощности).		
	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="423 395 1211 1409"> ПГУ-ТЭЦ большой мощности с промежуточным перегревом пара и высокими параметрами пара имеют потенциальное преимущество, и соответственно более низкий удельный расход топлива на производство электрической энергии и более высокий показатель удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления, чем блоки средней и малой мощности. КПД таких блоков по выработке электрической энергии в конденсационном режиме 52-60%. Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика нагрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 65-75%, при максимальном значении до 85%. Значительная часть тепловой энергии ТЭЦ уходит через систему охлаждения конденсатора, так ПГУ-ТЭЦ, работая в конденсационном режиме, сбрасывает через конденсатор более 25% тепловой энергии. Достаточно часто система теплоснабжения крупного населенного пункта имеет слабые связи с ТЭЦ и параллельно с ТЭЦ в этом населенном пункте имеются котельные, работающие в базовых режимах. При этом ТЭЦ большой мощности не будет обеспечиваться максимально возможная высокая электрическая и </td><td data-bbox="1211 395 2051 1409"> Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности составляет в конденсационном режиме около 250 гут/кВтч, в теплофикационном – около 200-220 гут/кВтч, соответствует кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии 48-54%. Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика нагрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 70-80%, при максимальном значении до 85%, что связано с более высокой тепловой и электрической загрузкой. ТЭЦ, работая в теплофикационном режиме, имеет существенно меньше потери тепловой энергии через конденсатор. Существующие котельные при необходимости переводятся в пиковые режимы работы, уменьшается объем котельного оборудования и затраты на его текущую эксплуатацию и ремонт. Для ТЭЦ малой и средней мощности в связи с оптимальных выбором мощности обеспечивается высокая электрическая и тепловая нагрузка. Территориально ТЭЦ малой и средней мощности размещена в непосредственной близости от потребителей в центре нагрузок. </td></tr> </table>	ПГУ-ТЭЦ большой мощности с промежуточным перегревом пара и высокими параметрами пара имеют потенциальное преимущество, и соответственно более низкий удельный расход топлива на производство электрической энергии и более высокий показатель удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления, чем блоки средней и малой мощности. КПД таких блоков по выработке электрической энергии в конденсационном режиме 52-60%. Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика нагрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 65-75%, при максимальном значении до 85%. Значительная часть тепловой энергии ТЭЦ уходит через систему охлаждения конденсатора, так ПГУ-ТЭЦ, работая в конденсационном режиме, сбрасывает через конденсатор более 25% тепловой энергии. Достаточно часто система теплоснабжения крупного населенного пункта имеет слабые связи с ТЭЦ и параллельно с ТЭЦ в этом населенном пункте имеются котельные, работающие в базовых режимах. При этом ТЭЦ большой мощности не будет обеспечиваться максимально возможная высокая электрическая и	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности составляет в конденсационном режиме около 250 гут/кВтч, в теплофикационном – около 200-220 гут/кВтч, соответствует кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии 48-54%. Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика нагрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 70-80%, при максимальном значении до 85%, что связано с более высокой тепловой и электрической загрузкой. ТЭЦ, работая в теплофикационном режиме, имеет существенно меньше потери тепловой энергии через конденсатор. Существующие котельные при необходимости переводятся в пиковые режимы работы, уменьшается объем котельного оборудования и затраты на его текущую эксплуатацию и ремонт. Для ТЭЦ малой и средней мощности в связи с оптимальных выбором мощности обеспечивается высокая электрическая и тепловая нагрузка. Территориально ТЭЦ малой и средней мощности размещена в непосредственной близости от потребителей в центре нагрузок.
ПГУ-ТЭЦ большой мощности с промежуточным перегревом пара и высокими параметрами пара имеют потенциальное преимущество, и соответственно более низкий удельный расход топлива на производство электрической энергии и более высокий показатель удельной выработки электроэнергии на базе теплового потребления, чем блоки средней и малой мощности. КПД таких блоков по выработке электрической энергии в конденсационном режиме 52-60%. Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика нагрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 65-75%, при максимальном значении до 85%. Значительная часть тепловой энергии ТЭЦ уходит через систему охлаждения конденсатора, так ПГУ-ТЭЦ, работая в конденсационном режиме, сбрасывает через конденсатор более 25% тепловой энергии. Достаточно часто система теплоснабжения крупного населенного пункта имеет слабые связи с ТЭЦ и параллельно с ТЭЦ в этом населенном пункте имеются котельные, работающие в базовых режимах. При этом ТЭЦ большой мощности не будет обеспечиваться максимально возможная высокая электрическая и	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности составляет в конденсационном режиме около 250 гут/кВтч, в теплофикационном – около 200-220 гут/кВтч, соответствует кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии 48-54%. Усредненный годовой коэффициент использования топлива зависит от графика нагрузки ПГУ-ТЭЦ по тепловой и электрической энергии и составляет величину 70-80%, при максимальном значении до 85%, что связано с более высокой тепловой и электрической загрузкой. ТЭЦ, работая в теплофикационном режиме, имеет существенно меньше потери тепловой энергии через конденсатор. Существующие котельные при необходимости переводятся в пиковые режимы работы, уменьшается объем котельного оборудования и затраты на его текущую эксплуатацию и ремонт. Для ТЭЦ малой и средней мощности в связи с оптимальных выбором мощности обеспечивается высокая электрическая и тепловая нагрузка. Территориально ТЭЦ малой и средней мощности размещена в непосредственной близости от потребителей в центре нагрузок.		

