

Анализ мирового опыта развития передовых технологий в теплоэнергетике

СОДЕРЖАНИЕ

1. Современные технологии и оборудование “большой” энергетики. ПГУ, в том числе с использованием угля, паротурбинные блоки сверхкритический (SCSC) и суперсверхкритический (USCSC), технологии ВУТ, ВИР, Котлоагрегаты с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).....	2
1.1 Техническое перевооружение электростанций с использованием ГТУ.....	2
1.2 Использование комбинированного парогазового цикла (технология NGCC) для строительства новых и технического перевооружения существующих электростанций	4
1.3 Использование угля в бинарных (парогазовых) установках	6
1.4 Котлоагрегаты с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).....	8
1.5 Паровые пылеугольные котлоагрегаты с кольцевой топкой.....	9
1.6 Сверхкритический (SCSC) и суперсверхкритический (USCSC) паровой цикл угольных энергоблоков.....	9
2. Генерация электрической и тепловой энергии на мини- и микро-ТЭЦ, микротурбины.....	10
2.1 Газотурбинные мини-ТЭЦ (ГТУ-ТЭЦ).....	12
2.2. Мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС).....	15
2.3 Мини-ТЭЦ на базе малых паротурбинных установок (ПТУ-ТЭЦ), а также на базе паровых роторных объемных машин (ПРОМ) и паро-винтовых машин (ПВМ).....	20
2.4 Газовые микротурбины для комбинированного производства электрической и тепловой энергии (микро-ТЭЦ).....	23
3. Блочные мини-установки на основе топливных элементов	25
4. Теплонасосные установки.....	30
5. Использование биогаза и твердых бытовых отходов в теплоэнергетике....	31
6. Пиковые электростанции, их типы. Применение пиковых электростанций в России и зарубежом.....	36

1. Современные технологии и оборудование “большой” энергетики. ПГУ, в том числе с использованием угля, паротурбинные блоки сверхкритический (SCSC) и суперсверхкритический (USCSC), технологии ВУТ, ВИР, Котлоагрегаты с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС)

Повышение эффективности тепловых электростанций, действующих в рамках цикла Ренкина, в ближайшее время связано с преобразованием их в тепловые электростанции с применением комбинированного цикла Брайтона-Ренкина, т.е. с применением газовых турбин. Такое преобразование возможно при техническом перевооружении электростанций или новом строительстве.

Возможны следующие варианты повышения эффективности тепловых электростанций на базе газотурбинных установок (ГТУ):

- ⇒ ГТУ без использования теплоты отработавших газов;
- ⇒ ГТУ-ТЭЦ;
- ⇒ двухконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Р;
- ⇒ двухконтурная бинарная конденсационная ПГУ;
- ⇒ трехконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Т с промежуточным перегревом пара;
- ⇒ трехконтурная бинарная конденсационная ПГУ с промежуточным перегревом пара;
- ⇒ двухконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Т.

1.1 Техническое перевооружение электростанций с использованием ГТУ

Для обеспечения энергетической эффективности и экономичности, а также невысокой удельной стоимости и эксплуатационных затрат сегодня проектируют энергетические ГТУ по простейшему циклу, на максимально достижимую температуру дымовых газов перед турбиной (1300–1400 °С), со степенями повышения давления на уровне 17-20. Компрессор и газовая турбина располагаются на одном валу. Температура уходящих дымовых газов после газовой турбины составляет 550-640 °С. Газотурбинная установка является компактным блоком со встроенной камерой сгорания (кольцевой или блочно-кольцевой). Зона высоких температур и давления локализована в небольшом по размерам пространстве, число воспринимающих их деталей невелико, а сами эти детали тщательно отработаны.

Для технического перевооружения существующих тепловых электростанций, ГТУ должны соответствовать следующим техническими требованиям::

- ⇒ Температура газов на выходе 400 С и выше.
- ⇒ КПД (электрический) при мощности:
 - от 1 до 4 МВт, (без когенерации) 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 33 %;
 - более 25 МВт – не менее 36 %.
- ⇒ Назначенный ресурс не менее 100 тыс. часов.
- ⇒ Интервал между капитальными ремонтами не менее 25 тыс. часов.
- ⇒ Автоматизация всех технологических процессов.
- ⇒ Минимальный штат обслуживающего персонала.
- ⇒ Компактность и блочность поставки.
- ⇒ Быстрота монтажа энергетического оборудования.

За рубежом единичная электрическая мощность ГТУ близка к 300 МВт. При этом электрический КПД зарубежных ГТУ в среднем составляет 37–38,5 %. Совершенствование газовых турбин осуществляется по следующим направлениям:

- ⇒ Увеличение температуры уходящих дымовых газов перед турбиной (до 1500 °С).

⇒ Увеличение степени повышения давления в компрессоре (свыше 20).

⇒ Использование новых высокотехнологичных материалов для газовых турбин и компрессоров (монокристаллических материалов для лопаток турбины, хромистых сталей для дисков, высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для компрессоров).

Зарубежные ГТУ по уровню энергетической эффективности разделяются на 4 класса:

- **Класс Е.** Это ГТУ разработанные в середине 80-х годов XX века. Эти газотурбинные установки обладают высокой надежностью, длительным межремонтным периодом и требуют относительно небольших затрат на сервисное обслуживание. У ГТУ класса Е температура уходящих дымовых газов на входе в турбину – 1100 °С; степень повышения давления в компрессоре 10–12; электрический КПД равен 33-35 %.

- **Класс F.** Это ГТУ разработанные в первой половине 90-х годов 20 века и характеризуют современный уровень развития газотурбинных технологий. Эти ГТУ вводились в эксплуатацию в конце 90-х годов XX века и в начале XXI века. У ГТУ класса F температура уходящих дымовых газов на входе в турбину 1250–1350 °С; степень повышения давления в компрессоре 15–17; электрический КПД составляет 35–36 %.

- **Класс FA (FB).** Это ГТУ разработанные во второй половине 90-х годов 20 века, которые в настоящее время только вводятся в эксплуатацию. У ГТУ класса FA (FB) электрический КПД составляет 36-38,5 %.

- **Класс G (H).** Это передовые (опытные) образцы перспективных сверхмощных энергетических ГТУ. У перспективных ГТУ класса G (H) температура уходящих дымовых газов на входе в турбину 1400–1500 °С; степень повышения давления в компрессоре свыше 20; электрический КПД равен 39–40 %.

В ГТУ-ТЭЦ уходящие дымовые газы после газовой турбины поступают в водогрейный или паровой котел-утилизатор, где используются для выработки тепловой энергии (подогрева воды или генерирования пара) для внешних потребителей.

Принципиальная схема простейшей ГТУ-ТЭЦ приведена на рисунке 1.

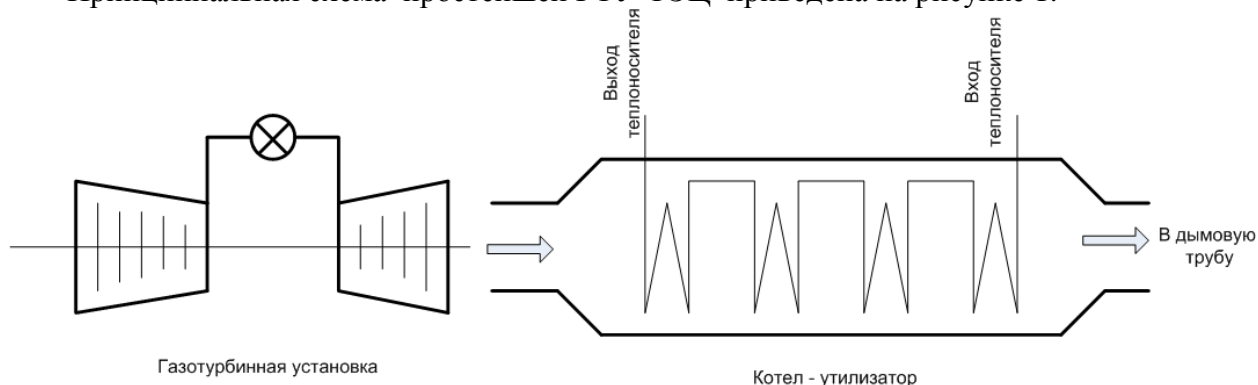


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема ГТУ-ТЭЦ

Электрический КПД современных ГТУ-ТЭЦ без учета выработки тепловой энергии достигает 34–37 % Это значение выше КПД паротурбинных ТЭЦ с докритическими параметрами пара (давление и температура), работающих в конденсационном режиме.

Выработка тепловой энергии на ГТУ-ТЭЦ не снижает значения электрического КПД станции в отличие от паротурбинных установок, где электрическая мощность и КПД вследствие производственных и теплофикационных отборов пара значительно уменьшаются.

Затраты на технологии технического перевооружения электростанций с использованием ГТУ и ГТУ-ТЭЦ

Капитальные затраты на технологию технического перевооружения существующих электростанций с использованием ГТУ в настоящее время составляют:

⇒ Для ГТУ с установленной электрической мощностью 1-4 МВт: 700–850 долл. США/кВт.

⇒ Для ГТУ с установленной электрической мощностью до 5-50 МВт: 500–600 долл. США/кВт.

⇒ Для ГТУ с установленной электрической мощностью свыше 50 МВт: 450–500 долл. США/кВт.

Для ГТУ-ТЭЦ капитальные затраты примерно на 22–27 % выше, чем у обычных газотурбинных установок.

Исследования показали, что для того чтобы газотурбинные установки могли конкурировать с другими угольными и газовыми электростанциями, капитальные затраты у них должны составлять 330-350 долл. США/кВт. А электрический КПД электрических станций с газотурбинными установками должен превышать 42 %.

1.2 Использование комбинированного парогазового цикла (технология NGCC) для строительства новых и технического перевооружения существующих электростанций

Комбинированный парогазовый цикл (технология NGCC) включает в себя газотурбинную установку, котел-утилизатор и паровую турбину.

ГТУ, паровой котел-утилизатор, паровая турбина и турбогенератор вместе образуют бинарную парогазовую установку (ПГУ). Принципиальная схема бинарной ПГУ приведена на рисунке 2.

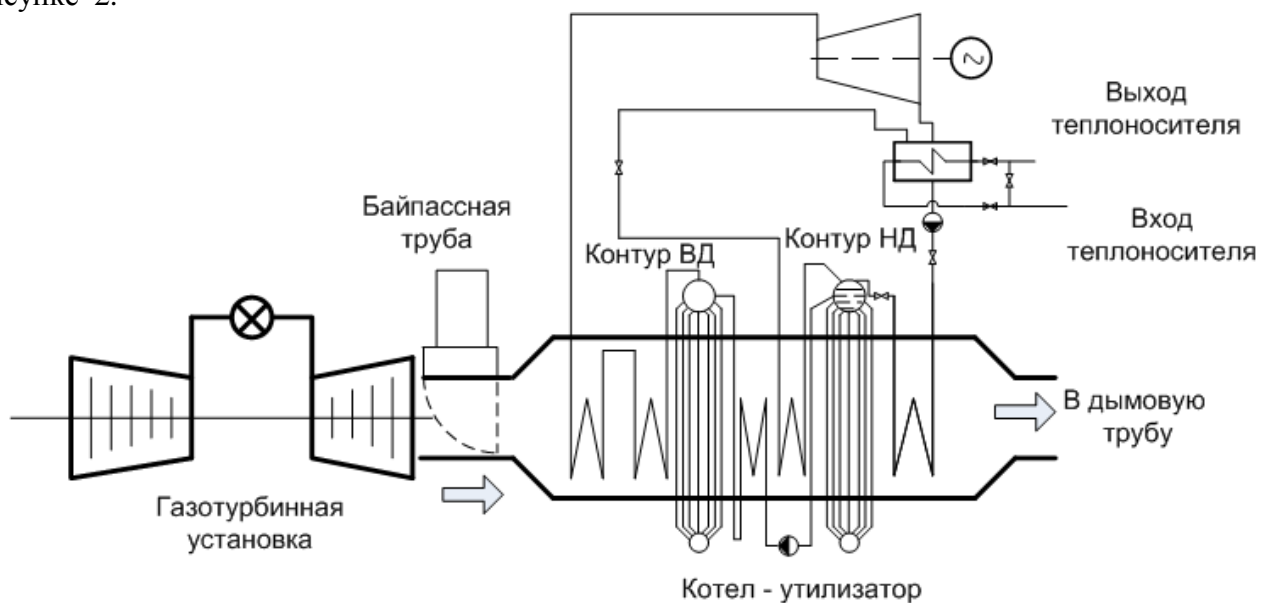


Рисунок 2 – Двухконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Р

В современных энергетических ГТУ большой мощности температура отработавших в турбине уходящих дымовых газов составляет 550-640 °С. Их тепловой потенциал может быть использован (утилизирован) в паровом котле-утилизаторе (КУ). Каждая газотурбинная установка работает на свой КУ, в котором вырабатывается пар, поступающий в паровые турбины. В паровых турбинах вырабатывается дополнительная электроэнергия. Проходя через паровые турбины, пар поступает в конденсатор и конденсируется. Конденсат с помощью насосов направляется в котел-утилизатор.

Парогазовые установки обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными газовыми и угольными электростанциями:

⇒ Более высоким электрическим КПД – до 60 %.

⇒ Более низкие капитальные затраты: 650-1100 долл.США/кВт против 1400-1500 долл.США/кВт для обычной паротурбинных электростанции.

⇒ Более сжатые сроки строительства благодаря блочной конфигурации парогазовых установок: 2-3 года против 6-8 лет для обычных паротурбинных электростанций.

⇒ Низкий уровень выбросов по сравнению с традиционными угольными электростанциями – снижение выбросов более чем на 50%.

Возможны различные сочетания газотурбинных и паротурбинных циклов. Среди них доминируют:

- 1) Двухконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Р.
- 2) Двухконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Т.
- 3) Двухконтурная бинарная конденсационная ПГУ .
- 4) Трехконтурная бинарная ПГУ с паровой турбиной типа Т с промежуточным перегревом пара (рисунок 3).

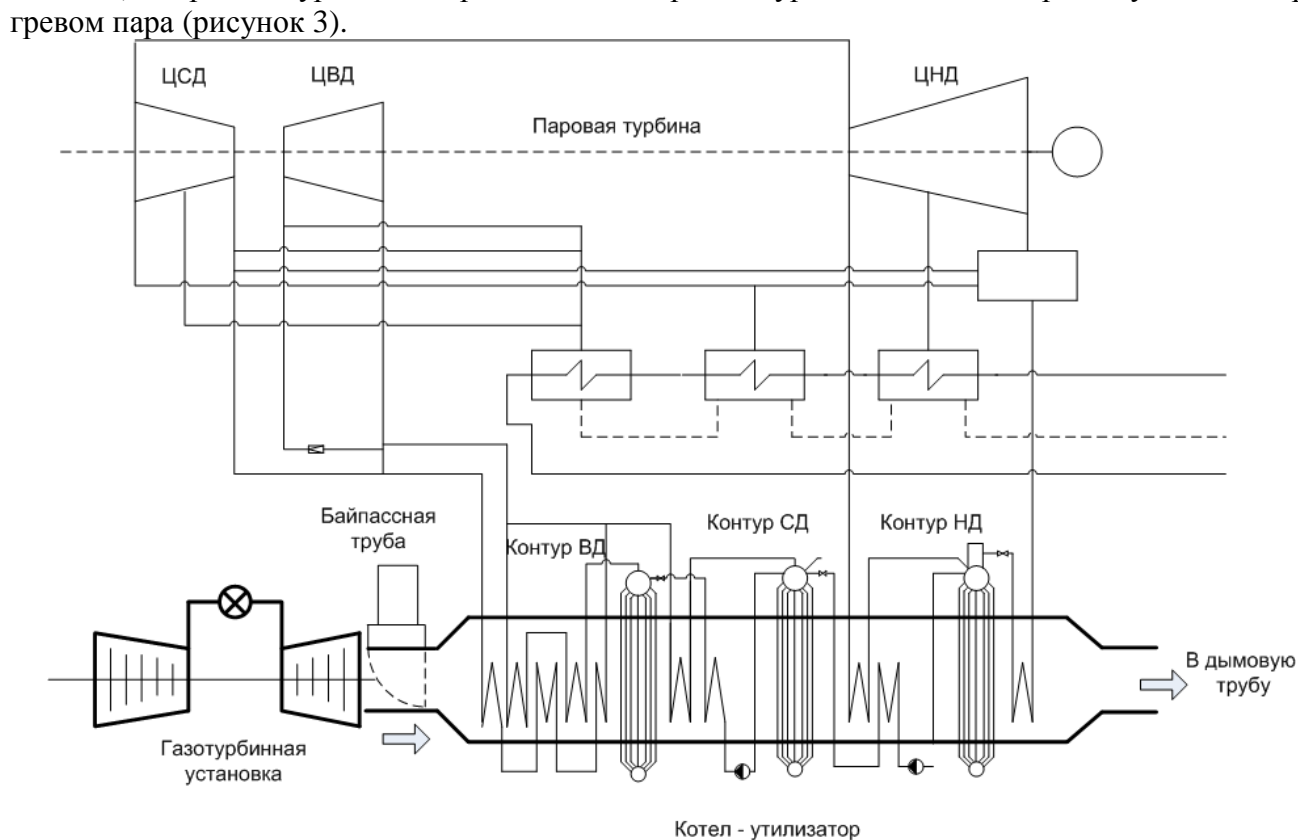


Рисунок 3 – Трехконтурная бинарная ПГУ паровой турбиной Т

В развитых зарубежных странах NGCC является хорошо отлаженной технологией. Газовые турбины класса F комбинированного цикла (установленной электрической мощностью порядка 200 МВт) были впервые внедрены в 90-х годах XX века. В результате сейчас КПД (эффективность) комбинированного парогазового цикла достигает 58-60 %.