	тепловая нагрузка. По существующим правилам функционирования торговой системы, загружаются в первую очередь ТЭЦ, имеющие тепловые нагрузки, поэтому при наличии альтернативной поставки электрической энергии и мощности ТЭЦ может быть недогружена по электрической энергии и мощности. Произведенная на ТЭЦ электрическая энергия на ПС трансформируется в электрическую энергию высокого напряжения (220 кВ и выше) и выдается единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть (сети ОАО «ФСК»), средние потери в сетях ФСК составляют около 3,5-4,0%, в сетях МЭС Северо-Запада – около 5%. Затем электрическая энергия поступает на понижающие трансформаторные подстанции и передается в распределительные сети 35-110 кВ (сети МРСК и АО «Энерго»), где усредненные потери составляют около 10%. На понижающих ТП 35-110/6-10 кВ трансформируется в электрическую энергию с напряжением 6-10 кВ и поступают потребителям. На потери в сетях уходит более 15% отпущенной в сети электрической энергии без учета потерь при трансформации электрической энергии на повышающей и понижающей подстанциях (220кВ и выше).	Вся производимая электрическая энергия ТЭЦ малой мощности передается непосредственно в сети напряжением 6-10 кВ для потребителей. ТЭЦ средней мощности, как правило, более 50% электрической энергии передает в сети 6-10 кВ, остальное - в сети 35-110 кВ потребителям, находящимся на расстоянии не более 5-10 км. Вследствие этого уменьшаются потери в сетях 110 кВ, так как отпадает необходимость передачи больших объемов электрической энергии по протяженным линиям электропередач. При строительстве ТЭЦ малой мощности отсутствуют потери в сетях, присущие для ТЭЦ большой мощности в размере более 15%, а для ТЭЦ средней мощности потери в сетях ОАО «ФСК» - 3,5-4,0% и уменьшаются потери в сетях 35-110 кВ в связи с незначительной протяженностью сетей до потребителей (до 10%).
4. Затраты на строительство ТЭЦ	Строительство ТЭЦ предполагает необходимость выделения большого земельного участка от 30 Га, что не всегда возможно в непосредственной близости от электрических и тепловых нагрузок. При этом, часто, для данного объекта приходится отдельно проектировать и строить все виды инженерных сетей: электрические, тепловые, газовые,	Строительство ТЭЦ малой и средней мощности предполагает необходимость выделения небольшого земельного участка 1-5 Га. Как правило, для ТЭЦ используются существующие виды инженерных сетей: электрические, тепловые, газовые, водоснабжения и водоотведения, оборудование и системы

	водоснабжения и водоотведения и т.д. , что приводит к удорожанию стоимости инвестиционного проекта. Поэтому, как правило, в настоящее время очередные энергоблоки с целью сокращения затрат на строительство (реконструкцию) внешней инженерной инфраструктуры размещаются на территории действующих станций или в непосредственной близости от них, пример, объекты ОГК-2. Сроки строительства ТЭЦ большой мощности: ПГУ-ТЭЦ 3-5 лет, угольной 4-5 лет. Количество производителей энергетического оборудования большой мощности в мире ограничено (около 10) , что приводит к монополизации и более длительному сроку изготовления оборудования. Затраты на основное оборудование составляют 900-1200 \$ за кВт мощности. Строительство в границах красной линии 1500 – 1600 \$ за кВт мощности. Затраты на проектирование и строительство внешних сетей с учетом платы за подключение к инженерной инфраструктуре 50-200 \$ за кВт мощности. Проектирование и пуско-наладочные работы до 10% от стоимости проекта. В итоге удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ большой мощности составляют 1700-2000 \$ за кВт мощности. Строительство энергоблока занимает 3-5 лет. Поэтому с учетом стоимости кредитов (10% годовых), графиков финансирования фактические затраты на момент ввода объекта в эксплуатацию увеличиваются до 1,4-1,50 раза и составят 1,4-1,5 (1700-2000)= 2500-3000	существующих котельных и т.д. с незначительными затратами на технологическое присоединение и их реконструкцию. Реконструкцию системы теплоснабжения сетей возможно осуществлять на основе механизма государственно-частного партнерства без использования средств проекта, что приводит к существенному сокращению затрат на реализацию инвестиционного проекта, или за счет средств инвестиционной программы по тепловым сетям и платы за технологическое присоединение к сетям. Сроки строительства ТЭЦ малой и средней мощности 2-3 года. Количество производителей энергетического оборудования в мире значительно, что приводит к высокой конкуренции и более короткому сроку изготовления оборудования. Затраты на оборудование и материалы составляют 1000-1300 \$ за кВт мощности. Строительство в границах красной линии 1500 – 1700 \$ за кВт мощности (блочное строительство). Затраты на проектирование и строительство, подключение к инженерным сетям, платы за подключение к инженерным сетям максимально 300-400 \$ за кВт мощности. Проектирование и пуско-наладочные работы до 10% - около 200\$ за кВт. Общие удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности составляют 2000-2300 \$ за кВт мощности. Строительство энергоблока занимает 2-3 года. Поэтому с учетом стоимости кредитов (10% годовых) и графика финансирования проекта, фактические затраты на момент ввода объекта в эксплуатацию увеличиваются до 1,2-1,3 раза и составят 1,2-1,3 (2000-2300)= 2400-3000 \$/кВт.
--	--	--

	\$/кВт. Если при росте нагрузок потребителей исчерпаны пропускные возможности электрических сетей, то для обеспечения передачи электрической энергии необходимо строительство электрических сетей в среднем по РФ обойдется дополнительно 200-300 \$ за кВт мощности. Общие удельные затраты составят 1900-2300 \$ за кВт мощности (без учета стоимости кредитных ресурсов). Требуются значительные инвестиции на строительство одного энергоблока: в 3-10 раз большие, чем для строительства ТЭЦ малой и средней мощности, возврат инвестиций начинается с момента ввода энергоблока, через 3-5 лет.	Требуются существенно меньшие по объемам инвестиции для строительства одного энергоблока: в 3-10 раз меньше, чем для строительства ТЭЦ большой мощности, возврат инвестиций начинается с момента ввода каждого энергоблока (поэтапный ввод мощностей). Появляется возможность адаптивно управлять реализацией проектов в зависимости от финансовых возможностей и других факторов, снижаются риски ухудшения экономических показателей проектов. При возникновении проблемы с финансированием или других негативных факторов, как например, меньшая загрузка станции по сравнению с прогнозными нагрузками, возможна пауза в строительстве очередного энергоблока без ухудшения экономических показателей проекта в целом. Строительство каждого энергоблока является отдельным проектом со своим бизнес-планом и экономическими показателями. В связи с этим появляется возможность выстроить систему приоритетов и последовательность в реализации проектов.
Унификация оборудования	Могут применяться типовые проектные решения, масштаб до 10-15 энергоблоков За счет унификации оборудования можно снизить стоимость проекта, как минимум на 5%.	Применительно к объектам малой и средней энергетики, которых потенциально в РФ может быть построено больше сотни масштаб унификации может быть существенно больше. За счет унификации оборудования можно снизить стоимость проекта, как минимум на 10%.

	В этом случае стоимость строительства ПГУ-ТЭЦ большой мощности составит 1600-1900 \$ за кВт мощности, а с учетом стоимости кредитных ресурсов 2400-2850 \$ за кВт мощности.	В этом случае стоимость строительства ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности составит 1800-2100 \$ за кВт мощности, а с учетом стоимости кредитных ресурсов 2200-2700 \$ за кВт мощности.
	Общие удельные затраты на строительство ТЭЦ различной мощности почти равны: - более высокая стоимость оборудования ТЭЦ малой и средней мощности компенсируется снижением затрат на строительство за счет блочного комплектования оборудования, применения облегченных конструкций зданий, снижения сроков строительства, унификации применяемого оборудования, разработки типовых проектов и т.д.; - удельные затраты на присоединение к инженерным сетям несколько выше для ТЭЦ малой и средней мощности по сравнению с энергоблоком большой мощности в случае его размещения на площадке существующей станции. При строительстве новой станции с «нуля» внешняя инженерная инфраструктура увеличится дополнительно 200-300 \$ за кВт мощности, а с учетом обслуживания кредитных ресурсов: 300-400 \$ за кВт мощности.	
5. Эксплуатационные характеристики	КИУМ теплофикационных блоков существенно отличаются от конденсационных блоков и имеют значения 60-80%.	КИУМ ТЭЦ малой и средней мощности вследствие более высокой нагрузки имеют значение - 70-80%
6. Общие итоговые сравнительные характеристики ТЭЦ	1. Общие удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ большой мощности с учетом стоимости кредитных ресурсов составляют 2500-3000 \$ за кВт мощности. Если при росте нагрузок потребителей исчерпаны пропускные возможности электрических сетей, то строительство электрических сетей в среднем по РФ обойдется дополнительно на 200-300 \$ за кВт мощности. Общие удельные затраты составят 2700-3300 \$ за кВт мощности. 2. Сроки строительства 3-5 лет 3. Теплофикационные ТЭЦ имеют КИУМ 55-80%, как правило, около 55%-60% т.е. годовая загрузка мощности ниже, отпуск тепловой энергии на кВт отпущенной	1. Общие удельные затраты на строительство парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности с учетом стоимости кредитных ресурсов составляют 2400-3000 \$ за кВт мощности. Общие удельные затраты сопоставимы. Более высокая стоимость оборудования компенсируется снижением затрат на строительство за счет блочного комплектования оборудования, применения облегченных конструкций зданий, снижения затрат на присоединение к инженерным сетям, сокращением сроков строительства, унификацией оборудования. 2. Сроки строительства 2-3 года 3. ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности имеют КИУМ - 55-80%, как правило, - 75-80%. При этом они имеют высокую среднегодовую загрузку по отпуску тепловой

	электрической энергии меньше, чем для ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности. 4. КПД ПГУ-ТЭЦ большой мощности по выработке электрической энергии составляет величину -52-56%, до 60% в зависимости от режимов работы и температуры наружного воздуха. Но уже среднегодовой расход топлива для ПГУ-ТЭЦ различной мощности больше зависит от климатической зоны размещения станции, температуры наружного воздуха, КИУМ, графиков электрических тепловых и тепловых нагрузок и других факторов. 5. Низкая цена продажи электрической энергии и мощности на оптовый рынок электрической энергии мощности на классе напряжения 220-330 кВ и выше (1,0-1,30 руб/кВтч). Как итог дисконтированный период окупаемости проекта ПГУ-ТЭЦ потенциально - более 10 лет. Для улучшения финансово-экономических показателей проектов ТЭЦ большой мощности был разработан механизм договоров на поставку мощности (ДПМ), который предусматривает дополнительную оплату мощности станции, построенной по данной схеме.	энергии, что приводит к увеличению коэффициента полезного использования топлива, снижению удельных расходов топлива. Территориально ТЭЦ малой и средней мощности размещена в непосредственной близости от потребителей в центре нагрузок. 4. КПД ТЭЦ малой и средней мощности по выработке электрической энергии составляет величину -48-54% в зависимости от режимов работы и температуры наружного воздуха, т.е незначительно ниже. 5. Более высокая цена продажи электрической энергии и мощности прямым потребителям на классе напряжения 6-10 кВ (2,5-3,0 руб/кВтч) и оптовый (розничный) рынок электрической энергии мощности на классе напряжения 35-110 кВ (1,70-2,10 руб/кВтч). Как итог дисконтированный период окупаемости проекта ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности потенциально может составить 6-10 лет.
Итоговые рекомендации	1. По основным технико-экономическим показателям строительство ПГУ-ТЭЦ большой мощности во многих случаях нерационально по причине невысоких тепловых нагрузок, недостаточно высоким КИУМ, существенно более низкой ценой реализуемой электрической энергии и мощности, альтернативой блокам	

	большой мощности являются энергоблоки средней и малой мощности. Для корректного обоснования мощности ТЭЦ в обязательном порядке необходимо учитывать существующие и перспективные тепловые нагрузки, Схемы теплоснабжения поселений (городских округов), Генпланы поселений, Схемы территориального планирования, Схемы развития электрических сетей и Генеральные схемы энергоснабжения территорий. 2. В качестве первоочередных объектов ТЭЦ большой мощности можно рассматривать реконструкцию существующих паросиловых ТЭЦ с газотурбинной надстройкой (в качестве примера энергоблок Киришской ГРЭС), а также строительство новых энергоблоков на базе ПГУ-ТЭЦ на территориях, имеющих значительные круглогодичные тепловые и электрические нагрузки. 3. В остальных случаях рекомендуется в качестве ТЭЦ применять Энергоисточники малой и средней мощности.
--	--

Основные недостатки ПГУ-ТЭЦ ТЭЦ большой мощности: небольшие подключенные тепловые нагрузки, что приводит к низкому КИУМ, особенно в летний период, низкая цена на электрическую энергию и мощность.