В начале XXI века в развитых зарубежных странах находилось около 300 ПГУ с суммарной установленной электрической мощностью до 1000 МВт (при максимальном КПД парогазового цикла на уровне 58,2 %). При этом, суммарная электрическая мощность газотурбинных установок входящих в состав ПГУ составила 328,9 МВт).

В дальнейшем ставится задача повышения КПД комбинированного парогазового цикла в обозримом будущем до 61-62 %. Для этого в ГТУ вместо циклового воздуха планируется использовать в качестве охладителя водяной пар и осуществлять более тесную интеграцию газотурбинного и парового циклов.

Капитальные затраты на технологию комбинированного парогазового цикла (технологию NGCC) для технического перевооружения существующих электростанций, а также строительства новых электростанций в настоящее время составляют:

⇒ Для ПГУ с установленной электрической мощностью 160-250 МВт: 1100–1200 долл. США/кВт.

⇒ Для ПГУ с установленной электрической мощностью до 700 МВт: 600–650 долл. США/кВт.

В дальнейшем, к 2020 году, за счет совершенствования технологии NGCC, планируется уменьшение стоимости ПГУ до уровня 400-500 долл. США/кВт.

1.3 Использование угля в бинарных (парогазовых) установках

В классических парогазовых установках (ПГУ) энергия сжигаемого топлива используется в бинарном цикле: сначала в газотурбинном цикле, затем остаток энергии топлива идет на парообразование для работы в паровой турбине.

В угольных ПГУ могут использоваться продукты переработки угля, полученные при газификации, при этом газификационная установка интегрируется с ПГУ (внутрицикловая газификация угля), цикл и схема которой сохраняются такими же, как и при работе на природном газе.

Другое направление – прямое сжигание угля под давлением в высоконапорном парогенераторе с кипящим слоем, с предварительной очисткой и последующим расширением продуктов сгорания в газовой турбине.

ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (технология IGCC)

Технология комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией состоит из четырех основных стадий:

1-ая стадия:

В газогенераторе (газификаторе) предварительно подготовленный уголь частично окисляется подаваемым в реактор кислородом (иногда с добавлением водяного пара) или сжатым воздухом. При этом, в результате химических реакций, образуется горючий (генераторный) топливный газ, содержащий в основном CO и H₂,

2-ая стадия:

Топливный газ из газификатора либо направляется непосредственно в систему очистки для удаления твердых частиц, а также сернистых и азотных соединений, либо охлаждается с образованием пара, а затем очищается традиционными методами. Минеральный остаток топлива – зола или шлак – выводится и в дальнейшем может служить для производства строительных брикетов или материалов для дорожного строительства.

3-ья стадия:

Очищенный топливный газ сжигается в камере сгорания газотурбинной установки (ГТУ) для выработки электроэнергии.

4-ая стадия:

Остаточная теплота горячих уходящих дымовых газов из газовой турбины поступает в паровой котел-утилизатор (КУ). Пар, выработанный в котле-утилизаторе, используется для производства дополнительной электрической энергии в паровой турбине.

Технология IGCC для ПГУ относится к категории наиболее чистых и эффективных среди чистых угольных технологий. Технология газификации топлива позволяет перерабатывать любое углеродсодержащее сырье, включая уголь, нефтяной кокс, топочный мазут, биомассу и твердые бытовые отходы.

Современное состояние технологии IGCC для парогазовых электростанций

В силу высокой себестоимости и ограниченной доступности технология IGCC для парогазовых электростанций пока не является конкурентоспособной. Однако, в комбинации угля с тяжелыми остатками нефтепереработки она широко используется. Несколько демонстрационных станций с IGCC на угле функционирует в США и Европе, еще один строится в Японии.

Энергоблок мощностью 235 МВт находится в эксплуатации с 1993 года в Буггенуме (Нидерланды). В настоящее время там проверяется возможность использования до 30% биомассы. Электрический КПД этой электростанции составляет примерно 42 %.

На энергоблоке электрической мощностью 335 МВт в Пуэрто-Лано (Испания), в качестве топлива применяется смесь высокосернистого нефтяного кокса и высокозольного угля.

Энергоблок Уобэш-Ривер в штате Индиана (США), электрической мощностью 260 МВт работает на нефтяном коксе.

Энергоблок Полк-Пауэр мощностью 250 МВт в окрестностях Тампы (штат Флорида, США) работает на комбинации угля и нефтяного кокса.

Электрический КПД с внутрицикловой газификацией 40-45%, это значительно ниже, чем в классических парогазовых установках, работающих на газе, но сопоставимо с современными пылеугольными котлами со сверхкритическими параметрами пара.

Электрический КПД американских энергоблоков ниже, чем европейских, что обусловлено, главным образом, менее эффективной технологией газификации твердого топлива, применяемой в США.

Стоимость технологии IGCC для парогазовых электростанций

Капитальные затраты на технологию IGCC для парогазовых электростанций в настоящее время составляют 1500-1900 долл. США/кВт. Это примерно на 20% выше, чем у обычных угольных электростанций.

Исследования показали, что для того чтобы энергоблоки для ПГУ с технологией IGCC могли конкурировать с другими угольными и газовыми технологиями для электростанций, капитальные затраты у них должны составлять 1300-1370 долл. США/кВт. А электрический КПД энергоблоков для ПГУ с технологией IGCC должен превышать 48 %.

ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением (КСД)

Другая возможность использования угля в ПГУ – сжигание его в кипящем слое под давлением (КСД).

Принцип работы здесь следующий:

Продукты сгорания, образующиеся при сжигании угля, проходят через систему очистки и расширяются в газовой турбине, производя полезную работу. Вал газовой турбины вращает турбогенератор и компрессор. Компрессор турбины нагнетает воздух в камеру сгорания и обеспечивает аэродинамические условия для горения угля в слое.

Если в классической парогазовой установке газотурбинный и паровой циклы идут последовательно, то в угольном ПГУ это параллельные процессы. Так часть энергии сжигаемого топлива через поверхности нагрева сразу же передается в парогенератор, а оставшаяся часть идет уже в газовую турбину и, отработав в ней, снова используется в паровом цикле.

Сжигание угля в КСД обладает преимуществами и технологии сжигания в кипящем слое и выгодами бинарного цикла. В ПГУ с КСД происходит полное (с КПД около 99 %) сгорание различных сортов угля при высоких коэффициентах теплопередачи. Благодаря низким температурам горения (до 850 °С) выбросы NO_x небольшие (менее 200 мг/м³), практически отсутствует шлакование.

Как и в классических топках с кипящим слоем в уголь можно добавлять сорбенты (известняк, доломит) и связывать в них до 90-95 % содержащейся серы. Кроме того, технология ПГУ с КСД проще и более привычна для энергетиков, чем газификационные установки, представляющие собой сложное химическое производство.

В настоящее время за рубежом эксплуатируются на различных видах углей около десятка экспериментально-промышленных ПГУ с КСД мощностью 70-135 МВт.

ПГУ с высоконапорным парогенератором

Первая в мире ПГУ с высоконапорным парогенератором, правда, не на угле, а на природном газе была введена в эксплуатацию на Невинномысской ГРЭС 30 лет тому назад. Запланированные тогда же разработки похожей ПГУ на твердом топливе не были продолжены и, к сожалению, отечественный приоритет в этом направлении был утерян. Но НИР продолжались — в ВТИ была разработана оригинальная схема котла с ЦКС под давлением для ПГУ, которые могли бы заменить при реконструкции существующие 300-МВт блоки Новочеркасской ГРЭС. Параметры этой ПГУ: мощностью 405,5 МВт с расчетным КПД нетто 42,9 %, мощность газовой турбины (ГТ-60) — 63,35 МВт, паровой турбины (К-300-240 ХТЗ) — 352,75 МВт, параметры пара сверхкритические — 24 МПа, 560 °С.

По расчетам, ПГУ с высоконапорным парогенератором и сжиганием угля в кипящем слое под давлением позволит экономить 10-12 % топлива и снизить до 80 — 200 мг/м³ выбросы оксидов серы и азота.

1.4 Котлоагрегаты с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС)

Наряду с традиционным камерным сжиганием угольной пыли, обладающим высокой экономичностью и рядом других неоспоримых преимуществ, все больше внимания во всем мире уделяется разработке и созданию котлоагрегатов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).

Сжигание в кипящем слое – развитие слоевого способа сжигания твердого топлива. В слоевой топке топливо сгорает на решетке, из-под которой подается воздух (так до сих пор работают многие котельные, например в ЖКХ). По технологии сжигания в кипящем слое топливо так же набрасывается топливоподачиками на решетку, но сгорает оно не на самой решетке, а во взвеси. Дело в том, что скорость воздуха, подаваемого из-под решетки, подбирается такой, чтобы динамические силы поднимали уголь, размельченный до определенного размера частиц (но не до пылевидного состояния). Угольные частицы витают в воздухе и, витая в воздухе, сгорают. В этом случае контакт частицы с воздухом более активный, что дает преимущество с точки зрения скорости выгорания. Чтобы выгорание было полным, не догоревший уголь улавливают с помощью различных систем и возвращают в топку для дожигания – это происходит много, отсюда название – циркулирующий кипящий слой.

Котлы с ЦКС эти имеют ряд серьезных преимуществ и перед «классическими» пылеугольными котлами. Для работы последних необходимо очень энергоемкое и взрывоопасное оборудование, в котором уголь предварительно дробят до состояния пыли. Затем пылевоздушная смесь вдувается в топку и сжигается во всем ее объеме.

Температура в центре горящего факела, превышающая 1200 °С, способствует образованию крайне вредных окислов серы и азота, что ограничивает использование угольных котлов в густонаселенных районах. Для связывания этих вредных выбросов производители энергетического оборудования должны тратиться на дополнительное оборудование, сопоставимое по стоимости с основным энергетическим.

Кроме того, для каждого типа угля приходится проектировать собственную котельную установку, на которой использовать другой тип угля можно только с серьезными ограничениями. Поскольку в котлах ЦКС можно обеспечить длительное пребывание топлива в зоне реакции, температурный уровень здесь можно выбрать более низким, чем в факельной топке, где топливо должно сгореть быстро. Поэтому образуется меньше оксидов азота. Благодаря низким температурам процесса удается обеспечить и лучшее связывание оксидов серы – они получается в виде твердых частиц типа гипса и их легче удалять.

В котле с ЦКС в потоке воздуха циркулирует инертная масса, нагретая до температуры 850-870 °С, гораздо ниже, чем в обычном котле. Эта масса – смесь дробленого угля с обычным песком, либо, допустим, золой, которая остается в котле при сгорании высокозольных углей. В смесь также добавляется известняк для связывания серы. Эта инертная масса многократно (до 150 раз) циркулирует в котле. За счет этого достигаются очень высокая степень выгорания угля, хорошие экологические характеристики.

Затраты на создание тепловых электрических станций с технологией ЦКС

Технология создания тепловых электрических станций с технологией ЦКС требуют дальнейших исследовательских работ. Ожидается, что затраты на создание таких электростанций составят 1380-1400 долл. США/кВт, т.е. на 15–20 % выше, чем для традиционных угольных

С другой стороны, уменьшение затрат на подготовку угля и очистку отходящих дымовых газов могут привести к тому, что общие затраты на сооружение электростанций с технологией ЦКС будут составлять 1325-1340 долл.США/кВт.

1.5 Паровые пылеугольные котлоагрегаты с кольцевой топкой

Строительство крупных тепловых электростанций с энергоблоками 500-800 МВт и выше связано с трудностями по созданию мощных котлоагрегатов, особенно пылеугольных. Для обеспечения высокой надежности и экономичности современного котлоагрегата принимаются умеренные теплонапряжения и сравнительно низкие температуры газов в топочной камере, что при существующих традиционных конструкциях топочных устройств приводит к большой высоте всего котлоагрегата. Снижение высоты мощных котлов (до 30-40 %) можно обеспечить за счет применения кольцевой топки, в конструкции которой эффективно использовано свойство вихревого движения продуктов сгорания, характерное для тангенциальных топок, при котором в центральной зоне топки образуется малопроточная зона. К примеру, высота котла с кольцевой топкой на 20 м меньше в сравнении с традиционным П-образным котлом близкой мощности.

Конструктивно кольцевая топка представляет собой открытую восьмигранную призматическую камеру, внутри которой по всей ее высоте установлена восьмигранная коаксиальная вставка, выполненная из газоплотных панелей. Большие поперечные размеры внутренней вставки позволяют расположить внутри нее строительные конструкции котла, систему водопускных труб, лифт и ремонтные площадки. Прямоточные регулируемые горелочные устройства установлены на каждой наружной грани в несколько ярусов (в зависимости от мощности котла) и направлены по касательным к внутренней вставке.

При таком расположении горелок в кольцевой топке организуется вращательное движение факела без активного взаимодействия (наброса) на стены внутренней и наружной камер. Такая аэродинамика и повышенное тепловосприятие экранов кольцевой топки позволяют получить сравнительно низкий уровень температуры газов в ядре факела (ниже 1200°C), что исключает активное шлакование экранов и вместе с тем обеспечивают устойчивое воспламенение, низкий уровень выбросов NO_x и экономичное сгорание топлива.

Отвод газов из топки осуществляется двумя симметрично расположенными конвективными газоходами, в каждом из которых установлены радиационные и конвективные поверхности нагрева пароперегревателя и водяного экономайзера. Воздухоподогреватель вынесен в отдельную колонку. Характерной особенностью кольцевой топки является высокая равномерность (не более 10 %) распределения температуры и тепловосприятия наружных и внутренних экранов по периметру топки.

1.6 Сверхкритический (SCSC) и суперсверхкритический (USCSC) паровой цикл угольных энергоблоков

Работы над созданием факельных энергоблоков с суперсверхкритическими (ультрасуперкритическими - USCSC – в западной терминологии) параметрами пара начались в середине прошлого века в США и СССР.

16 котлов с такими параметрами (энергоблоки 380-1050 МВт с давлением свежего пара 24-30 МПа и перегревом до 580-610 °С) работают во всем мире: в основном в Дании, Японии (на каменном угле) и Германии (на бурых углях).

Мощность КПД лучших японских и немецких блоков находится на уровне 45-46 %, датских, работающих на холодной циркуляционной воде с глубоким вакуумом – на 2-3 % выше.

В Евросоюзе, в рамках программы Termiproject, идет разработка пылеугольного энергоблока с максимальной температурой пара выше 700 °С с давлением 37,5 МПа (циклом с двойного промежуточного перегрева до 720°C при давлениях 12 и 2.35 МПа).

Выйти на эти параметры намечено к 2015 году, КПД энергоблока должен составить свыше 50 % и даже может достичь 53-54 %. Еще через 20 лет КПД планируется увеличить до 55 % при температурах пара до 800 °С.

Стоит отметить, что многие специалисты считают гонку за такими параметрами неоправданной экономически. Несмотря на повышенный КПД существующие станции на суперсверхкритических параметрах пара значительно дороже и в строительстве и в эксплуатации, и срок их окупаемости превышает срок окупаемости станций со сверхкритическими параметрами пара.

Затраты на технологии SCSC и USCSC парового цикла угольных электростанций

Технология сверхкритического парового цикла (SCSC) является коммерческой, а существующие проекты финансируются частным сектором. В Европе и Японии при строительстве новых угольных станций выбирают эту технологию, а в Китае по SCSC строится половина всех новых станций).

Станции с суперсверхкритическим паровым циклом (USCSC), работающие на температурах около 700 °С, требуют дальнейших исследовательских работ. Ожидается, что затраты станций с USCSC будут на 12–15 % выше, чем станций с докритическим паровым циклом (1350-1600 долл. США/кВт).

С другой стороны, уменьшение затрат на подготовку угля и операции с отходящими газами могут привести к тому, что общие затраты на сооружение электростанции будут на 13–16 % ниже, чем при надкритическом паровом цикле.

Учитывая, что технология USCSC парового цикла угольных электростанций еще находится на относительно ранней стадии разработки, неопределенность стоимости производства, затрат на строительство и новые материалы говорит о возможности изменения приведенных выше цифр.

Препятствия к массовому внедрения технологий SCSC и USCSC парового цикла угольных электростанций

Лучшие на сегодняшний день угольные станции имеют эффективность 45–47 %. Цель технологий усовершенствованного цикла – повысить эффективность угольных электростанций до 50–55 % (то есть на 20 % выше средней эффективности, равной сейчас 35-37 %) благодаря более высокой рабочей температуре, чем у обычных паровых станций. Такие усовершенствования могут иметь важнейшее значение для снижения выбросов CO₂. Тем не менее, использование более высоких рабочих температур требует разработки материалов, которые могли бы выдерживать экстремальные условия. На сегодняшний день производства таких материалов с приемлемым уровнем затрат не существует.

Имеющиеся легированные стали могут использоваться при температуре до 600 °С. Другие материалы, такие как ферритовая (ferritic, до 650 °С) и аустенитная (austenitic, до 700 °С) сталь, на которых были сконцентрированы исследования в 90-х годах, не дали удовлетворительного результата.

Никелевые сплавы, первоначально предназначавшиеся для газовых турбин, могут выдерживать температуры до 750 °С, но стоимость их производства значительно превышает стоимость ферритовой и аустенитной стали.

2. Генерация электрической и тепловой энергии на мини- и микро-ТЭЦ, микротурбины

В настоящее время в мировой энергетике прослеживается стойкая тенденция к увеличению производства и потребления энергии. Даже с учетом значительных структурных изменений в промышленности и перехода на энергосберегающие технологии, потребности в электроэнергии в ближайшие десятилетия будут увеличиваться (таблица 1).