Блок 3. Сравнительный анализ комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и развития теплоснабжения на основе котельных

Показатель (кластеры критериев, критерии)	ТЭЦ малой и средней мощности с пиковой котельной	Котельные
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	Удельный расход условного топлива ПГУ-ТЭЦ в 2010 году – 237,5 гут/кВтч, при удельном расходе топлива на выработку тепловой энергии = 137,4 кг ут/Гкал	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии на современной блок-модульной газовой котельной составляет не менее 150 кг ут/Гкал
Сроки строительства	Сроки строительства: ТЭЦ средней мощности – 2-3 года, ТЭЦ малой мощности 1,5-2,0 года.	Сроки строительства котельной: 1,5-2,0 года
Затраты на строительство	Затраты на строительство ТЭЦ средней мощности при сроке строительства 2-3 года с учетом стоимости кредитов (10% годовых) и графика финансирования проекта составят 2400-3000 \$/кВт. При масштабной унификации оборудования затраты составят 2400-2850 \$/кВтч. Затраты на строительство ТЭЦ малой мощности на базе газопоршневых агрегатов с учетом стоимости кредитов (10% годовых) и графика финансирования проекта будут менее 2000 \$/кВт.	Затраты на строительство блочно-модульной котельной при сроке строительства 1,5-2 года с учетом стоимости кредитов (10% годовых) и графика финансирования проекта составят 250-400\$/кВт.
	Как следует из приведенных данных удельные затраты на строительство ТЭЦ в несколько раз больше, чем для котельных	
Себестоимость производства тепловой энергии	Предельный уровень тарифов на тепловую энергию на ТЭЦ 700-800 руб/Гкал. Цена продажи электрической энергии и мощности на напряжении 6-10 кВ в РФ более 2,5 руб/кВтч, поэтому возврат инвестиций обеспечивается, прежде всего, за счет продажи электрической энергии и мощности,	1. Себестоимость производства на современной газовой котельной составляет 1000-1200 руб/Гкал 2. Инвестиционная составляющая в тарифе, при стоимости кредитных ресурсов около 10% годовых,

	платы за технологическое подключение к электрическим и тепловым сетям, амортизации и обеспеченной нормы доходности на капитал (инвестиционная составляющая в тарифе), в отдельных случаях по договорам ДПМ.	обеспечивающая возврат инвестиций до 10 лет составляет 400-500 руб/Гкал. Себестоимость производства тепловой энергии на современной газовой котельной с учетом возврата инвестиций составит 1500-1700 руб/Гкал
Тариф на транспорт тепловой энергии	Тариф на транспорт тепловой энергии зависит от технических и других особенностей тепловых сетей, потерь тепла и теплоносителя	
	Предварительно тариф на транспорт тепловой энергии составит 200-400 руб/Гкал для обоих вариантов.	
Существующий тариф до реконструкции источника тепловой энергии	Существующий тариф до реконструкции источника тепловой энергии с учетом транспортной составляющей в тарифе для котельных на газовом виде топлива (природный газ) или угле, как правило, находится в диапазоне 1200-1600 руб/Гкал	
Итого экономически обоснованный тариф на тепловую энергию с учетом транспорта	Итого экономически обоснованный тариф на тепловую энергию с учетом транспорта при строительстве ТЭЦ - 900-1200 руб/Гкал	Итого экономически обоснованный тариф на тепловую энергию с учетом транспорта при строительстве котельной - 1700-2100 руб/Гкал
Общее состояние тепловых сетей	В большинстве населенных пунктов техническое состояние тепловых сетей – неудовлетворительное, достаточно часто имеются протечки на теплотрассах, состояние теплоизоляции неудовлетворительное, фактические потери тепла и теплоносителя превышают установленные нормативы, необходимо дополнительно вкладывать инвестиции в реконструкцию тепловых сетей (300-400 руб/Гкал) в течение нескольких лет	
Потребность в средствах с учетом реконструкции тепловых сетей	Для варианта ТЭЦ – 1200-1600 руб/Гкал	Для варианта котельной 2000-2500 руб/Гкал
	Для варианта строительства ТЭЦ находимся в диапазоне разумных существующих тарифов 1200-1600	Принятие данного варианта будет означать резкий скачок. Против

	руб/Гкал, депутаты и тарифная комиссия поддержит. При этом после возврата инвестиций в тепловые сети и Энергоисточник возможно снижение тарифов	данного варианта будет население, депутаты, тарифная комиссия.
Стратегия бизнеса	1. В части теплоснабжения При сохранении конечного тарифа в размере 1500-1600 руб/Гкал, появляется инвестиционная составляющая в тарифе: (1500-1600)- (900-1200)=400-700 руб/Гкал. Если не брать в аренду тепловые сети, то у администраций МО два пути: - снизить на эту разницу тариф на тепловую энергию или, более вероятный, разработать программу реконструкции тепловых сетей и вложить эти средства в сети, находящиеся зачастую в аренде или собственности других частных структур. Поэтому для нас <u>Основной вариант</u> не потерять эти средства, что можно осуществить <u>на базе долгосрочной аренды тепловых сетей с правом дальнейшего выкупа.</u> При этом разрабатывается программа реконструкции тепловых сетей и при сохранении конечного тарифа средства вкладываются в их реконструкцию, также дополнительным средством возврата инвестиций будет являться плата за технологическое присоединение к тепловым сетям, амортизационная составляющая тарифа. В итоге наращивается собственность «МРТЭ», возвращаются средства по технологическому присоединению к тепловым сетям, вложенные на этапе строительства энергоисточника. В целом за теплоснабжение отвечает «МРТЭ», снижаются потери тепла и теплоносителя в тепловых сетях и улучшается	<u>Вариант 1 (базовый):</u> не брать в аренду тепловые сети, строить только котельные и продавать тепловую энергию на коллекторе котельной. При этом нерешенный вопрос – реконструкция тепловых сетей. У предприятия тепловых сетей, работающего с потребителями, будут непредусмотренные тарифами затраты, связанные с эксплуатацией тепловых сетей (ремонт) и сверхнормативными потерями тепла и теплоносителя. В итоге низкое качество теплоснабжения приведет к снижению уровня собираемости средств. Следовательно, у предприятия тепловых сетей по факту будет отрицательный баланс. Как результат, предприятие тепловых сетей будет не в полном объеме рассчитываться с поставщиками, в том числе с нашей котельной за поставленную тепловую энергию. В дальнейшем, могут быть какие угодно варианты в рамках предельного роста