Таблица 1 – Изменение выработки электроэнергии в мире

Показатель	Единица измерения	1990 г.	2000 г.	2010 г (прогноз)
Суммарная выработка электроэнергии в мире	млрд. кВт·ч	11900	15100	19500
Доля от суммарной выработки электроэнергии на электростанциях:	%	100	100	100
АЭС		17	16	14
ТЭС на газе		14	19	23
ТЭС на мазуте		12	10	9
ТЭС на твердом топливе		38	37	36
Электростанции на нетрадиционных и возобновляемых источниках энер-		19	18	18

Показатель	Единица измерения	1990 г.	2000 г.	2010 г (прогноз)
гии (НиВИЭ)				
Выработка электроэнергии по регионам, том числе:	%	100	100	100
Западная Европа		20	19	18
Восточная Европа		18	13	12
Азия и Австралия		21	28	34
Америка		36	34	30
Средний Восток и Африка		5	6	6
Установленная мощность электростанций в мире, в том числе:	ГВт	2830	3580	4450
АЭС	%	12	11	10
ТЭС на газе	%	17	20	22
ТЭС на мазуте	%	15	14	13
ТЭС на твердом топливе	%	33	32	32
Электростанции на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии (НиВИЭ)	%	23	23	23

Технический прогресс в электроэнергетике развитых стран Европы, Азии и Америки характеризуется следующими основными направлениями:

⇒ Созданием высокоэкономичных энергоблоков с суперкритическими параметрами пара для работы по заданным графикам электрической нагрузки с максимально-возможной автоматизацией технологического процесса производства электроэнергии.

⇒ Совершенствованием структуры и экономичности топливно-энергетических балансов стран и регионов.

⇒ Повышением надежности защиты окружающей среды от вредного воздействия электростанций.

⇒ Увеличением количества электростанций, совместно вырабатывающих электрическую и тепловую энергию – теплофикационных электростанций (ТЭЦ).

⇒ Сокращением капитальных затрат и уменьшением себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

В Российской Федерации 2000 году принята «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года», которая предусматривает сохранение доминирующей роли теплофикационных электростанций и централизованного теплоснабжения для обеспечения электроэнергией и теплотой городов и промышленных предприятий.

Однако, в настоящее время, традиционные крупные теплофикационные электростанции и системы теплоснабжения, как правило, не обеспечивают расчетной экономии топлива на ТЭЦ и общей эффективности централизованного обеспечения потребителей электроэнергией и теплотой. Это связано, в основном, со следующими причинами:

1. Эффект системной экономии топлива от централизации тепло-и энергоснабжения практически сведен к минимуму вследствие того, что КПД новых современных котлоагрегатов для промышленных и отопительных котельных повышен до уровня КПД энергетических котлов ТЭЦ.

2. Вторая составляющая экономии топлива от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ также оказалась ниже расчетной - вследствие значительных трансмиссионных тепловых потерь и потерь теплоты с утечками при транспорте сетевой воды на большие расстояния. Эти тепловые потери, в среднем по России, достигают уровня 16...23%. Кроме того, большинство магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей от ТЭЦ выработали свой ресурс и имеют значительный износ (т.е. характеризуются низкой надежностью). Это обстоятельство приводит к нарушению качества теплоснабжения от ТЭЦ и возникновению ущербов от недоотпуска тепловой энергии (как материальных, так и социальных).

3. Значительный физический и моральный износ теплоэнергетического оборудования ТЭЦ. Этот фактор обуславливает невысокую удельную выработку электроэнергии на тепловом

потреблении и также способствует сокращению экономии топлива от комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

Из-за этих факторов, а также учитывая изменение структуры собственности как в производственной, так и в жилищно-коммунальной сфере, возрастает доля децентрализованного обеспечения потребителей электроэнергией и теплотой.

Сооружение мини и микро- ТЭЦ, (а также реконструкция существующих котельных в мини-ТЭЦ) позволит не только обеспечить более эффективное использование топлива за счет комбинированного производства электрической и тепловой энергии, но и повысить надежность энергоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий.

Основными достоинствами мини-ТЭЦ являются:

1. Невысокие потери при транспортировке тепловой и электрической энергии по сравнению с системами централизованного тепло- и электроснабжения.
2. Автономность функционирования мини-ТЭЦ (независимость от внешней энергосистемы) и возможность продажи в энергосистему излишков вырабатываемой электроэнергии или теплоты.
3. Низкая себестоимость вырабатываемой тепловой и электрической энергии (в 2-2,3 раза меньше, по сравнению с системами централизованного тепло- и электроснабжения).
4. Повышение надежности энергоснабжения, так как возможные перебои в подаче электро-энергии от внешней энергосистемы не приводят к прекращению работы мини-ТЭЦ.
5. Невысокий расход топлива для производства электроэнергии и теплоты.
6. Большой моторесурс и долговечность оборудования мини-ТЭЦ.
7. Мобильность, возможность перевозки и быстрого подключения к тепловым и электрическим сетям потребителей после доставки на место (в стационарном или контейнерном исполнении).

На сегодняшний день, в промышленной и коммунально-бытовой энергетике широко применяется следующее оборудования для мини-ТЭЦ:

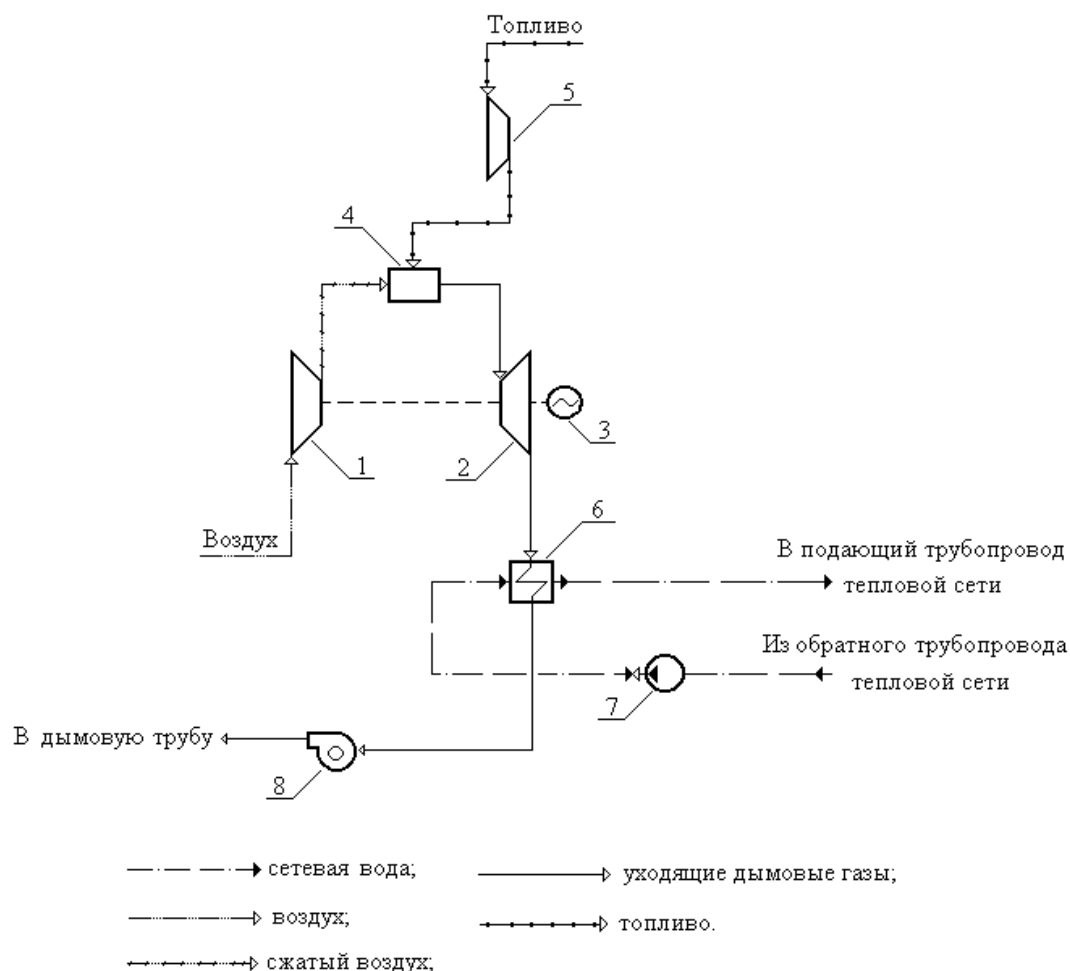
- ⇒ Газотурбинные установки (ГТУ-ТЭЦ).
- ⇒ Установки на базе двигателей внутреннего сгорания: дизельные, газодизельные и газопоршневые мини-ТЭЦ.
- ⇒ Малые паротурбинные установки (ПТУ-ТЭЦ), а также установки на базе паровых роторных объемных машин (ПРОМ) и паро-винтовых машин (ПВМ).
- ⇒ Газовые микротурбины для комбинированного производства электроэнергии и теплоты (микро-ТЭЦ).
- ⇒

2.1 Газотурбинные мини-ТЭЦ (ГТУ-ТЭЦ)

Краткое описание технологии:

В этих мини-ТЭЦ, воздух, сжатый в компрессоре и газ под давлением 1,5–2,5 МПа ($15...25 \text{ кгс/см}^2$) подаются в камеру сгорания. В камере сгорания осуществляется сжигание газа. В процессе сжигания газа образуются продукты сгорания (уходящие дымовые газы), которые направляются в газовую турбину. Проходя через турбину, уходящие дымовые газы расширяются и, тем самым, передают свою энергию генератору. За счет расширения продуктов сгорания, генератор газовой турбины вырабатывает электроэнергию, которая затем поступает к потребителям.

После газовой турбины, для теплоснабжения потребителей, предусматривается установка газодляного теплообменника-утилизатора или парового котла-утилизатора (рисунок 4). В этих аппаратах используется теплота продуктов сгорания (с температурой 420–500 °С) для нагрева сетевой воды или для выработки пара.



1- Воздушный компрессор; 2- Газовая турбина; 3- Генератор; 4- Камера сгорания; 5 - Дожимающий компрессор; 6- Газоводяной теплообменник-утилизатор; 7- Насос; 8- Дымосос.

Рисунок 4 – Принципиальная схема газотурбинной мини-ТЭЦ.

Примерно 40% энергии от сгорания газа приходится на выработку электроэнергии, остальные 60% используются для производство теплоты.

Электрический КПД газотурбинных мини-ТЭЦ равен, в среднем, 25–35%. Общий коэффициент использования теплоты (по сумме электрической + тепловой мощности) у газотурбинных мини-ТЭЦ достигает 75–85%.

Готовность технологии к практическому использованию:

Спектр выпускаемых газотурбинных мини-ТЭЦ достаточно широк и лежит в диапазоне от 2,5 до 25 МВт по электрической мощности. Тепловая мощность газотурбинных мини-ТЭЦ (при температуре уходящих дымовых газов 100-115 °С) составляет от 1,5 до 27 Гкал/ч.

Как правило, газотурбинные мини-ТЭЦ выпускаются в виде модулей полной заводской готовности для стационарного размещения или в блочно-контейнерном исполнении.

Оценка перспектив и масштабов использования технологии ГТУ-ТЭЦ за рубежом:

В странах Западной Европы, при проектировании тепловых электрических станций, технология ГТУ-ТЭЦ наиболее востребована (прежде всего для малых и средних электрических станций, мощностью до 30 МВт). Рост суммарной мощности ГТУ-ТЭЦ в странах Западной Европы приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика ввода мощностей ГТУ-ТЭЦ в странах Западной Европы

2000 г.		2010 г.		2020 г.	
Мощность ГТУ-ТЭЦ, ГВт	% от суммарной установленной мощности электростанций Западной Европы	Мощность ГТУ-ТЭЦ, ГВт	% от суммарной установленной мощности электростанций Западной Европы	Мощность ГТУ-ТЭЦ, ГВт	% от суммарной установленной мощности электростанций Западной Европы
74	12	91–135	13–18	124–195	15–22

Условия, обеспечивающие максимизацию эффекта от использования технологии ГТУ-ТЭЦ:

Установка газотурбинных мини-ТЭЦ наиболее выгодна на промышленных предприятиях, которые имеют значительные (больше 10...15 МВт) электрические и тепловые нагрузки, собственную производственную базу, высококвалифицированный персонал для эксплуатации оборудования мини-ТЭЦ, подвод газа высокого давления

Для получения максимального энергетического и экономического эффекта при работе газотурбинной мини-ТЭЦ необходимо сравнить различные варианты покрытия электрических и тепловых нагрузок потребителей (т.е. сравнить различные режимы работы ГТУ-ТЭЦ).

Существуют следующие возможные режимы работы ГТУ-ТЭЦ.

1. Автономный (островной). При этом режиме работы ГТУ-ТЭЦ полностью покрывает электрические и тепловые нагрузки потребителей. При этом потребители электрической и тепловой энергии не подключены к внешним электро-и теплосетям.

2. Параллельно с внешней электрической сетью. При этом режиме работы ГТУ-ТЭЦ, основные (базовые) электрические нагрузки потребителей частично или полностью покрываются за счет работы газотурбинных установок. Пиковые электрические нагрузки потребителей покрываются за счет отбора дополнительной электроэнергии из внешней электрической сети. Кроме того, внешняя электрическая сеть является резервным источником энергоснабжения при аварийном останове ГТУ-ТЭЦ, а также выполнении плановых ремонтов оборудования.

3. Синхронно с внешней электрической сетью. При этом режиме работы ГТУ-ТЭЦ, газотурбинные установки покрывают, как основные (базовые), так и пиковые электрические нагрузки потребителей. Если ГТУ-ТЭЦ вырабатывает больше электрической энергии, чем требуется потребителям, то избыточное количество электроэнергии передается во внешнюю электрическую сеть.

Наиболее эффективными являются 2-ой и 3-ий режимы работы ГТУ-ТЭЦ. При этих режимах работы газотурбинные установки постоянно работают на номинальном режиме (с максимальным КПД) и выдают максимальное количество электрической и тепловой энергии потребителям. Это обстоятельство позволяет минимизировать расход топлива газотурбинными установками и существенно улучшить экономические показатели работы ГТУ-ТЭЦ:

- ⇒ уменьшить срок окупаемости ГТУ-ТЭЦ (в 2–2,5 раза);
- ⇒ сократить себестоимость производимой электроэнергии (в 2...2,3 раза)..

Также для эффективной эксплуатации ГТУ-ТЭЦ, необходимо проанализировать максимальные тепловые нагрузки и годовые (месячные) расходы теплоты потребителями. Как правило, примерно 60–80% годового потребления теплоты обеспечивается при помощи газотурбинных мини-ТЭЦ. Остальные 20–40% покрываются пиковыми котлоагрегатами. Такое распределение годового расхода теплоты между газотурбинными установками и пиковыми котлами универсально, т.е. может использоваться для любого режима работы ГТУ-ТЭЦ.

К достоинствам ГТУ-ТЭЦ относятся:

- ⇒ Способность работать на различных видах топлива (газообразном и жидком).
- ⇒ Длительность периода, на протяжении которого оборудование ГТУ-ТЭЦ может эксплуатироваться без остановки (до 9000 часов).
- ⇒ Незначительный расход смазочного масла для оборудования ГТУ-ТЭЦ (до 1,3 тонн в год).
- ⇒ Малые выбросы вредных веществ в окружающую среду ($NO_x = 25–50$ ppm; $CO = 60–75$ ppm).

⇒ Высокое значение отношения отпускаемой теплоты к производимой электроэнергии ($\frac{Q_T}{N_Э} = 1,7-2,1$).

⇒ Возможность производства пара в котлах-утилизаторах ГТУ-ТЭЦ (с давлением 9–40 кгс/см²; температурой 250–450 °С). Это обстоятельство позволяет использовать газотурбинные мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях для покрытия технологической тепловой нагрузки.

2.2. Мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС)

Краткое описание технологии:

Эти мини-ТЭЦ конструируются на базе двигателей внутреннего сгорания, работающих по циклу Отто. В них, по ходу движения выхлопных газов после ДВС, смазочного масла и охлаждающей воды из «рубашки» корпуса ДВС, устанавливаются теплообменники-утилизаторы (рисунок 5). В этих аппаратах, для теплоснабжения потребителей предусматривается использование:

- ⇒ теплоты выхлопных газов после ДВС,
- ⇒ теплоты охлаждающей воды из «рубашки» корпуса ДВС;
- ⇒ теплоты охлаждения смазочного масла.

Для мини-ТЭЦ с турбонаддувом также может использоваться теплота сжатого воздуха.

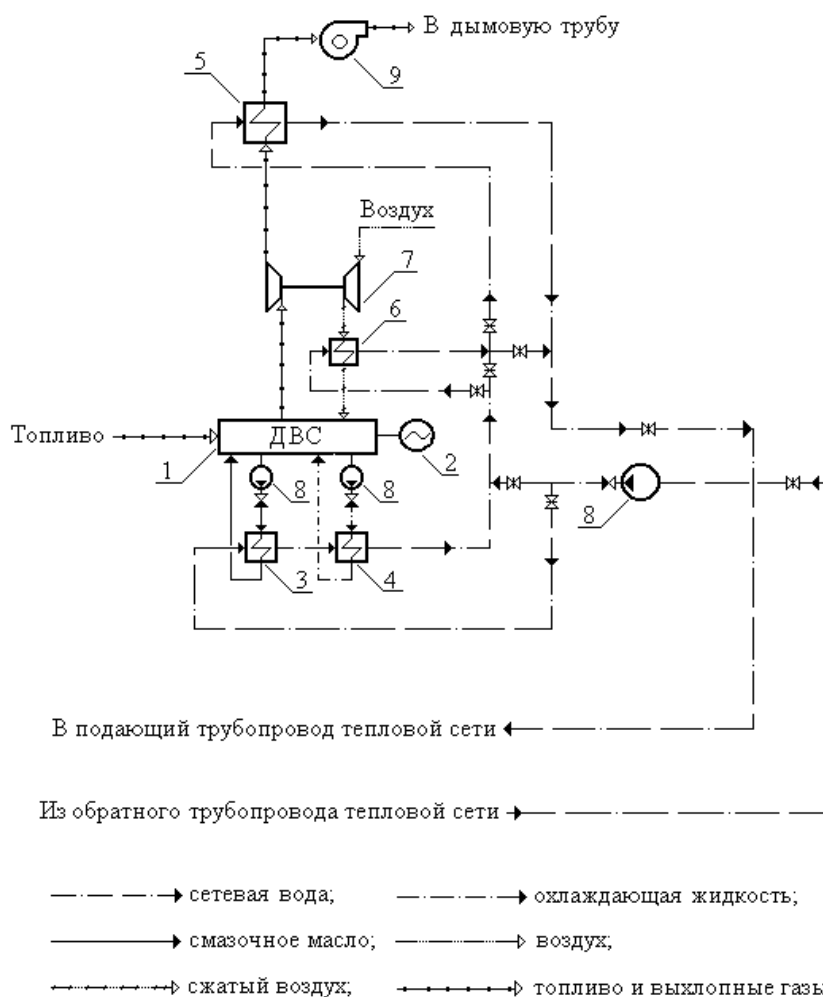
Электроэнергия для потребителей вырабатывается генераторами ДВС. Электрическая энергия от генераторов ДВС может производиться с напряжением 0,4 кВ или 6 (10) кВ.

Как правило, тепловая энергия от мини-ТЭЦ отпускается в виде нагретой сетевой воды с температурным потенциалом 90–105 °С и применяется для отопления и горячего водоснабжения потребителей.

Расчеты показывают, что с 1 МВт электрической мощности мини-ТЭЦ получается до 1,5 МВт (1,29 Гкал/ч) тепловой мощности. Из них:

- 45 – 50 % от утилизации теплоты выхлопных газов.
- 44 – 34 % от использования теплоты охлаждающей воды из «рубашки» корпуса ДВС.
- 6 – 8 % от утилизации теплоты наддувного (сжатого) воздуха.
- 5 – 8 % от использования теплоты смазочного масла.

Электрический КПД мини-ТЭЦ на базе ДВС составляет, в среднем, 33–40%. Общий коэффициент полезного действия (электрический + тепловой) для этих мини-ТЭЦ достигает 82–89%.



1- Двигатель внутреннего сгорания (ДВС); 2- Генератор; 3- Теплообменник-утилизатор теплоты смазочного масла; 4- Теплообменник-утилизатор теплоты охлаждающей жидкости после ДВС; 5- Теплообменник-утилизатор теплоты выхлопных газов после ДВС; 6- Теплообменник для охлаждения сжатого воздуха; 7- Турбовоздуходувка; 8- Насосы; 9- Дымосос.

Рисунок 5 – Принципиальная схема мини-ТЭЦ на базе ДВС.

Готовность технологии мини-ТЭЦ на базе ДВС к практическому использованию:

На российском рынке представлены мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания электрической мощностью от 9 кВт до 3,9 МВт и тепловой мощностью от 0,02 до 3,6 Гкал/ч.

Энергоблоки на базе ДВС поставляются в блочно-модульном исполнении для стационарной установки или в транспортабельных контейнерах. Кроме того, часто применяются специальные кожухи, поглощающие шум.

Основные производители энергетического оборудования для мини-ТЭЦ на базе ДВС в Российской Федерации и за рубежом, ведущие исследования в сфере освоения технологии:

Перечень основных разработчиков и производителей мини-ТЭЦ на базе ДВС, а также их основные технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Основные разработчики и производители мини-ТЭЦ на базе ДВС

Страна	Разработчик (производитель)	Стоимость оборудования, долл. США/кВт
Россия	ОАО «Звезда-Энергетика», ОАО «РУМО», ОАО ХК «Барнаултрансмаш», ОАО «Волжский дизель им. Маминых», ОАО «Эконефтегаз»	300–450
Австрия	Jenbacher AG	800–1300
Германия	Deutz, MTU Friedrichshafen, MAN B&W Diesel	800–1300
Словакия	Elteco GEN	800–1300
Италия	Spark Energy	800–1300
США	Caterpillar Inc, Tedom	800–1300
Великобритания	F.G.Wilson	800–1300
Финляндия	Wartsila Diesel	800–1300

Таблица 4 – Основные технические характеристики мини-ТЭЦ на базе ДВС

Тип установки	Электрическая мощность, кВт	Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	КПД электрический, %	КПД общий, %	Удельный расход топлива, м ³ /кВт·ч	Полный ресурс, тыс.ч
Jenbacher AG (Австрия)						
JMS208GS-NL	299	396 (0,341)	38,1	88,4	0,277	200
JMS212GS-NL	495	659 (0,568)	38,3	88,6	0,275	200
JMS312GS-NL	580	795 (0,685)	37,8	89,6	0,277	200
JMS316GS-NL	776	1059 (0,912)	38,0	89,8	0,277	200
JMS320GS-NL	973	1324 (1,141)	38,1	89,9	0,276	200
JMS420GS-NL	1413	1505 (1,297)	42,4	87,5	0,248	200
JMS612GS-NL	1644	1665 (1,435)	43,0	86,6	0,244	200
JMS616GS-NL	2188	2249 (1,938)	42,6	86,4	0,247	200
JMS620GS-NL	2734	2789 (2,404)	42,8	86,5	0,246	200
Deutz (Германия)						
TBG616V8K	337	442 (0,381)	36,9	85,3	0,245	200
TBG616V12K	507	642 (0,553)	37,7	85,4	0,280	200
TBG616V16K	678	556 (0,479)	37,8	85,5	0,278	200
TBG620V12K	1022	1155 (0,995)	40,2	85,4	0,262	200
TBG620V16K	1365	1547 (1,333)	40,2	85,8	0,262	200
TGG2020V16	1555	1638 (1,412)	41,8	85,8	0,252	200
TGG2020V20	1949	2035 (1,754)	41,1	85,1	0,256	200
TGG2032V12	2928	3160 (2,724)	41,3	85,9	0,255	200
TGG2032V16	3916	4230 (3,646)	41,4	86,2	0,254	200
Elteco GEN (Словакия)						
KATJA23C	16	40 (0,034)	23,4	80	0,472	н/д
KATJA43C	34	65 (0,056)	27,5	80	0,386	н/д
KATJA12CA	9	18 (0,015)	26,4	82,2	0,39	н/д
KATJA23CA	17	40 (0,034)	24,4	81	0,444	н/д
KATJA43CA	36	65 (0,056)	29,2	81,6	0,365	н/д
PETRA200C	152	264 ((0,228)	33,2	82,1	0,333	н/д
PETRA380C	308	442 (0,381)	35,3	86	0,301	н/д
PETRA750C	611	886 (0,764)	35,4	86,4	0,295	н/д
PETRA1250C	1013	1300 (1,12)	37,6	85,9	0,282	н/д
ОАО «Звезда-Энергетика» (Россия)						
Звезда ГП-315	315	400 (0,344)	35,8	н/д	0,314	144
Звезда ГП-1160	1160	1410 (1,215)	39	н/д	0,276	150
Звезда ГП-1370	1370	1410 (1,215)	37,8	н/д	0,284	180
Звезда ГП-1520	1520	1590 (1,37)	37	н/д	0,295	180
Звезда ГП-1750	1750	1820 (1,569)	37,4	н/д	0,287	180
ОАО «РУМО» (Россия)						
ДГ68М с системой утилизации теплоты	800	880 (0,758)	34	н/д	н/д	100
ДГ98М с системой утилизации теплоты	1000	1100 (0,948)	32,5	н/д	н/д	100

Тип установки	Электрическая мощность, кВт	Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	КПД электрический, %	КПД общий, %	Удельный расход топлива, м ³ /кВт·ч	Полный ресурс, тыс.ч
ОАО ХК «Барнаултрансмаш» (Россия)						
МТП-100/150	100	150 (0,129)	н/д	н/д	0,35	20*
МТП-200/300	200	300 (0,258)	н/д	н/д	0,35	20*
МТП-315/400	315	400 (0,345)	н/д	н/д	0,365	15*
ОАО «Волжский дизель им. Маминых» (Россия)						
ГДГ500/1000	500	550 (474)	н/д	н/д	0,3	32*
Примечание: * - назначенный ресурс до капитального ремонта.						

Условия, обеспечивающие максимизацию эффекта от использования технологии мини-ТЭЦ на базе ДВС:

1. Мини-ТЭЦ на базе ДВС перспективны в качестве основного источника выработки электроэнергии и теплоты на объектах жилищно-коммунального хозяйства (с электрическими и тепловыми нагрузками 0,3...15 МВт): в жилых и общественных зданиях, торговых и спортивных комплексах, гостиницах, санаториях, пансионатах.

2. Мини-ТЭЦ на базе ДВС целесообразно использовать в качестве пикового или резервного источника энергоснабжения на промышленных предприятиях с резко переменными электрическими нагрузками.

Кроме дизельных двигателей внутреннего сгорания, в качестве основы для мини-ТЭЦ часто используются газовые (газопоршневые) и газодизельные ДВС.

Газопоршневые мини-ТЭЦ работают только на одном газовом топливе. Газодизельные мини-ТЭЦ, как правило, эксплуатируются на смеси газа и небольшого количества (3...10%) дизельного топлива.

По капитальным затратам наиболее дешевыми являются дизельные мини-ТЭЦ. Однако, из-за дороговизны дизельного топлива, большего расхода масла и высоких эксплуатационных затрат себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии оказывается в несколько раз выше, чем у газовых установок (обладающих к тому же большим ресурсом до капитального ремонта).

Таким образом, дизельные мини-ТЭЦ лучше использовать в негазифицированных районах. Электрическая энергия, вырабатываемая газодизельными мини-ТЭЦ, также дороже той, что производят установки на чистом газе.

В сравнении с ГТУ-ТЭЦ, мини-ТЭЦ на базе ДВС имеют следующие преимущества:

⇒ Более высокий электрический и общий КПД и меньшая его зависимость от изменения нагрузок и температуры наружного воздуха.

⇒ Меньший удельный расход топлива на выработку 1кВт·ч электрической энергии.

⇒ Большой полный ресурс установок.

⇒ Для мини-ТЭЦ на базе ДВС требуется значительно меньшее давление топлива.

Однако, у мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания, меньше количество и более низкий потенциал производимой теплоты. Также больше вредные выбросы в окружающую среду ($NO_x = 118-185$ ppm; $CO = 50-107$ ppm), по сравнению с газотурбинными установками.

Полный перечень показателей, по которым производится сравнение ГТУ-ТЭЦ и мини-ТЭЦ на базе ДВС приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Основные показатели для сравнения мини-ТЭЦ на базе ДВС и газотурбинных мини-ТЭЦ

Показатель	Газопоршневые мини-ТЭЦ	Газотурбинные мини-ТЭЦ
Долговечность	-полный ресурс составляет 100...200 тыс. ч -без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	-полный ресурс составляет 75...140 тыс. ч -без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания
Ремонтопригодность	-ремонт производится на месте - ремонт требует меньше времени	-ремонт производится на специальных заводах -затраты времени и средств на транспортировку, центровку и т.д.
Сохраняемость	-не теряет свойств при правильном хранении -может перевозиться любым видом транспорта	-не теряет свойств при правильном хранении -транспортировка железнодорожным транспортом не желательна
Количество и потенциал производимой теплоты	-0,86–1,29 Гкал/ч на 1 кВт электрической мощности -сетевая вода с температурой 90–105 °С	-1,5–1,8 Гкал/ч на 1 кВт электрической мощности -сетевая вода с температурой 115–150 °С -водяной пар с давлением 9–40 кгс/см ² (с температурой 250...450 °С)
Экономичность	-Электрический КПД равен 33–40%. -КПД мало меняется при нагрузке от 100% до 50% электрической мощности (уменьшается на 5...8%)	-Электрический КПД равен 25–35%. -КПД резко снижается на частичных электрических нагрузках (уменьшается на 13...18%)
Удельный расход топлива при 100% и 50% электрических нагрузках	0,25...0,33 м ³ /кВт·ч	0,35...0,503 м ³ /кВт·ч
Падение напряжения и время восстановления после 50% набора нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Влияние переменной электрической нагрузки	-не желательна долгая работа на нагрузках менее 50% (сильно влияет на интервалы обслуживания) -при меньшей единичной мощности агрегата, более гибкая работа мини-ТЭЦ в целом и выше надежность энергоснабжения	-работа на частичных нагрузках (менее 50%) не влияет на состояние турбины -при высокой единичной мощности агрегата, отключение вызывает потерю 30...50% мощности мини-ТЭЦ
Экологичность	Вредные выбросы: NO _x = 118–185 ppm; CO = 50–107 ppm	Вредные выбросы: NO _x = 25–50 ppm; CO = 60–75 ppm
Размещение в здании	-необходимо больше места, т.к. имеет больший вес на единицу мощности -не требуется компрессора для сжатия газа (рабочее давление газа на входе в мини-ТЭЦ – 0,1...0,35 кгс/см ²)	-при электрической мощности мини-ТЭЦ 5 МВт и выше, выигрыш от меньшего размера помещения незначителен -минимальное рабочее давление газа на входе – 12 кгс/см ² (т.е. необходим газ высокого давления, либо дожимающий компрессор, а так же оборудование для запуска турбины)
Обслуживание	-останов после каждой 1000 ч. работы, (замена масла) -капитальный ремонт через 72 000 ч., выполняется на месте установки	-останов после каждых 2000 ч. (данные компании «Solar Turbines Inc») -капитальный ремонт через 60 000 ч., выполняется на специальном заводе

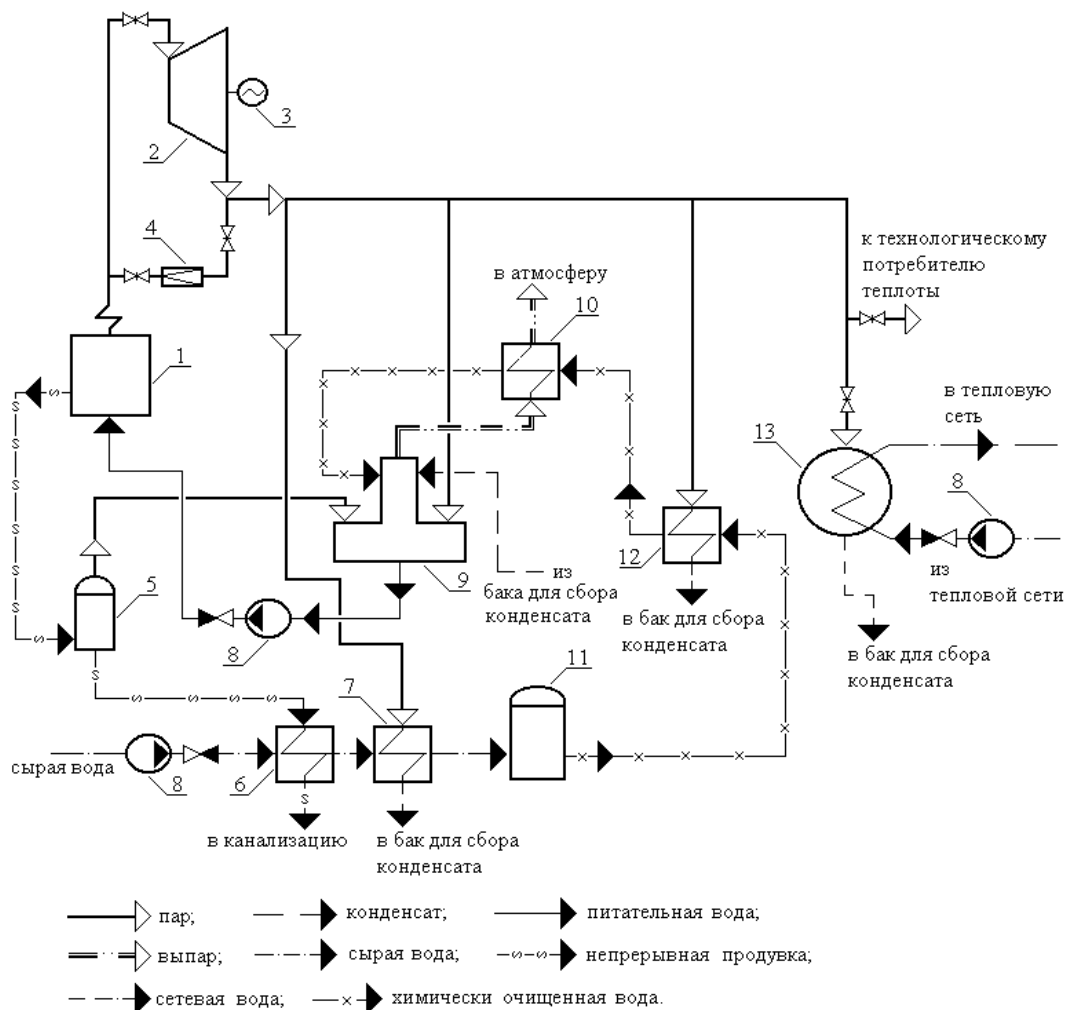
2.3 Мини-ТЭЦ на базе малых паротурбинных установок (ПТУ-ТЭЦ), а также на базе паровых роторных объемных машин (ПРОМ) и паро-винтовых машин (ПВМ).