	качество теплоснабжения населенного пункта. Это положительно влияет на собираемость средств за потребленную тепловую энергию. Вся система теплоснабжения: производство и транспорт находятся у МРТЭ (дочернего зависимого общества). Таким образом, в отличие от строительства и эксплуатации котельных, без аренды тепловых сетей в варианте строительства ТЭЦ наиболее предпочтительный вариант – <u>долгосрочная аренда тепловых сетей с правом дальнейшего выкупа в собственность или сразу выкуп тепловых сетей по остаточной стоимости на конкурсной основе.</u> 2. В части транспорта электрической энергии и мощности и электросетевого хозяйства Аналогичный подход предлагается для транспорта электрической энергии. Предлагается создать свою электросетевую организацию, которая будет заниматься транспортом электрической энергии и мощности. При наличии возможности, также предпочтительно взять в долгосрочную аренду муниципальные электрические сети данного населенного пункта. Это позволит существенно сократить расходы, связанные платой за технологическое присоединение к электрическим сетям, а в дальнейшем вернуть вложенные в строительство внешних сетей средства и осуществлять дальнейшее строительство электрических сетей за счет следующих	тарифов, вплоть до «замораживания» роста тарифов на котельной и увеличения тарифной составляющей на транспорт. Любой из этих вариантов приводит к уменьшению доходной части предприятия, производящего тепловую энергию. <u>Вариант 2 (не основной)</u> Дополнительно взять в аренду тепловые сети. Тогда в реконструкцию тепловых сетей необходимо вложить инвестиции, не обеспеченные возвратом. При этом вся ответственность на ОАО «Межрегионтеплоэнерго», а администрации и депутаты не спешат увеличивать тарифы. <u>Рекомендация по варианту 2:</u> сразу договариваться о скачкообразном росте тарифов под инвестиции на реконструкцию тепловых сетей на основе разработанной программы реконструкции системы теплоснабжения населенного пункта.
--	--	--

	составляющих: - плата за технологическим присоединением к электрическим сетям; - амортизация и инвестиционная составляющая в тарифе за счет нормы доходности на капитал. В части электроснабжения строительство ТЭЦ снижает потери в электрических сетях, соответственно снижает затраты на транспорт электрической энергии электросетевых предприятий, объемы реконструкции электрических сетей, при существенном дефиците средств на их реконструкцию, что в целом повышает надежность и экономичность обеспечения электроснабжения экономики и социальной сферы. Для снижения рисков сбыта электрической энергии и обеспечения нагрузки станции представляется разумным создать сбытовую компанию со статусом гарантирующего поставщика в данном населенном пункте. Таким образом, вхождение в проект должно быть комплексным для конкретного населенного пункта.	
Краткий вывод:	Котельные не могут составить конкуренцию ТЭЦ средней и малой мощности, комбинированное производство электрической и тепловой энергии более выгодно, не случайно, многие крупные котельные, имеющие паровые котлы, в целях сокращения затрат на приобретение электрической энергии в пределах собственных нужд достаточно часто оснащаются турбогенераторами на базе противодавленческих паровых турбин, а водогрейные котельные газопоршневыми электростанциями.	

Блок 4. Общие выводы по инвестиционной привлекательности проектов строительства ТЭЦ малой и средней мощности в РФ

Подведем итоги выше приведенной информации:

1. Мощность ТЭЦ должна быть оптимальна и обоснована существующими и перспективными тепловыми и электрическими нагрузками, обеспечивающая высокий КИУМ (более 60%).

2. Как правило, котельные в качестве альтернативы не могут составить конкуренцию ТЭЦ малой и средней мощности.

3. Строительство когенерационных установок внесет существенный вклад в решение следующих задач:

- по обеспечению устойчивого, надежного энергоснабжения потребителей Российской Федерации и энергетической безопасности в соответствии с потребностями социально-экономического развития РФ и субъектов РФ;
- повышению энергетической эффективности производства, транспорта и потребления топливно-энергетических ресурсов;
- внедрение рыночных механизмов в сфере топливно-энергетического комплекса.

4. Строительство когенерационных установок позволит решить задачи, поставленные в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации, утвержденной распоряжением правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р:

- сбалансированное развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней оптимальной, экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов с целью надежного обеспечения потребителей страны электроэнергией и теплом;
- минимизация потерь в электрических и тепловых сетях, а также уменьшение удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла за счет внедрения передовых технологий и современного высокоэкономичного оборудования;
- решение социально-экономических задач по повышению надежности и качеству энергоснабжения, снижение расходов населения и промышленных предприятий за предоставленные услуги по поставке электрической и тепловой энергии, повышение конкурентоспособности отечественных товаропроизводителей;
- осуществление поэтапного сокращения уровней воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики за счет внедрения наилучших экологически безопасных мировых технологий при строительстве новых и реконструкции существующих предприятий электроэнергетики;

- обеспечение существенного роста инвестиций в электроэнергетику для масштабного ввода новых энергетических мощностей и замены устаревшего оборудования;
- изменение структуры спроса на электроэнергию и существенное повышение эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии, что может компенсировать до 70 - 75 процентов прироста энергетических потребностей.

Основное содержание эффекта от строительства ТЭЦ малой и средней мощности:

1. Ликвидирует дефицит поставки электрической и тепловой энергии в населенных пунктах и промышленным предприятиям в интересах социально-экономического развития территорий.
2. Активизирует процессы модернизации и оптимизации систем энергоснабжения (тепло и электро) населенных пунктов и промышленных предприятий в РФ. Как приведено выше, внедрение ТЭЦ малой и средней мощности без роста тарифов на тепловую и электрическую энергию, в отличие от вариантов реконструкции существующих котельных, создают условия и формируют источники финансирования для реконструкции и модернизации тепловых сетей.
- Реконструкция тепловых сетей приведет снижению потерь в тепловых сетях и к замедлению роста тарифов на транспорт тепловой энергии.
3. Существенно снизятся потери в электрических сетях, затраты на строительство электросетевых объектов, что приведет к значительному замедлению роста тарифов на электрическую энергию с учетом инфляции и к снижению платы за присоединение к электрическим сетям.
4. Снизятся объемы топливопотребления (общий потенциал топливосбережения 25-30% от объемов топливопотребления на обеспечение территорий равным количеством тепловой и электрической энергии);
5. Снижается себестоимость производства электрической и тепловой энергии.
6. Осуществляется загрузка российских производителей энергетического оборудования и строительных организаций с объемами 1-2 млрд. \$ в год, с обеспечением занятости более 50 тыс. населения, поступления налогов в бюджеты всех уровней.