Краткое описание технологии:

Надстройка существующих паровых и пароводогрейных котельных паротурбинными установками (или установками ПРОМ и ПВМ). Когда давление пара на выходе из паровых котлов значительно выше, чем требуется потребителям теплоты (или для собственных нужд котельной), вместо редуцирующих установок используются паровые турбины малой мощности (100–4000 кВт). Эти турбины работают на насыщенном или перегретом паре с давлением 8–40 кгс/см² и температурой 140...450 °С. Проходя через турбину, пар расширяется, его давление уменьшается и, тем самым, он передает свою энергию генератору. За счет расширения пара, генератор паровой турбины вырабатывает электроэнергию, которая затем поступает к потребителям.

После турбины, пар с давлением 3–7 кгс/см² и температурой 135...165 °С поступает для теплоснабжения технологических потребителей теплоты или для собственных нужд котельной (рисунок 6).

Также возможно пар после турбины использовать в конденсаторе-бойлере для подогрева сетевой воды до температуры 80...90 °С для коммунально-бытовых нужд потребителей теплоты.



1. Паровой котел, 2. Блочный турбогенератор; 3. Генератор, 4. Редуцирующая установка, 5. Расширитель непрерывной продувки, 6. Охладитель непрерывной продувки, 7. Подогреватель сырой воды, 8. Насосы, 9. Деаэрагор, 10. Охладитель выпара, 11. Химводочистка (ХВО), 12. Подогреватель химически очищенной воды, 13. Конденсатор-бойлер для подогрева сетевой воды.

Рисунок 6 – Принципиальная схема ПТУ-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов.

Готовность технологии ПТУ-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов к практическому использованию:

На российском рынке представлены отечественные и зарубежные паротурбинные мини-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов с электрической мощностью от 0,1 до 4 МВт и тепловой мощностью от 1,1 до 27 Гкал/ч.

Основные производители энергетического оборудования для ПТУ-ТЭЦ в Российской Федерации и за рубежом, ведущие исследования в сфере освоения технологии:

Технические характеристики, стоимость и перечень основных производителей оборудования для ПТУ-ТЭЦ представлены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Основные разработчики и производители паротурбинных мини-ТЭЦ

Страна	Разработчик (производитель)	Стоимость оборудования, долл. США/кВт
Россия	ОАО «Калужский турбинный завод», ЗАО «Завод Кировэнергомаш», АО «Уралэнергореновация», ООО «Техснаб», ОАО «Энергомашкорпорация».	300–500
Украина	ОАО «Турбоатом».	300–500
Германия	Концерн «ABB»	550–750
Чехия	Концерн «Skoda»	550–750

Таблица 7 – Основные технические характеристики паротурбинных мини-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов

Тип установки	Электрическая мощность, кВт	Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	Параметры пара на входе в турбину			Полный ресурс, тыс.ч
			Расход, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, °С	
мини-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов с противодавлением (ОАО «Калужский турбинный завод»)						
Р-0,5-13/3,7	500	7850 (6,7)	13,2	10–14	180–250	300
Р-0,6-12/3,7	600	9813 (8,5)	16,5	10–14	180–250	300
Р-0,75-13/2	750	8804 (7,6)	14,4	10–14	180–250	300
Р-1,2-24/1,2	1200	7788 (6,7)	12,5	23–25	270–310	300
Р-1,25-13/2,5	1250	13328 (11,5)	22	12–14	188–250	300
Р-1,5-13/3	1500	20729 (17,9)	34,5	11–14	184–250	300
Р-1,7-5/1	1800	23834 (20,5)	38	4–9	143–175	300
Р-3,5-12/1,2	3500	28050 (24,2)	45	10–14	180–300	300
Р-3,5-12/1,2	4000	31667 (26,8)	50	10–16	180–300	300
мини-ТЭЦ на базе блочных конденсационных турбогенераторов с отбором пара (ОАО «Калужский турбинный завод»)						
П-0,6-13/6	600	2897 (2,5)	10	12–14	188–250	300
П-1,2-13/6	1200	2318 (2,0)	13,5	11–14	220–250	300
П-1,5-14/7	1500	3443 (3,0)	17,5	12–16	220–250	300
П-1,5-24/5	1500	5270 (4,5)	14	23–25	320–400	300
П-2-24/5	2000	5563 (4,8)	12,2	21–25	340–380	300
П-2,5-42/9	2500	6203 (5,3)	20,2	38–42	400–450	300
мини-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов с конденсатором-бойлером для подогрева сетевой воды (ОАО «Калужский турбинный завод»)						
ТГ-0,6-13/0,6	600	5600 (4,8)	10	8–15	170–310	300
ТГ-0,6-28/0,6	600	2800 (2,4)	4,6	24–30	350–380	300
мини-ТЭЦ на базе паровых турбогенераторов ПТМ (ООО «Техснаб»)						
ПТМ-0,1-5/1,1	100	1322 (1,14)	2,25	5	152	30*
ПТМ-0,26-9/1,1	265	2436 (2,1)	4,22	9	175	30*
ПТМ-0,1-10/5	100	2482 (2,14)	4	10	250	30*
ПТМ-0,23-10/2	228	2645 (2,3)	4,6	10	179	30*
ПТМ-0,43-13/1,1	431	3364 (2,9)	5,9	13	191	30*
ПТМ-0,22-14/1,1	219	3016 (2,6)	5,1	14	250	30*
ПТМ-0,44-14/1,1	440	3248 (2,8)	5,6	14	225	30*
ПТМ-0,46-14/1,1	456	3410 (2,94)	6	14	195	30*
ПТМ-0,29-18/6	287	4524 (3,9)	8,3	18	280	30*

Примечание: * - назначенный ресурс до капитального ремонта.

Перспективным направлением реализации возможности комбинированной выработки электроэнергии и теплоты в паровых и пароводогрейных котельных, с паровыми котлами низкого и среднего давления, является использование паровых роторных объемных машин (ПРОМ) и паро-винтовых машин (ПВМ).

Готовность технологии ПТУ-ТЭЦ на базе энергоагрегатов ПРОМ и ПВМ к практическому использованию:

На российском рынке представлены отечественные мини-ТЭЦ на базе энергоагрегатов ПРОМ и ПВМ с электрической мощностью от 0,1 до 4 МВт и тепловой мощностью от 4 до 9 Гкал/ч. Технические характеристики, стоимость и перечень основных производителей оборудования для энергоагрегатов ПРОМ и ПВМ представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Основные разработчики и производители мини-ТЭЦ на базе энергоагрегатов ПРОМ и ПВМ

Наименование энергоагрегата	Разработчик (производитель)	Стоимость оборудования, долл. США/кВт
Паровая роторная объемная машина (ПРОМ)	ОАО «Электротехническая корпорация (РОЭЛ)»	190–220
Паровая винтовая машина (ПВМ)	ЗАО «Независимая энергетика»	190–220

Таблица 9 – Основные технические характеристики мини-ТЭЦ на базе энергоагрегатов ПРОМ и ПВМ

Тип установки	Электрическая мощность, кВт	Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	Параметры пара на входе в турбину			Полный ресурс, тыс.ч
			Расход, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, °С	
ПРОМ-600	600	10191 (8,8)	17,2	7–25	194–250	200
ПРОМ-500	500	9362 (8)	15,8	7–25	194–250	200
ПРОМ-315	315	7643 (6,6)	12,9	7–25	194–250	200
ПВМ-250	250	5270 (4,5)	9	9–14	1940	200

В сравнении с ПТУ-ТЭЦ, энергоагрегаты ПРОМ и ПВМ имеют следующие преимущества:

⇒ Не требуют высоких и жестких ограничений к качеству поступающего пара (могут эффективно работать на водяном паре со степенью сухости меньше 0,98).

⇒ Имеется возможность изменения параметров пара на выходе из энергоагрегата (противодавления). При этом появляется возможность регулирования соотношения электрической и тепловой мощности мини-ТЭЦ ($\frac{Q_T}{N_э}$).

⇒ Энергоагрегаты ПРОМ и ПВМ имеют малые габариты, металлоемкость и вес (таблица 1.10). Это обстоятельство обеспечивает возможность установки машин в существующем здании котельной без сооружения дополнительного помещения и массивного фундамента.

Таблица 10 – Масса и габаритные размеры установок ПТУ-ТЭЦ, ПРОМ и ПВМ

Наименование показателя	Единица измерения	ПТУ-ТЭЦ на базе блочных турбогенераторов	Энергоагрегаты ПРОМ	Энергоагрегаты ПВМ
Масса установки	т	10,7–27	6,5–8,8	2,5
Габаритные размеры установки:	м			
длина		4,24–7,3	3,1	2,85
ширина		2,13–2,4	1,78	0,7
высота		2,27–2,7	1,81	1,2
Удельный расход металла на установку	кг/кВт	15–18	11–13	10

2.4 Газовые микротурбины для комбинированного производства электрической и тепловой энергии (микро-ТЭЦ).

Краткое описание технологии:

Газовые микротурбины выпускаются в виде компактных модулей с электрической мощностью до 200 кВт. Микротурбина выполнена в виде конструкции с одной движущейся деталью – вращающимся валом со скоростью 96000 оборотов в минуту, на котором расположены электрический генератор, компрессор и непосредственно турбина.

Основным топливом для микротурбин является газ: природный, попутный нефтяной, генераторный, биогаз. Также микротурбины могут работать на жидком топливе: дизельном, керосине, бензине.

Электрический КПД микро-ТЭЦ на базе газовых микротурбин составляет, в среднем, 26–29%. Общий коэффициент полезного действия (электрический + тепловой) для микро-ТЭЦ достигает 75–80%.

Готовность технологии микро-ТЭЦ на базе газовых микротурбин к практическому использованию:

На российском рынке представлены только зарубежные газовые микротурбины для комбинированного производства электроэнергии и теплоты с электрической мощностью от 30 до 100 кВт и тепловой мощностью от 0,07 до 0,15 Гкал/ч.

Газовые микротурбины поставляются во влагозащищенном корпусе, что при полном отсутствии вибрации и низком уровне шума позволяет устанавливать их как на открытых площадках, так и внутри помещений. Так же микротурбины могут устанавливаться без кожуха внутри блочных транспортабельных контейнеров.

Основные производители энергетического оборудования для, ведущие исследования в сфере освоения технологии:

Перечень производителей, технические характеристики и стоимость оборудования для микро-ТЭЦ представлены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 – Основные разработчики и производители газовых микро-ТЭЦ

Страна	Разработчик (производитель)	Стоимость оборудования, долл. США/кВт
США	компания «Capstone Turbine Corporation», компания «Elliot Energy Systems Inc», компания «Bowman Power Systems Ltd»	2000-6000
Нидерланды	компания «OPRA Tehnologies»	2000-6000

Таблица 12 – Основные технические характеристики микро-ТЭЦ на базе газовых микротурбин

Наименование показателя	Единица измерения	«Capstone Turbine Corporation»		TA-100 RCHP «Elliot Energy Systems Inc»	TG80RC-G-R «Bowman Power Systems Ltd»	
		C30	C60			
Электрическая мощность	кВт	30	60	100	80	
Тепловая мощность	кВт (Гкал/ч)	85 (0,07)	159 (0,136)	172 (0,15)	136 (0,12)	
КПД электрический	%	28	28	29	28	
КПД общий	%	80	80	75	75	
Вид топлива		Газ	Газ	газ	газ	
Расход топлива	м ³ /ч	12	22	38	н/д	
Масса установки	т	0,478	0,758	1,9	1,93	
Габаритные размеры установки	м	длина	1,9	2,108	3,2	3,1
		ширина	0,714	0,762	2,3	0,876
		высота	1,344	1,956	0,86	1,922
Ресурс до капитального ремонта	тыс. ч	60	60	75	н/д	

Условия, обеспечивающие максимизацию эффекта от использования технологии микро-ТЭЦ на газовых микротурбинах:

Микро-ТЭЦ на базе газовых микротурбин перспективны в качестве основного и (или) резервного источника выработки электроэнергии и теплоты на объектах жилищно-коммунального хозяйства: в жилых и общественных зданиях, торговых и спортивных комплексах, гостиницах, санаториях, пансионатах.

Микротурбины могут эксплуатироваться в двух режимах: параллельно с внешними электрическими сетями и автономно. В первом режиме работы газовая микротурбина используется как основной или дополнительный источник энергоснабжения и автоматически настраивается на параметры внешней электрической сети по напряжению и частоте.

В случае автономного режима работы, у микротурбины имеются аккумуляторные батареи, которые позволяют производить запуск генератора и сглаживают часовые и суточные колебания электрической нагрузки.

По сравнению с газотурбинными, газопоршневыми и паротурбинными установками, газовые микротурбины имеют следующие преимущества:

⇒ Микротурбины могут эксплуатироваться в диапазоне 0...100 % электрической нагрузки практически без изменения КПД и снижения эффективности.

⇒ Малые габариты и вес.

⇒ Высокая надежность в связи с малым количеством движущихся деталей. Это обстоятельство уменьшает расходы на техническое обслуживание установок.

⇒ Микротурбины не требуют охлаждающих жидкостей и смазывающих масел (для охлаждения микротурбин используется воздух). Этот фактор сокращает расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание установок.

⇒ Малое количество вредных выбросов в окружающую среду ($\text{NO}_x \leq 8 \text{ мг/кВт}\cdot\text{ч}$; $\text{CO} \leq 20 \text{ мг/кВт}\cdot\text{ч}$).

⇒ Низкий уровень шума при работе микротурбин (не более 60–70 дБ).

Использование за рубежом технологий микротурбин и блочных установок на их основе

В настоящее время газовые микротурбины и блочные установки на их основе производят следующие зарубежные компании:

⇒ Capstone (США);

⇒ Elliott (США);

⇒ Turbec (Швеция);

⇒ Ingersoll-Rand (США);

⇒ Hoheywell (США);

⇒ Bowman Power (Великобритания).

Компания “Capstone” производит микротурбины мощностью 60 кВт, 30 кВт 100 кВт и 200 кВт (проходит испытания) с утилизацией сбросного тепла и электрическим КПД до 28 %.

На основе этих микротурбин совместно с рядом фирм, занимающихся разработкой и комплектацией модульных теплообменников и производством оборудования для регенерации тепла, разработаны типовые блоки для комбинированного производства электроэнергии, тепловой энергии и холода. Установки производят 60-200 кВт тепловой энергии в теплообменнике-утилизаторе за счет использования внутренней энергии выходящего из турбины пара с температурой 93°C. Получаемая тепловая энергия используется для обогрева помещений или для работы абсорбционного холодильника емкостью 10 т. Примером коммерческого использования данного вида микротурбинных установок может служить универсам в городе Честертоне, штат Индиана.

Компания “Hoheywell” серийно производит микротурбогенераторы электрической мощностью 75 кВт. В сотрудничестве с французской энергетической корпорацией “Электрисите де Франс” разработан модуль для комбинированного производства тепловой и электрической

энергии, предназначенный для работы с этой микротурбиной. Установка имеет общий КПД около 70% и обеспечивает производство около 105 кДж/час тепловой энергии, выдавая горячую воду с температурой 71°C. Размеры блока равны 0,9 x 1,2 x 1,2 м.

В сотрудничестве с индийской компанией “Термакс” разработан блок с абсорбционным холодильным агрегатом. В такой комбинации (турбогенератор мощностью 75 кВт, модуль регенеративного теплообменника и абсорбционный холодильный агрегат) система будет вырабатывать около 20 т хладагента, дополнительно снизив при этом потребности в электроэнергии примерно на 15 кВт.

“Hoheуwell” планирует расширить номенклатуру своей продукции и приступить к производству блокочных микротурбинных установок, мощностью от 40 до 350-500 кВт.

Компания “Elliott” производит микротурбины электрической мощностью 45 кВт, 60 кВт, 80 кВт и 100 кВт. Также “Elliott” поставляет газотурбинные двигатели компании “Bowman Power”, которая в свою очередь оснащает их своими генераторами переменного тока, силовой электроникой и комплектует блочные микротурбинные установки. Такие блоки предполагается использовать в тех случаях, когда тепловой энергии требуется больше, чем электрической. Электрический КПД блока электрической мощностью 45 кВт для комбинированного производства энергии без регенерации сбросного тепла составляет около 22÷28 %, а общий КПД в системе с регенерацией сбросной теплоты может достигать 85 %; блок производит свыше 180 кДж тепловой энергии в час. Испытания установки прошли в США, Великобритании, Италии, Японии, Бельгии и Голландии. Позднее на рынке появились блоки для комбинированного производства энергии мощностью 60, 80 и 100 кВт.

Английская фирма «Bowman» выпускает микротурбинные установки, в частности TG80CG, электрической мощностью 80 кВт. Электрический КПД указанной установки 26 %, общий КПД с учетом когенерации 80 % . За основу конструкций турбогенераторов взяты разработки компании «Elliott».

Компания “Turbec” производит микротурбины мощностью от 40 до 100 кВт, в том числе для стационарных установок. Первый выпущенный на рынок блок имеет электрическую мощность 100 кВт (T100). Температура газа на выходе турбины составляет 271°C. Электрический КПД турбин превышает 30%; при утилизации тепла для комбинированного производства энергии общий КПД блока может превышать 70%. За счет регенерации можно утилизировать свыше 150 кДж/ч тепловой энергии. Весь модуль имеет размеры 0,8 x 1,8 x 2,9 м.

Компания приступила к серийному производству и выпустила первые 100 блоков, в которых использованы быстроходные генераторы, созданные компанией “ABB”. По просьбе заказчика блоки могут поставляться в комплекте с компрессорами для подачи топлива. Далее планируется уменьшить размеры блока, увеличить мощность до 200 кВт и расширить номенклатуру продукции.