Строительство когенерационных установок является инвестиционно-привлекательным направлением деятельности в электроэнергетике с периодом окупаемости 6-10 лет, все остальные проекты, как например строительство электрических сетей, реализуются за счет инвестиционной составляющей в тарифах и платы за присоединение к электрическим сетям, а ТЭЦ дополнительно, - по механизму стимулирования на основе договоров на поставку мощности.

При этом в массовом сознании на уровне министерств и ведомств закреплено, что электрические сети не инвестиционно-привлекательный вид деятельности и никогда не окупится, тогда зачем их строить, если в ряде случаев можно в качестве альтернативы построить ПГУ-ТЭЦ малой или средней мощности без существенной реконструкции электрических сетей.

В настоящее время сформирован мощный механизм лоббирования строительства электрических сетей в Российской Федерации, средства необходимые для этого вида деятельности закладываются в тарифы на электрическую энергию и мощность (технология RAB регулирования). **При цене на природный газ в несколько раз ниже, чем в Европе, конечные цены на электрическую энергию и мощность для потребителей становятся сопоставимыми.** Затраты на транспорт электрической энергии и мощности, в которых находится инвестиционная составляющая на строительство электрических сетей непомерно возросли.

Особо резким сигналом стало сокращение объемов экспорта электрической энергии и мощности в Финляндию в 2012 году, рассмотрение многими крупными предприятиями вопросов строительства собственных энергоисточников.

Вместе с тем, важно отметить и другие возможные сдерживающие факторы развития малой и средней энергетики в РФ со стороны отдельных участников этого процесса:

1. Сбытовые компании также обоснованно опасаются, что в результате строительства ТЭЦ, инвестором может быть создана своя сбытовая компания и объем продаж электрической энергии и мощности у них уменьшится.
2. Многие предприятия тепловых сетей в результате реформы органов местного самоуправления в РФ входят в сферу бизнеса руководителей органов местного самоуправления и региональных руководителей. Для примера бюджет среднего поселения численностью до 10 тысяч человек составляет до 300 млн.рублей и все средства по статьям расписаны, а выручка предприятия тепловых сетей, обслуживающее такое поселение, сопоставима с бюджетом поселения.

Все эти факторы необходимо учитывать при бизнес-планировании и оценке рисков реализации проекта, но это отдельная тема.

Необходимо отметить особую роль ОАО «Газпром» в решении вопроса строительства ТЭЦ малой и средней мощности, что связано с рядом обстоятельств:

1. В собственности ОАО «Газпром» находится большое количество объектов генерации, и эта организация объективно заинтересована в сбалансированном подходе по развитию электроэнергетики РФ, снижении лидирующих позиций электросетевого лобби в органах государственной власти России, ущемляющих интересы генерации.
2. В Российской Федерации требуется строительство несколько сотен объектов малой и средней генерации. Если принять в среднем мощность энергоблока 50 МВт, то сотня этих энергоблоков стоит порядка $50000 \times 2000 \times 100 = 10$ млрд. долларов США.

Необходима разработка продуманной программы строительства ТЭЦ малой и средней мощности в РФ в составе Схемы и программы развития Единой энергетической системы России, региональных энергетических программ. Это уже элемент государственной политики, который по плечу только такой крупной структуре, как ОАО «Газпром».

3. Разработанная программа развития энергетики РФ наглядно продемонстрирует места размещения объектов крупной генерации, а также необходимые объемы электросетевого строительства. Позволит избежать ситуации, что построенная малая и средняя энергетика вытеснит с рынка объекты крупной энергетики ОАО «Газпром».

С позиций макроэкономики проекты строительства ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности занимают особую нишу.

Как известно, мировой экономический кризис – проверка на прочность экономик государств. Одни из них выйдут из кризиса еще более ослабевшими, другие, осуществляя диверсификацию и модернизацию производств, - укрепят свои позиции в мировой экономике. **Диверсификация и модернизация производств – это реализация инвестиционных проектов.**

Топливо-энергетический комплекс оказывает существенное влияние на развитие экономики России и вносит основной вклад в развитие инфляционных процессов. За период с 1992 года по 2010 год уровень инфляции в стране был более 10%, который, прежде всего, определялся непосредственно или косвенно ростом тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию и топливо.

Это определяло высокую ставку refinансирования центрального банка России, которая находилась вблизи значений уровня инфляции в стране: по сентябрь 2009 года больше 10%, а с февраля 2010 по настоящее время 7,75-8,25%. Для сравнения значения рекомендуемых фиксированных годовых ставок на период до 8,5 лет в январе 2013 странам OECD года по EUR – 1,61%, а по USD – 1,70%, а 12-месячная процентная ставка EURIBOR – 0,621%.

Рост цен на энергоресурсы напрямую связан с уровнем инфляции и ставками refinансирования Центрального банка России. Это основные параметры, влияющие друг на друга и экономику Российской Федерации, как систему управления.

Высокая процентная ставка (стоимость кредитных ресурсов) ставит крест на реализации многих инвестиционных проектов за счет привлечения отечественных кредитных ресурсов. Поэтому многие крупные компании реализуют проекты на основе и условиях OECD.

Строительство ТЭЦ малой и средней мощности позволит снизить затраты на производство электрической и тепловой энергии в РФ, явится катализатором реализации проектов по реконструкции тепловых сетей и других объектов ЖКХ РФ, что положительно повлияет на снижение уровня инфляции, а в конкретном регионе – улучшит инвестиционный климат.

Если строительство ста ПГУ-ТЭЦ мощностью 50 МВт потребует инвестиции в объеме $50000 \times 2000 \times 100 = 10$ млрд.\$, то реконструкция тепловых сетей дополнительно потребует 20-25%, тоже, - реконструкция системы водоснабжения и водоотведения.

В целом, что такое сто ПГУ-ТЭЦ? Это около двух станций на субъект РФ, где имеется природный газ, по всей РФ их можно построить существенно больше, для обоснованного понимания объема необходима Программа.

Строительство ТЭЦ малой и средней мощности создаст условия для социально-экономического развития регионов и территорий, а это совершенно иные объемы инвестиций.