3. Блочные мини-установки на основе топливных элементов

Топливные элементы представляют собой электрохимические преобразователи типа батарей, но с непрерывной подачей продуктов реакции. Они непосредственно преобразуют поступающие продукты реакции (водород и кислород) в электрическую и тепловую энергию. В результате этого проявляются такие важные свойства топливных элементов как высокий электрический КПД при полной и частичной загрузке при очень незначительной эмиссии вредных веществ, которая возникает из-за подключения горелочного устройства для подготовки водорода из жидких энергоносителей. При использовании в ТЭЦ кислород получают из окружающего воздуха, а водород - недорого и с минимальной эмиссией - из природного газа. Отсутствие механических компонентов в батарее элементов дает основание ожидать, что они почти не будут нуждаться в техническом обслуживании и будут иметь продолжительный срок эксплуатации.

Топливные элементы классифицируются следующим образом:

- ⇒ полимерно-электролитические топливные элементы (полимерно-электролитические мембраны (Fuel Cell, PEM или PMFC);
- ⇒ топливные элементы из карбонатного сплава (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC);

- ⇒ фосфорно-кислотные топливные элементы (фосфорно-кислый Fuel Cell, PAFC);
- ⇒ минералокерамические топливные элементы (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC).

Классификация топливных элементов различаются по виду используемого электролита и рабочей температуре приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Классификация топливных элементов

Наименование показателя	PEM (ПЭМ)	PAFC	MCFC	SOFC
электролит	фторированная полимерная пленка	фосфорная кислота	расплав карбоната	со стабилизированным иттрием диоксидом циркония
рабочая температура, °C	80	200	650	700-1000
КПД топливных элементов, %	40	40	50-60	50-60

Как правило, низкие рабочие температуры предъявляют низкие требования к материалам относительно выносливости и, напротив, высокие требования к газоподготовке, и дают более низкий КПД.

Абсолютно противоположная ситуация у топливных элементов с высокими рабочими температурами. Разработки по применению PAFC и MCFC в мини-ТЭЦ в настоящее время приостановлены. Эти типы обуславливают при холодном пуске переход электролита из твердой в жидкую фазу. Так как в самом малом классе мощностей требуется частое повторение процесса пуска, это приводит к тому, что фаворитами становятся топливные элементы типа PEM (ПЭМ) и SOFC с твердым электролитом.

Топливные элементы с полимерно-электролитической мембраной (PEM - ПЭМ)

Электролит ПЭМ состоит из тончайшей полимерной пленки. Реакция в элементе этого типа протекает при температуре на уровне 80°C, в силу чего возможности использования уходящего тепла ограничены. К качеству топливного газа и его подготовке предъявляются высокие требования. Положительными качествами ПЭМ являются невысокие термические требования к материалу, высокая мощностная плотность и способность к быстрому и холодному пуску. Недостатком является то, что большая мощностная плотность обуславливает работу батареи элементов с высоким давлением. Это создает необходимость в дополнительных механических компонентах, затратах на регулирование и шумовой эмиссии.

Для ПЭМ требуется устройство предварительной газоподготовки, включающее в себя удаление серы и Shift-конвертор для оксидации вредного для стопки топливных элементов CO, так что загрязнение горючего газа должно быть сокращено до минимума. На рисунке 7 показана схема полной силовой установки с топливными элементами в том виде, в каком она разработана фирмой "Вайлант" для параллельной работы с сетью. Система в целом дополняется горелкой дожига (форсажной камерой), теплоносителем (теплопередачей) для отбора полезного тепла и инвертором (преобразователем постоянного тока в переменный).

Горелка дожига использует избыточный горючий газ стопки элементов для производства тепла, а инвертор преобразует постоянный ток стопки элементов в обычный для домашней электросети переменный ток. Топливные элементы ПЭМ при условии предварительного реформинга достигают электрического КПД порядка 40 %.

Диаграмма протекания процесса - система с отопительным прибором с топочным элементом и баком горячей воды.

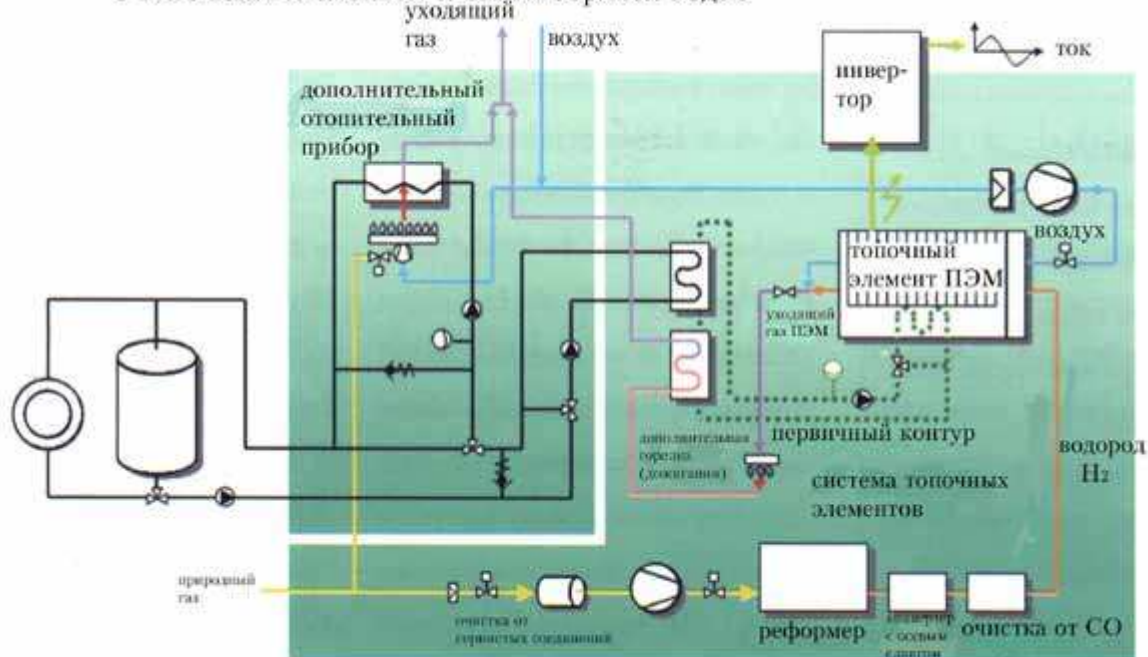


Рисунок 7 – Схема энергетической установки ПЭМ (источник фирма “Вайлант”)

Топливные элементы с полимерно-электролитической мембраной (SOFC)

Топливный элемент SOFC имеет керамический электролит. Это является его достоинством, так же как и у ПЭМ, из-за многократных процессов пуска. Однако для достижения способности вступать в реакцию и уменьшения теплового напряжения этот элемент нуждается в предварительном подогреве. Рабочие температуры достигают уровня 900°C-1000°C; проводится работа в направлении снижения рабочей температуры до уровня ниже 700°C.

Высокая температура создает возможности для работы топливного элемента SOFC на природном газе с энергетически выгодным внутренним реформингом и для использования недорогих катализаторов, не содержащих благородных металлов. Ожидаемый электрический КПД системы составляет порядка 50 %.

Для использования в мини-установках для комбинированного производства тепловой и электрической энергии фирма "Зульцер-Хексис" (Sulzer-Hexis) разработала силовую установку для параллельной сетевой работы. Топливный элемент фирмы "Зульцер-Хексис" является удачным вариантом решения проблемы плотности при тепловом расширении по сравнению с обычными стопками элементов. На рисунке 8 показана принципиальная схема установки в целом.

В классе электрических мощностей от 1 до 3 кВт проведены полевые испытания. Элемент SOFC имеет перспективы только для применения в сфере комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Из-за отсутствия синергизма с мобильными установками ожидаются меньшие партии по сравнению с ПЭМ. Связанные с этим незначительные резервы снижения затрат должны, с экономической точки зрения, чем-то компенсироваться, например, за счет более высокого КПД или уменьшения затрат на реформинг.

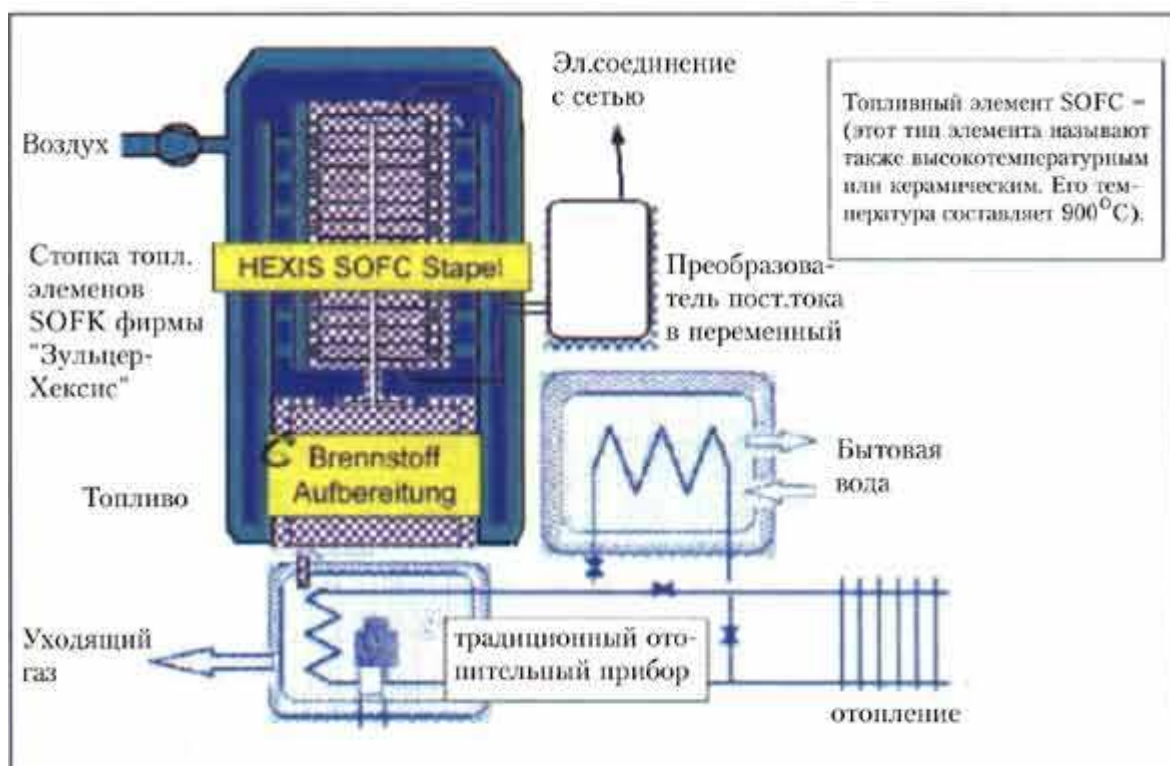


Рисунок 8 – Принцип действия мини-ТЭЦ с топливным элементом SOFC (по данным фирмы Зульцен-Хексис)

Типы актуальных разработок по мини-установкам на базе топливных элементов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Мини-установки на базе топливных элементов

Тип топливных элементов	Изготовитель	Мощность эл./тепл. (кВт)	Исполнение
PEM	American Fuell Cell Corp	3/8	режим работы параллельно с сетью/изолир. режим работы
PEM	Вайлант	5/35	режим работы параллельно с сетью с дополнительным внутренним отоплением
PEM	Plug Power Corp.	7/-	чистое производство тока
PEM	Сименс	5/9	режим работы параллельно с сетью
SOFC	Зульцер-Хексис	1/3	режим работы параллельно с сетью

Корпорация «Plug Power» разработала для американского рынка концепцию ПЭМ в качестве чистого электрогенератора с целью замены центрального электроснабжения таких крупных потребителей электроэнергии в жилых домах, как кондиционерные системы, без потерь на распределение. Первое полевое испытание работы установок на чистом водороде проведено в 1998 году в США в одном из коттеджей. Также будут проводиться полевые испытания мини-установок на базе топливных элементов в г. Нью-Йорк.

Для Европы разрабатываются мини-установки на базе топливных элементов с отбором тепловой энергии.

В компании "Вайлант" продвигается разработка электрогенерирующего отопительного устройства с топливным элементом. В соответствии с проектом целью разработки является устройство, имеющее размеры обычного отопительного котла. За ними последуют меньшие приборы для коттеджей.

Отопительные установок с топливным элементом SOFC фирмы "Зульцер-Хексис" проходят полевые испытания в Германии и Швейцарии, в частности, на фирме "Тиссен-газ" в Дуйсбурге и EWE в Олденбурге.

Перечень компаний-изготовителей отопительных установок с топливными элементами приводится в таблице 1.15.

Таблица 15 – Компании-изготовители отопительных установок с топливными элементами

Тип топливного элемента	Компания-изготовитель	Партнер/пользователь	Полевые испытания
PEM	American Fuel Cell Corp	HGC; VNG Heingas Rhenag Wingas	Erdgashaus Махерн Гамбург Мюльгайм (Рур) Людвигсбург (запланир.)
PEM	Вайлант	-	в стадии подготовки
PEM	Plug Power Corp.	-	штат Нью-Йорк США
PEM	Сименс	-	-
SOFC	Зульцер-Хексис	Thyssengas EWE	Дуйсбург Олденбург

Компания “ОНСИ” серийно выпускает установку PC25 электрической мощностью 200 кВт с топливными элементами, работающими на фосфорной кислоте.

Установки компании “ОНСИ” представляют собой комплектные блоки для комбинированного производства электроэнергии и теплоты с электрическим КПД 40% и общим КПД (с учетом выработки теплоты) системы более 80 %. Предлагается три модификации блоков. Стандартный блок представляет собой одностенный модуль с теплопроизводительностью 210 кДж/ч, выдающий горячую воду с температурой 60°C. Одна из блочных модификаций включает в себя двустенный теплообменник для нагрева водопроводной воды и систему регенерации теплоты, которая может давать до 105 кДж/ч теплоты, нагревая воду до 121°C.

Корпорация “Фьюэл Селл Энерджи” (ФСЭ) разрабатывает топливные элементы, работающие на расплавленных карбонатах. Планируется производить топливные элементы электрической мощностью 300, 1500 и 3000 кВт для комбинированного производства электроэнергии и теплоты. Во всех таких блоках будут использоваться батареи топливных элементов одинаковой конфигурации, причем количество батарей будет зависеть от необходимой нагрузки

Стоимость технологии топливных элементов и возможности ее снижения

В настоящее время капитальные затраты на стационарные установки на базе топливных элементов высоки: 13-15 тыс. долл. США/кВт. При массовом производстве стоимость систем и установок на базе топливных элементов должна достичь целевого уровня, равного примерно 1650 долл.США/кВт. Сегодня стоимость непосредственно топливных элементов составляет половину капитальных затрат на создание стационарных установок. Однако надо учитывать, что доля затрат на топливные элементы будет снижаться по мере совершенствования их технических характеристик. Если удастся увеличить мощность топливных элементов до 2 МВт, их стоимость может уменьшится примерно на 26 % и составить 1250 долл. США/кВт..

Прогноз развития технологии топливных элементов

В силу своей эффективности при малых мощностях установки на базе топливных элементов хорошо подходят для децентрализованного энергоснабжения и для совместного производства электроэнергии и тепловой энергии. Проведенный анализ, свидетельствует, что к 2050 году установки на базе топливных элементов могут составить 3% мировых электрогенерирующих мощностей, т.е. примерно 180-300 ГВт.

Можно предполагать, что традиционные системы тепло-и электроснабжения, использующие в качестве топлива природный газ, имеют лучшие перспективы по сравнению с системами на базе топливных элементов. При использовании топливных элементов для совместного производства электроэнергии и тепловой энергии они способны обеспечить повышение КПД на 20-30%.

В будущем топливные элементы могут быть интегрированы в крупные централизованные электростанции, использующие в качестве топлива газ или уголь. Электрический КПД электростанций при этом возрастет на 5-10 %.

Высокотемпературные топливные элементы для установок большой мощности, подходящие для крупномасштабного производства электроэнергии, в настоящее время находятся на стадии научного исследования. Их демонстрация ожидается примерно в 2020 г., а внедрение – спустя 10 лет.

4. Теплонасосные установки

Одним из потенциально эффективных энергосберегающих мероприятий является внедрение теплонасосных установок в системах тепло- и теплохладоснабжения промышленных и гражданских зданий.

Основное назначение тепловых насосов – отопление и горячее водоснабжение с использованием природных низкопотенциальных источников тепла (НПИТ) и сбросного тепла промышленного и коммунально-бытового секторов.

Тепловые насосы (ТН) по принципу действия относятся к трансформаторам тепла, в которых изменение потенциала тепловой энергии происходит в результате подведенной извне работы. К таким трансформаторам тепла относятся также холодильные (ХУ) и комбинированные (КУ) установки (последние предназначены для совместной выработки тепла и холода).

В настоящее время более 30 зарубежных фирм выпускают ТН, и за последние несколько десятков лет их производство во всем мире резко возросло.

В США эксплуатируется свыше 4 млн. единиц ТН небольшой производительности, до 20 кВт тепла, на базе поршневых или ротационных компрессоров. Теплоснабжение школ, торговых центров, бассейнов осуществляется ТН теплопроизводительностью 40 кВт, выполняемыми на базе поршневых и винтовых компрессоров, теплоснабжение районов, городов – крупными ТН на базе центробежных компрессоров с Q_v свыше 400 кВт тепла.

В Швеции из 130 тысяч работающих ТН более 100 имеют теплопроизводительность 10 МВт и более. В Стокгольме теплоснабжение на 50 % производится от ТН.

Анализ возможности применения ТН в промышленности, проведенный на предприятиях 100 шведских компаний, показал, что наиболее подходящей сферой для применения ТН являются предприятия химической, пищевой и текстильной промышленности.