Блок 5. Отдельные аспекты реализации инвестиционных проектов по строительству ТЭЦ малой и средней мощности

1. Строительство ПГУ-ТЭЦ должно решать следующие задачи:

1.1. Технические, технологические и финансовые предложения, разработанные в бизнес-плане должны иметь приемлемые для нас характеристики и учитывать все составляющие по сокращению затрат на строительство, а в дальнейшем, на эксплуатацию объекта.

1.2. Снижение дефицита поставки электрической энергии в населенных пунктах и промышленным предприятиям в интересах их социально-экономического развития, решение локальной задачи энергоснабжения предприятий и территорий в целом.

1.3. Повышение надежности, качества и эффективности обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией на основе:

- оптимизации структуры генерирующих мощностей и системы энергоснабжения;
- снижения затрат на производство электрической и тепловой энергии, повышения энергетической эффективности при производстве, транспорте и потреблении топливно-энергетических ресурсов и, прежде всего, минимизации потери в электрических и тепловых сетях, на основе генпланов территорий, разработки генеральных схем электроснабжения территорий и схемы теплоснабжения территорий и принятия оптимальных технических решений.

1.4. Снижение объемов топливопотребления на обеспечение территорий равным количеством тепловой и электрической энергии.

1.5. Осуществление поэтапного сокращения уровней воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики, уменьшение выбросов в атмосферу вредных веществ, снижение водопотребления.

2. Мощность ТЭЦ:

- малой мощности от 1 до 25 МВт;
- средней – от 25 до 160 МВт.

Кроме этого, желательна следующая типизация по мощности ТЭЦ:

1. При мощности станции свыше 25 МВт возникают дополнительные требования по электросетевому строительству, связанному с работой на оптовом рынке электрической энергии и мощности. Как следствие, станции электрической мощностью 30 МВт, как правило, будут проигрывать по основным показателям бизнес-плана станциям мощностью до 25 МВт. Этот отрицательный эффект компенсируется при мощности энергоблоков станций 40-60 МВт.

2. Второй диапазон мощностей энергоблоков порядка 80-120 МВт.

3. Третий диапазон мощностей порядка 120-180 МВт.

Для каждого диапазона мощностей имеется большой выбор состава энергетического оборудования различных производителей, но это отдельный вопрос, связанный с унификацией оборудования.

3. Выбор состава оборудования ТЭЦ

Характеристики оборудования ПГУ-ТЭЦ должны обеспечить загрузку станции в условиях функционирования рыночных механизмов в электроэнергетике. Это означает, что характеристики оборудования ПГУ-ТЭЦ по эффективности должны быть сопоставимы с существующими ТЭЦ.

При выборе оборудования ПГУ-ТЭЦ средней мощности необходимо учитывать характеристики основных конкурентов в виде паросиловых теплофикационных ТЭЦ, имеющих удельный расход топлива на отпуск электрической энергии около 275-290 гут/кВтч, что соответствует кпд на отпуск электрической энергии – 42-45%. При этом удельные затраты на строительство энергоблока существенно ниже.

Поэтому для работы в составе ПГУ-ТЭЦ необходимо выбирать высокотемпературные ГТУ с высокими параметрами газа на выходе (на входе в котел-утилизатор) и высокой экономичностью.

У данных представителей газов турбин кпд на номинальном режиме работы составляет 33-37%, температура уходящих газов – 480-550⁰С, что создает условия для реализации паротурбинного цикла достаточно высокой экономичности с параметрами пара 470-520⁰С и давлением пара выше 40 кгс/см².

В этом случае удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии парогазовой ТЭЦ малой и средней мощности может составить в конденсационном режиме около 250 г/кВтч, в теплофикационном – около 200-220 г/кВтч, что соответствует кпд ТЭЦ на отпуск электрической энергии 48-54%.

Для территорий и предприятий с малыми электрическими и тепловыми нагрузками конкурентная среда изменяется и требования к характеристикам мини-ТЭЦ снижаются.

В итоге в Основных положениях (Концепции) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г., разработанной РАО «ЕЭС России» в 2008 году в концентрированном виде изложены технические требования к ГТУ мощностью 1-25 МВт:

- применение ГТУ рекомендуется только в составе мини-ТЭЦ;
- температура газов на выходе 400⁰С и выше;
- КПД (электрический) при мощности:
 - от 1 до 4 МВт, (без теплофикации) не менее 24%
 - от 4 до 8 МВт – не менее 26%;
 - от 8 до 15 МВт – не менее 30%;
 - от 15 до 25 МВт – не менее 34 %;
- назначенный ресурс не менее 100 тыс.ч;
- интервал между капитальными ремонтами не менее 25 тыс.ч;
- автоматизация всех технологических процессов;
- минимальный штат обслуживающего персонала;

- комплектация системой утилизации тепла;
- компактность и блочность поставки;
- быстрота строительства зданий и монтажа оборудования.

В качестве критики Основных положений необходимо отметить следующее:

1. КПД электрический в диапазоне мощностей от 1 МВт до 8 МВт должен быть не менее 30%, иначе более предпочтительным вариантом будет применение газопоршневых установок, имеющих кпд - 40% и выше.

2. Дополнительно к этим неплохим требованиям желательно добавить интервал между капитальными (заводскими) ремонтами не менее 40 тыс.ч., а также наличие ремонтной и сервисной базы в Российской Федерации

В любом случае данные требования носят рекомендательный, предварительный характер для их последующего учета при подготовке конкретного бизнес-плана строительства ПГУ-ТЭЦ.

Кроме этого, при выборе оборудования, необходимо учитывать стоимость сервисного и ремонтного обслуживания, затрат на текущую эксплуатацию в целом.

Эти аспекты также желательно учитывать при решении вопроса унификации оборудования.

4. Оптимизация при разработке бизнес-планов строительства ТЭЦ малой и средней мощности с учетом затрат на строительство и эксплуатацию

Для снижения затрат на строительство и эксплуатацию ПГУ-ТЭЦ малой и средней мощности, формирования и учета индивидуальных особенностей, включая кредитные аспекты, одновременно на уровне предварительного технико-экономического обоснования прорабатываются несколько вариантов проекта.

Также для одного региона прорабатывается несколько проектов на различных территориях, которые в дальнейшем по приоритетам ранжируются.