В Шотландии тепловые насосы эксплуатируются в так называемых «низкобюджетных домах», построенных в рамках программы доступного жилья. При этом ставка сделана на то, чтобы жилье было максимально дешевым в эксплуатации. В этом проекте применены насосы типа «вода–вода», которые используют в качестве источника низкопотенциального тепла воду из старых угольных шахт с постоянной температурой 12°C. В итоге плата за отопление в каждом доме составляет примерно \$2 в месяц.

Самый большой реализованный проект с использованием ТН – торговый центр SHEVANI в Стамбуле. Там установлено 950 тепловых насосов.

В качестве низкопотенциальных источников теплоты для ТН наибольшее распространение находят вода и воздух.

По схемам «вода–воздух» и «воздух–воздух» ТН выпускают фирмы: «Carrier», «Lennox», «Westinghouse», «General Electric» (США), «Hitachi», «Daikin» (Япония), «Sulzer» (Швеция), «ЧКД» (Чехословакия), «Klimatechnik» (Германия). В последнее время в качестве НПИТ используют сбросные промышленные и канализационные сточные воды.

В странах с более суровыми климатическими условиями целесообразно применять ТН совместно с традиционными источниками тепла. При этом в отопительный период теплоснабжение зданий осуществляется преимущественно от теплового насоса (80÷90% годового потребления), а пиковые нагрузки (при низких температурах наружного воздуха) покрываются электродкотлами или котельными на органическом топливе.

Для использования ТН в промышленности и на гражданских объектах должны быть следующие предпосылки:

- ⇒ наличие источника низкопотенциального тепла (НПИТ);
- ⇒ наличие потребителей тепловой энергии (в виде горячей воды) с температурой 55–80°C;

⇒ наличие в регионе относительно дешевой электроэнергии и дефицит органического топлива.

В качестве НПИТ для применения в тепловых насосах могут применяться:

- **атмосферный воздух**

Отопительный тепловой насос с НПИТ атмосферный воздух остается эффективным при температуре воздуха до $\approx -15^{\circ}\text{C}$, что в климатических условиях России для многих регионов является непригодным;

- **сбросное тепло промышленного или коммунального предприятия**

Такие случаи существуют, но не могут быть рекомендованы для повсеместного использования из-за индивидуальных особенностей каждого конкретного случая;

- **грунтовые воды**

Является идеальным НПИТ для теплового насоса, так как имеет постоянную температуру $+4\div 10^{\circ}\text{C}$;

- **земляной грунт**

На глубине 4 – 5 метров и более температура грунта постоянна и соответствует среднегодовой температуре атмосферного воздуха (средняя полоса России $+5\div 8^{\circ}\text{C}$).

5. Использование биогаза и твердых бытовых отходов в теплоэнергетике

Сжигание твердых бытовых отходов с комбинированной и отдельной выработкой тепла и электроэнергии

Твердые бытовые отходы (ТБО) – это энергетическое сырье, которое начинает играть все более важную роль в России. Получение энергии из ТБО имеет большое значение, поскольку при этом уменьшаются объемы мусора, подлежащие вывозу на свалку. Расчетное количество бытовых отходов по СНиП II-60-75 принимается на 1 человека в год:

⇒ твердых, для жилых зданий, оборудованных водопроводом, канализацией, центральным отоплением и газом – 190 кг;

⇒ твердых, для прочих жилых зданий – до 300 кг (с учетом общественных зданий).

Расчетное количество при децентрализованном (местном) отоплении увеличивается на 10 %, а при сжигании бурых углей – на 50 %.

Общее количество жидких отходов на 1 человека в год составляет при наличии канализации до 1400 литров, а из выгребных устройств – 2000 литров.

Ежегодное количество органических отходов в России составляет более 390 млн. тонн. Сельскохозяйственное производство дает 250 млн. тонн, из них 150 млн. тонн приходится на животноводство и птицеводство, 100 млн. тонн – на растениеводство. Лесо-и деревопереработка дают 70 млн. тонн твердые бытовые отходы городов – 60 млн. тонн, осадки коммунальных стоков – 10 млн. тонн (все приведенные значения даются на абсолютно сухое вещество).

На каждого россиянина приходится в среднем по 280-300 кг. ТБО в год без учета промышленных отходов. Средний фракционный состав ТБО крупных промышленных центров приведен в таблице 16. Плотность ТБО составляет от 200 до 300 кг/м³.

Таблица 16 – Средний фракционный состав ТБО крупных промышленных центров

Наименование твердых бытовых отходов	Значение, %
Бумага	47
Древесина	1
Кожа и резина	1.8
Кости	0.5
Металл	4.5
Пищевые отходы	29
Текстиль	5
Стекло	3
Камни	1.9
Пластмасса	2
Отсев размером менее 15 мм	4.5
Прочее	0.4

ТБО состоит примерно на треть из органических материалов пригодных для сжигания, как с точки зрения энергетики, так и с точки зрения экологии.

Приблизительно половину ТБО можно сортировать для повторного использования или для других видов обработки. Это макулатура, стекло, упаковки из различных материалов, электроприборы, электроника, экологически вредные отходы. Введение первичной сортировки ТБО позволит повысить его теплоту сгорания. Оставшуюся часть мусора следует вывозить на свалки.

Существует четыре метода получения энергии из твердых бытовых отходов:

- ⇒ сжигание;
- ⇒ получение газа на свалках (депони-газ);
- ⇒ получение газа при гниении (биогаз);
- ⇒ термическая газификация.

Сжигание

Сжигание ТБО представляет из себя сложную технологию. Топливо неомогенно как по содержанию, так и по размеру. Оно предъявляет особые требования к оборудованию для его сжигания. При сжигании ТБО из-за его неомогенности по составу образуется в большей или меньшей степени нежелательных выбросов, что требует специального оборудования для очистки дымовых газов – и, соответственно, больших инвестиций. Сжигание ТБО по существующему опыту российских и зарубежных городов становится рентабельным тогда, когда оно осуществляется в больших масштабах. Для выработки 1 Гкал тепловой энергии в зарубежных и отечественных энергоэффективных установках требуется в среднем 450 кг. сжигаемых ТБО.

Элементарный состав ТБО крупных российских городов приведен в таблице 17.

Как видно из таблицы 3, теплота сгорания ТБО для различных городов страны не превышает 1800 ккал/кг, при этом влажность ТБО составляет более трети состава. За рубежом за счет принятия специальных положений, связанных с сортировкой мусора, его теплота сгорания составляет 2900 ккал/кг, т.е. в 1,6 раза выше, чем в Москве и более чем в 2 раза выше, чем во Владивостоке.

Таблица 17 – Элементарный состав ТБО крупных российских городов

Рабочая масса, %	Москва	С. Петербург	Н. Новгород	Екатеринбург	Владивосток
W	39.65	34.1	39.91	34.76	43.14
A	17.93	31.15	20.5	31.09	24.35
S	0.13	0.09	0.11	0.11	0.13
C	21.36	17.52	19.62	17.4	16.34
H	2.8	2.3	2.62	2.24	2.18
N	0.13	0.47	0.56	0.55	0.59
O	17.52	14.33	16.67	13.85	13.37
Теплотворная способность (Q_f^D), ккал/кг	1730	1410	1560	1390	1260

Естественно, что большое количество отходов накапливается в густонаселенных районах, в частности. В этих же районах имеется и наибольшая потребность в энергии. Строительство мусоросжигательных заводов наиболее уместно в таких районах, где имеются развитые тепловые сети.

Процесс сжигания ТБО происходит следующим образом.

Отходы подаются в мусоросжигающие печи с помощью грейферов. В настоящее время существует два типа печей для сжигания ТБО: в печах первого типа используются колосниковые решетки, в печах второго типа мусор сжигается в кипящем слое.

Обычно применяется слоевое сжигание ТБО на подвижной решетке. Благодаря высокой температуре в печи и наддуву, а также подвижной решетке, на которой мусор перемешивается и крошится, достигается более ровное и эффективное горение.

При сжигании в кипящем слое воздух вдувается через перфорированную пластину, на которой мусор перемешан с песком, золой и известью. Топливо составляет, как правило, небольшую часть слоя. Сжигание отходов в кипящем слое ставит более высокие требования к качеству топлива,

чем сжигание на решетке. Топливо должно быть более гомогенным по размеру и составу. Кроме того, эксплуатационный персонал должен иметь более высокую квалификацию.

Полученный в процессе сжигания ТБО шлак может вывозиться на свалки или использоваться для строительства дорог. Летучая зола, накапливающаяся в фильтрах, будет содержать множество вредных элементов, поэтому с ней надо обращаться как с экологически опасным веществом.

Институт проблем химической физики РАН разработал уникальный завод по переработке как бытового мусора, так и промышленных отходов, включая автомобильные покрышки.

Комплекс рассчитан на выходную мощность 1 МВт электроэнергии и 4 МВт тепловой энергии и оценивается в 4 млн. долл. США «под ключ» без учета подключения к электрическим и тепловым сетям и обустройства инфраструктуры. Следует учесть что полигоны ТБО обычно находятся за территорией города, поэтому необходимы еще дополнительные капитальные вложения на строительство тепловых и электрических сетей. Эксплуатационные затраты составляют ориентировочно 100 тыс. долл.США/год, однако они нивелируются сокращением платы за аренду земли под полигон для ТБО и уменьшение вредных выбросов в окружающую среду. Завод обслуживает персонал в количестве 20 человек. В настоящее время комплекс успешно работает в г. Электросталь Московской области, а также в Финляндии и Испании. Он может полностью обеспечить утилизацию мусора города с населением не менее 40-50 тыс. человек. Время работы установки 7000 часов ежегодно и круглосуточно. Срок службы установки 25 лет. Расчет экономического эффекта (без учета подвода тепловых и электрических сетей к территории завода) показывает, что срок окупаемости даже при высоких тарифах на тепло и электроэнергию составляет более 7 лет.

ОАО «ЭНИН» разработало технологию уничтожения разных отходов, в том числе твердых бытовых отходов, резинотканевых и текстильных (замасленных) материалов, пищевых, больничных отходов, старых шин и др.

Основной принцип технологии – непрямоe, двухступенчатое сжигание, включающее предварительное термическое разложение (пиролиз) органической части исходного сырья, сжигание газообразных продуктов с использованием выделяющегося тепла на поддержание процесса и дожигание коксового остатка (КО). При этом все покидающие устройство продукты проходят через огневую зону, что обуславливает экологически чистое уничтожение твердых отходов (ЭЧУТО). Образующееся в процессе сжигания тепло может использоваться для теплоснабжения.

Установки ЭЧУТО могут использоваться в небольших поселениях (коттеджные застройки) в черте города и на отдельных мелких предприятиях. Так, установка ЭЧУТО-150.02 одновременно с уничтожением примерно 3 м³ отходов в сутки способна обеспечить производственные помещения предприятий теплом в количестве примерно 0,01 Гкал/ч.

Установки типа ЭЧУТО изготавливаются на территории ОАО "Компания Славич" (г. Переславль-Залесский), там же они проходят испытания на отходах различного морфологического состава. Установки, изготовленные по заказу московского правительства и отдельных унитарных структур города, прошли опытную эксплуатацию на предприятиях г. Москвы: СИЗО № 1, Московская жилищная ассоциация, ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского», ОАО "Компания Славич", КЭМП в городе Подольске. Установка большей производительности (до 2 т в сутки), выполнена по заказу РАО "ЕЭС России" и предназначена для утилизации бытовых отходов ТЭЦ (замасленная ветошь, резинотехнические, пищевые, упаковочные, древесные отходы, остатки лакокрасочных изделий, пленки, пластиковые бутылки и др.). Она утилизирует низкопотенциальное тепло в количестве 0,08 Гкал/ч.

Газ свалок

В небольших городах ТБО складироваться на свалках. В больших городах на свалку отвозят то, что осталось после сортировки отходов: парковый, строительный мусор, канализационный ил из коммунальных и промышленных очистных сооружений, шлак из мусоросжигающих заводов и др.

ТБО, которые складироваться на свалках, тоже могут являться источником энергии, но не в такой мере каковыми они являются при сжигании. Мусор свалок разлагается также, как и при гниении, но существенно медленнее. Внутри свалок образуется метан. На старых свалках, не предназна-

ченных для получения газа, бурят специальные скважины, через которые отводят газ. На новых свалках закладывают специальные трубы, через которые впоследствии отводят газ.

Действительно для получения 1 Гкал тепловой энергии требуется более чем в 10 раз больше мусора, чем при его сжигании, ориентировочно 5000 кг. В Дании из 1 тонны отходов свалок получают 2.7 м³ газа с теплотой сгорания 3700-4000 ккал/кг. Такие установки, могут быть установлены на свалках городов, где численность населения также не менее 40 тыс. человек. Минимальная производительность установки по газу – 100 м³/ч, что соответствует 450 кВт. Стоимость установки оценивается в 800 долл. США/кВт. Стоимость монтажа газопровода определяется в зависимости от расстояния полигона до ближайшей котельной. Кроме того, следует переоборудовать котел для совместного сжигания синтез-газа и угля или одного синтез-газа. Эксплуатационные расходы даже с учетом снижения платы за аренду полигона и уменьшения вредных выбросов составляет 5 долл./кВт установленной мощности.

Результаты расчета экономического эффекта показывают, что срок окупаемости установки даже при высоких стоимостях тепла 14-23 долл. США/Гкал составляет 9-15 лет.

Складирование ТБО в специальных биологических ячейках имеет смысл в тех случаях, когда мусор содержит много органических материалов. Биологическая ячейка представляет камеру для гниения органических отходов, в которой через несколько недель образуется метан. Складирование ТБО в биоячейках удобнее, чем складирование мусора на свалках. Меньше газа уходит в атмосферу и практически не происходит загрязнение грунтовых вод. Кроме того, содержимое биоячейки через несколько лет будет представлять собой удобрение для сельского хозяйства.

Биогаз

Органический мусор (органические фракции, канализационный ил, удобрения, сельхоз-продукты и т.д.) перегнивает до образования биогаза, который можно использовать в энергетике. Гниение происходит в специальных метантенках, куда закрыт доступ кислорода. Тепло и вода добавляется в таких пропорциях, чтобы создать определенную среду для анаэробных бактерий. Биогаз, состоящий главным образом из метана и двуокиси углерода, образуется через 2-3 недели и с успехом может быть использован в качестве топлива.

Термическая газификация

Термическая газификация или пиролиз – альтернатива сжиганию ТБО. Технология основана на том, что мусор нагревается при малой подаче воздуха, мусор при этом не горит, но разлагается на газ и жидкий шлак. Полученный газ может быть использован для его дальнейшего сжигания.

Утилизация автомобильных покрышек

Камерная шина состоит из покрышки и камеры. Покрышка имеет каркас, подушечный слой, протектор, боковины и борта. Бескамерная шина состоит только из покрышки. Каркас изготовлен из нескольких слоев прорезиненной ткани и капронового корда.

Протектор представляет собой слой резины, наложенный на каркас. Между каркасом и протектором расположен резинотканевый подушечный слой – бреккер, связывающий протектор с каркасом. В бортах покрышки заделаны сердечники – кольца из стальной проволоки, обернутой прорезиненной тканью. Подушечный слой бывает двух видов: металлокордный и текстильный.

В общей массе автопокрышки до 10% составляет металл, до 5% - текстиль. Средний вес покрышки составляет: легкового автомобиля – 7.5-13 кг; грузового автомобиля до 25 кг.

Гарантийная наработка шин в среднем для легкового автомобиля составляет 40-50 тыс. км, грузового – 60-80 тыс. км.

Зарубежная практика эксплуатации легковых автомобилей рекомендует одновременную замену всех четырех покрышек. В отечественной практике принят определенный порядок перестановки для повышения срока использования. Технология восстановления покрышки посредством наварки протектора в последнее время не используется.

Жидкие углеводороды представляют собой альтернативное жидкое топливо соответствующее по своим техническим характеристикам мазуту марки М40 по ГОСТ 10585 и могут быть реализованы по аналогичной цене. Однако, последние исследования жидкого продукта показали, что жидкая фракция на 70-75 % состоит из D-лимонена, который является исходным сырьем для получения синтетического каучука, а также сырьем для фармацевтической и парфюмерной промышленности. Кроме того, жидкая фракция может быть использована как пластификатор для дорожных покрытий (асфальта). Стоимость мазута марки М-40 оценивается в 10000 руб./т

Твердый остаток представляет собой твердое вещество черного цвета. Содержание углерода в остатке – 87-95 %, плотность вещества – 1780 кг/м³, содержание серы до 0.3 %. Твердый остаток может применяться в качестве сырья для производства активированного угля. Стоимость твердого углеродного продукта оценивается в 350 долл. США/т.

Газообразная фракция, в основном метан, подается на всасывающий вентилятор горелочного устройства парогенератора для дожигания в топке.

Металлолом представляет собой куски металлической проволоки (металлокорд).

Отходы представляют собой пыль, крошки, выбросы, которые не являются каким-либо продуктом для дальнейшего использования.

Основные объекты, которые должны быть на предприятии по утилизации изношенных автопокрышек, приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные объекты установки для утилизации изношенных автопокрышек

Наименование объекта	Характеристика объекта	Площадь застройки
Открытая площадка для хранения автопокрышек	10-дневный запас до 300 т	не менее 600 м ²
Участок дробления	Производительность 3-5 т/ч	Навес, пресс, бункер, около 50 м ²
Технологический комплекс, котельная, система оборотного водоснабжения	Непрерывный процесс, производительность 1 т/ч	Открытая установка на площадке 20x30 м, высотой 6 м ²
Склад твердых продуктов		150 м ²
Резервуарный парк для жидких продуктов с насосной	две емкости по 25 м ³	50 м ²
Административно-бытовые помещения		2 этажа, 100 м ²

Общая площадь застройки 1500 м², территория промышленной площадки 3500 м².