При этом затраты, связанные с внешними сетями должны, как правило, минимизированы. Каждый объект оценивается по определенной системе критериев.

Это отдельная достаточно сложная тема, но в качестве примера, бессмысленно рассуждать о мощности ТЭЦ 100 МВт, если техническая возможность газоснабжения составляет 8 тыс.куб.м/час, при годовом объеме газоснабжения около 70 млн.куб.м/год. **Нам необходимо определить значения граничных условий по различным параметрам и провести процедуру оптимизации внутри этих граничных условий.**

Основные критерии обоснования выбора ТЭЦ в целом:

4.1. Вид и график электрических и тепловых нагрузок.

Как упоминалось ранее, при строительстве ТЭЦ малой и средней мощности не стоит задача полного энергообеспечения территории, а только в оптимальных объемах в соответствии с присоединенными нагрузками и фактическими графиками электрических и тепловых нагрузок, при этом КИУМ по выработке электрической энергии должен быть не менее 60%.

В этом вопросе имеются два аспекта:

- ТЭЦ должна работать в параллель с энергосистемой;

- **вид и графики фактических нагрузок, величины присоединенных тепловых и электрических нагрузок, прежде всего, являются основой выбора электрической и тепловой мощности ТЭЦ, определения границ проекта и решения оптимизационной задачи.**

Основное правило: лучше ошибиться и принять мощность ТЭЦ несколько меньше оптимальной, чем необоснованно предложить большую мощность станции.

4.2. Земельный участок

Наличие одного или нескольких вариантов земельных участков, приближенных к инженерной инфраструктуре и нагрузкам, для сравнительного анализа вариантов по всем критериям.

4.3. Газоснабжение

4.3.1. Наличие технической возможности газоснабжения газом высокого или среднего давления.

4.3.2. Расчет сравнительного экономического эффекта при строительстве и эксплуатации по различным вариантам присоединения к газовым сетям, выбранной мощности и местам размещения ПГУ-ТЭЦ.

4.4. Электроэнергетика

4.4.1. Анализ существующей системы энергоснабжения применительно к территории по всем уровням напряжения: сети ФСК ЕЭС, АО «Энерго» и других энергоснабжающих предприятий и организаций, проблемы и пути решения с учетом текущих и перспективных нагрузок и Схемы развития электрических сетей, перечень потенциальных потребителей.

4.4.2. Проработка альтернативных вариантов: мощности и места размещения станции, схем выдачи мощности с учетом топологии электрических сетей и потребителей, Генплана развития поселения и Схемы территориального развития района и региона. Приоритетным прорабатывается возможность и целесообразность выдачи мощности по сетям 6-10 кВ.

4.4.3. Сбор данных и анализ существующих и перспективных электрических нагрузок, фактических графиков нагрузок суточных: в рабочие и выходные дни, летом и зимой при различных температурах наружного воздуха, среднемесячных за три последних полных года.

4.4.4. Предварительная проработка Схемы выдачи мощности.

4.4.5. Расчет затрат на присоединение к электрическим сетям и выдачи мощности, расчет сравнительного экономического эффекта по различным вариантам выбора мощности, места размещения ПГУ-ТЭЦ, схем выдачи мощности по сетям 35-110 кВ и 6-10 кВ, прогнозным нагрузкам и объемам реализации электрической энергии по каждому классу напряжения.

4.5. Теплоснабжение

4.5.1. Анализ существующей системы теплоснабжения территории, проблемы и пути решения с учетом текущих и перспективных нагрузок, Схемы теплоснабжения, муниципальных и региональных программ в сфере теплоснабжения и электроэнергетики, Генплана развития поселения, Схем территориального развития района и региона.

4.5.2. Сбор данных и анализ существующих и перспективных присоединенных тепловых нагрузок, фактических графиков нагрузок суточных: в рабочие и выходные дни, летом и зимой при различных температурах наружного воздуха, среднемесячных за три последних полных года.

4.5.3. Проработка альтернативных вариантов: тепловой мощности и места размещения станции, схем выдачи тепловой мощности с учетом существующей перспективной схемы теплоснабжения территории, генплана развития территории с учетом возможности использовать оборудование существующих котельных и ТЭЦ (химводоподготовка, система водоснабжения и водоотведения, система газоснабжения и т.д.).

4.5.4. Расчет затрат на присоединение к тепловым сетям и их реконструкцию, расчет сравнительного экономического эффекта по различным вариантам выбора мощности, места размещения ПГУ-ТЭЦ, систем присоединения к тепловым сетям, существующим и прогнозным нагрузкам и объемам реализации тепловой энергии.

4.6. Водоснабжение и водоотведение

4.6.1. Анализ существующей системы водоснабжения и водоотведения территории, проблемы и пути решения с учетом текущих и перспективных нагрузок, Генплана развития поселения и Схемы территориального развития района и региона.

4.6.2. Проработка альтернативных вариантов мощности и размещения ПГУ-ТЭЦ с учетом текущей и перспективной схем водоснабжения и водоотведения с учетом существующей перспективной схемы теплоснабжения территории, генплана развития территории.

4.6.3. Сравнительный расчет затрат на обеспечение водоснабжения и водоотведения, а также текущих эксплуатационных затрат на водоснабжение и водоотведение по различным вариантам выбора мощности, места размещения ПГУ-ТЭЦ, схем теплоснабжения, прогнозным нагрузкам и объемам реализации тепловой энергии.

4.7. Учет различных рисков, связанных с обоснованием выбора ТЭЦ

Это отдельная тема.

4.8. Интегральная сравнительная оценка вариантов и выбор оптимального варианта

4.8.1. Расчет текущих эксплуатационных затрат на производство электрической и тепловой энергии и основных характеристик бизнес-плана по различным вариантам выбора мощности, места размещения станции и другим вышеприведенным критериям.

4.8.2. Интегральная сравнительная оценка различных вариантов мощности и размещения ПГУ-ТЭЦ по приведенным выше критериям отбора.

4.8.3. Выбор оптимального варианта мощности и места размещения ПГУ-ТЭЦ, схемы выдачи мощности, схемы присоединения к системе теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения, системы охлаждения и т.д.

По отдельным составляющим процедура обоснования может быть упрощена, а по отдельным составляющим могут возникнуть дополнительные факторы.

**Исп. Морозов В.И.
22 февраля 2013 г.**