Основным энергоносителем установки является перегретый пар, расход которого составляет 1-3 тонны на тонну исходного сырья.

Пар вырабатывается в паровом котле и догревается в пароперегревателе до температуры свыше 500°С. Паровой котел и пароперегреватель работают на альтернативном жидком топливе, производимым установкой. Поскольку работа установки должна быть непрерывной дополнительное топливо (например, дизельное) требуется только на период запуска. Расход топлива составляет 25-30 % от произведенного жидкого продукта. Установленная электрическая мощность установки составляет около 60 кВт.

В реактор транспортером подаются отработанные автомобильные покрышки, размером куска до 250 мм. Одновременно от парогенератора в реактор снизу подается перегретый пар с температурой до 525°С и насыщенный пар при температуре менее 450°С. В термокамере происходит термическая деструкция резины. При высокой температуре разрываются углеводородные связи, а водяной пар играет роль химического реагента. Температура в термокамере уменьшается с 500°С внизу до 180°С сверху.

Смесь полученных газообразных продуктов разложения и водяного пара поступает в холодильник. Не сконденсировавшийся газ насосом закачивается в газгольдер или подается в топку парогенератора. Конденсат пара после системы очистки вновь возвращается в парогенератор. Жидкая фракция насосом закачивается в накопительную емкость, где происходит отделение жидких углеводородов от воды.

Твердые фракции скапливаются внизу и непрерывно выгружаются при температуре до 250°С. Углеродсодержащий остаток в сепараторе отделяется от металлокорда и транспортерами подается на склад. Металлокорд прессуется в брикеты.

Установка работает непрерывно в трехсменном режиме в течение 7000 ч, при одном месяце профилактических и ремонтных работ.

6. Пиковые электростанции, их типы. Применение пиковых электростанций в России и зарубежом.

Понятие пиковых электростанций, типы пиковых электростанций

Электростанция, часть или все агрегаты которой работают тогда, когда потребление электроэнергии в энергосистеме резко возрастает на короткое время — при так называемом пике нагрузки. Агрегаты пиковой электростанции должны обладать высокой эксплуатационной маневренностью, способностью в короткий срок, иногда за 2—3 мин, развивать полную мощность и так же быстро останавливаться. Пиковыми электростанциями в энергосистемах могут служить обычные гидроэлектрические станции и газотурбинные электростанции, а также тепловые паротурбинные электростанции, приспособленные для такого режима работы.

Целесообразно применение пиковых электростанций аккумулирующего типа, которые способны в ночные часы, когда потребление электроэнергии незначительно, запасать энергию, создавая нагрузку базисным паротурбинным электростанциям, а в дневные часы использовать запасенную энергию для покрытия пиков нагрузки. К таким электростанциям относятся гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), а также газотурбинные установки, работающие с использованием воздуха, нагнетаемого в ночные часы и сохраняемого под давлением в ёмкостях с непроницаемой оболочкой, например в подземных выемках.

Современные П. э. одновременно выполняют функции резервных установок; они автоматизированы и управляются на расстоянии из диспетчерского пункта.

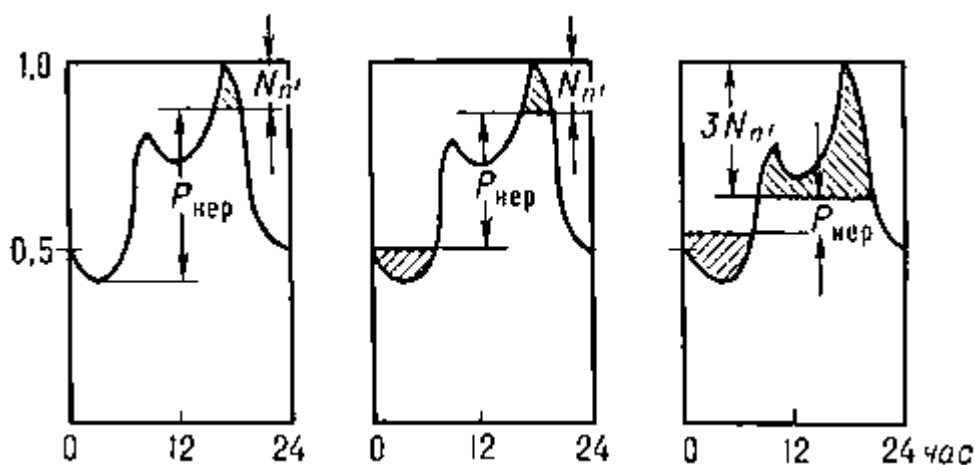


Рисунок 9 – Покрытие пиков и выравнивание нагрузки энергосистемы при включении газотурбинной установки (а), ГАЭС (б) и газотурбинной установки с аккумулированием воздуха (в): N_n — пиковая мощность; $P_{нер}$ — неравномерность нагрузки в течение суток. По оси абсцисс отложено время суток в часах; по оси ординат — нагрузка энергосистемы в относительных единицах.

Лучшим способом решения проблемы неравномерности графика нагрузки является аккумуляция излишков энергии, вырабатываемой во время ее ночного провала с последующим ее использованием во время максимума нагрузки. Существуют различные типы накопителей (аккумуляторов) энергии. В настоящее время в энергетике наибольшее распространение получили аккумуляторы, запасующие механическую энергию, тепловые аккумуляторы.

Для создания запасов механической энергии применяются воздушные аккумуляторы, ГАЭС (гидроаккумулирующие электростанции). Воздушные аккумуляторы используют избыточную энергию, вырабатываемую в ночное время для сжатия и хранения воздуха в воздухо-

проницаемом подземном резервуаре или пещере. В США, например, эксплуатируется воздушный аккумулятор мощностью 110 МВт, что вполне сравнимо с мощностью энергоблоков современных ТЭЦ. Достаточно широкое распространение для выравнивания графика нагрузки получили ГАЭС, мощность которых в генераторном режиме может достигать двух тысяч МВт. В Московском регионе имеется Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт. Весьма перспективным может оказаться применение для накопления механической энергии маховиков. По мнению ученых ВНИИАЭС, не исключена возможность, что в будущем применение больших кольцевых супермаховиков для нужд аккумулирования энергии, вырабатываемой на тепловых и атомных электростанциях, позволит обеспечить их работу исключительно в базовом режиме, что, в свою очередь, позволит увеличить коэффициент использования установленной мощности. Тепловые аккумуляторы являются эффективным средством управления графиком нагрузки, но их применение ограничивается лишь отопительным периодом.

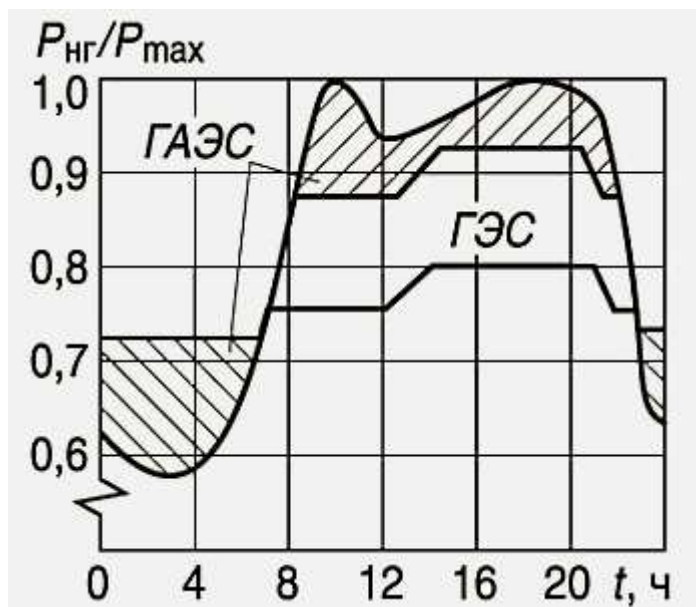


Рисунок 10 – Обозначения: $P_{нг}$ и $P_{нг\ max}$ - номинальная и максимальная мощность всех генерирующих агрегатов электростанций, принимающих участие в выработке электроэнергии.

Многолетний опыт эксплуатации электрогенерирующего оборудования электростанций показал, что покрытие базовой части суточного графика нагрузки наиболее экономично обеспечивать за счет: АЭС, работающих главным образом в базовой части графика нагрузки энергосистемы из-за затруднений регулирования их мощности; ТЭЦ, работающих максимально экономично тогда, когда их электрическая мощность соответствует тепловому потреблению; ГЭС, использование мощности которых не должно превышать возможности минимального пропуска воды, необходимого по санитарным требованиям и условиям судоходства. При этом покрытие пиковой части суточного графика нагрузки, как правило, обеспечивается за счет агрегатов ГЭС и ГАЭС (если их мощность достаточна), допускающих частые включения и отключения, а также быстрые изменения нагрузки.

Очевидно, что чем неравномернее график нагрузки электросистемы, тем большая мощность ГЭС и ГАЭС потребуются для обеспечения экономичной работы остальных генерирующих агрегатов электростанций без резкого снижения их нагрузки в ночные часы, а также в выходные и предпраздничные дни, или отключения части таких агрегатов в эти часы.

Альтернатива гидроаккумулирующим станциям. В настоящее время известен ряд практически применяемых или разрабатываемых систем аккумулирования электроэнергии: электрические аккумуляторы (кислотные и щелочные); сверхпроводящие, плазмодные, конденсаторные аккумуляторы; индуктивные, электрохимические, инерционные (маховичные) и пневматические накопители; гидроаккумулирующие установки. Учитывая, что для регулирования электрических режимов энергосистем требуются системы аккумулирования с мощностью, соизмеримой с мощностью самих энергосистем, и время их работы с полной мощностью долж-

но исчисляться часами, единственными реально возможными в этом отношении могут быть только системы гидроаккумулирования и пневматического аккумулирования. Однако мировой опыт создания и эксплуатации пневмоаккумулирующих установок пока невелик, поэтому вне конкуренции находятся гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС).

Решение проблемы в Украине: покрытие пиковых нагрузок электросистемы генерирующими мощностями ТЭС.

Для обеспечения наиболее экономичной работы электросистемы в пиковых частях суточного графика нагрузки необходимо иметь достаточные маневренные мощности, создание которых требует повышенных капиталовложений. Безусловно, для работы электросистемы при пиковой нагрузке больше всего подходят ГЭС и ГАЭС, поскольку рабочая мощность ГЭС легко изменяется в широких пределах - от минимальной в часы малой нагрузки электросистемы до максимальной в ее пиковые часы. Агрегаты ГАЭС в часы минимальной нагрузки успешно работают в насосном режиме, перекачивая воду из нижнего водохранилища в верхнее и увеличивая тем самым нагрузку ТЭС и АЭС, а в часы максимума нагрузки системы переходят на работу в турбинном режиме, разгружая ТЭС и АЭС от кратковременной пиковой нагрузки.

Однако мощностей ГЭС и ГАЭС на Украине недостаточно. Поэтому, из-за неравномерности режима электропотребления, а, следовательно, и производства электроэнергии, украинская электросистема вынуждена нести значительные дополнительные расходы. При этом для покрытия пиковых нагрузок используются отдельные энергоблоки ТЭС, имеющих достаточно высокие удельные расходы топлива, хотя такие блоки недостаточно маневренны: подготовка каждого из них к пуску, синхронизация и набор нагрузки требуют значительных затрат времени, составляющих не менее 6 часов.

Анализ удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии украинскими ТЭС по годам (с 1990-го по 2007-й) показывает, что, из-за отсутствия модернизации генерирующего оборудования и без комплексной оптимизации его использования, эти расходы непрерывно росли (с 346 г/кВт·час в 1990 году до 365 г/кВт·час в 1995-1997 годах). Впоследствии была достигнута отметка 375 г/кВт·час, которая с небольшими колебаниями сохраняется и в наше время. При этом наиболее высокие удельные расходы топлива, достигающие до 390-422 г/кВт·час, имеют место для энергоблоков мощностью до 200 МВт Приднепровской, Луганской, Старобешевской и Добротворской ТЭС, что объясняется низким качеством сжигаемого угля, физическим износом этих блоков, а также их непрерывным использованием для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы. Все это ведет к ускоренному износу энергоблоков и ухудшению их эксплуатационных и экономических характеристик.

К тому же для обеспечения переменного режима работы энергоблоков ТЭС требуются значительные дополнительные расходы топлива на производство электроэнергии. Это наглядно видно из приведенных в таблице 19 данных, характеризующих расходы топлива на плановые пуски энергоблоков мощностью 300 и 800 МВт Углегорской ТЭС, в зависимости от длительности их простоя.

Таблица 19 – Расход топлива на пуск

Длительность простоя, ч	Расходы топлива на пуск, т	
	300 МВт	800 МВт
Холодное состояние	173,7	599,3
50-60	158,7	448,1
30-35	141,1	433,1
15-20	136,4	430,0
6-10	100,3	276,1

Из приведенных в таблице 19 данных следует, что чем меньше длительность простоя энергоблоков, тем меньше расход топлива на пуск. Так, при уменьшении времени простоя бло-

ков 300 и 800 МВт до 6-10 часов по сравнению с их пуском из холодного состояния расходы топлива уменьшаются соответственно на 42,35 и 54%.

Данные по выработке и потреблении электроэнергии от Международного Энергетического агентства

Ежемесячные отчеты по выработке и потреблении электроэнергии предоставляются в Международное Энергетическое Агентство странами-участницами Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР).

За период с января по июнь 2010 г. общий показатель отпущенной электроэнергии достиг значения 5 003.3 ТВт·ч и по сравнению с аналогичным периодом прошлого года возрос на 3.2% (153.4 ТВт·ч). Производство электроэнергии от нетрадиционных и возобновляемых источников возросло на 15.7% до 156.6 ТВт·ч по странам ОЭСР по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. В североамериканском балансе производства электроэнергии на ГЭС генерация снизилась на 4.2% до 343.5 ТВт·ч и производство на основе горючих топлив возросло на 5.4% до 1588 ТВт·ч. Структура генерации по видам топлива представлена на рисунке 11.

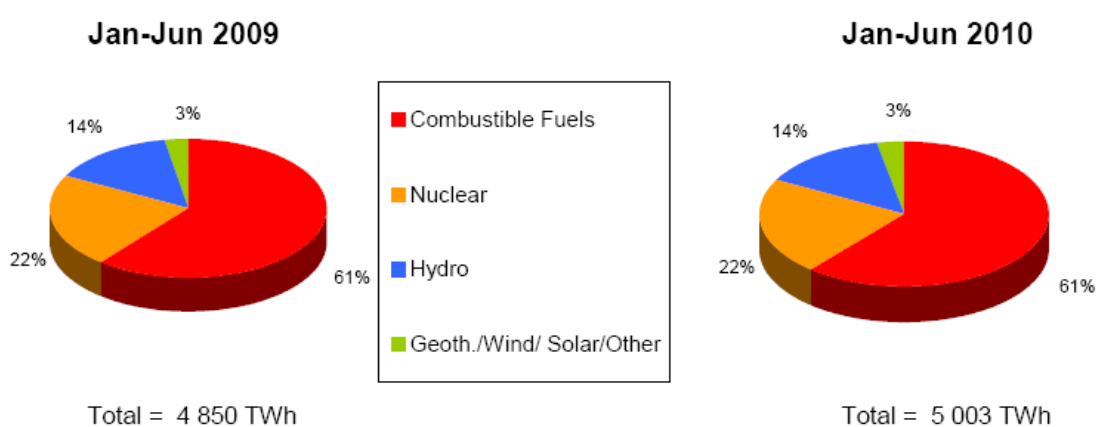


Рисунок 11 – Структура генерации электроэнергии по видам топлива, общая по странам ОЭСР.

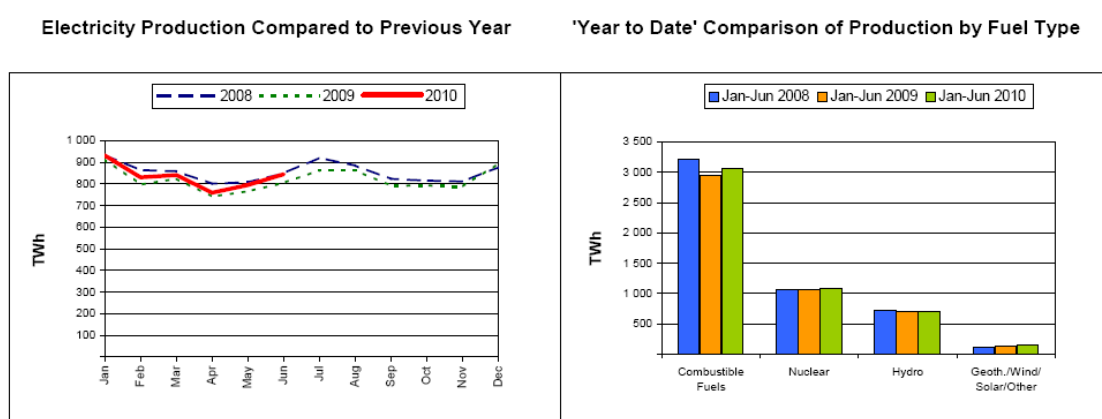


Рисунок 12 – графики производства электроэнергии в странах ОЭСР.

Данные по Европейской части ОЭСР. Европейская часть ОЭСР включает в себя следующие страны: Австрия, Бельгия, Чехия, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Венгрия, Исландия, Ирландия, Италия, Люксембург, Нидерланды, Португалия, Испания, Швеция, Норвегия, Польша, Словакия, Швейцария, Турция и Великобритания.

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 1697.8 ТВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство повысилось на 44.6 ТВт·ч или на 2,7%. Производство электроэнергии нетрадиционными источниками увеличилось на 16.4%.

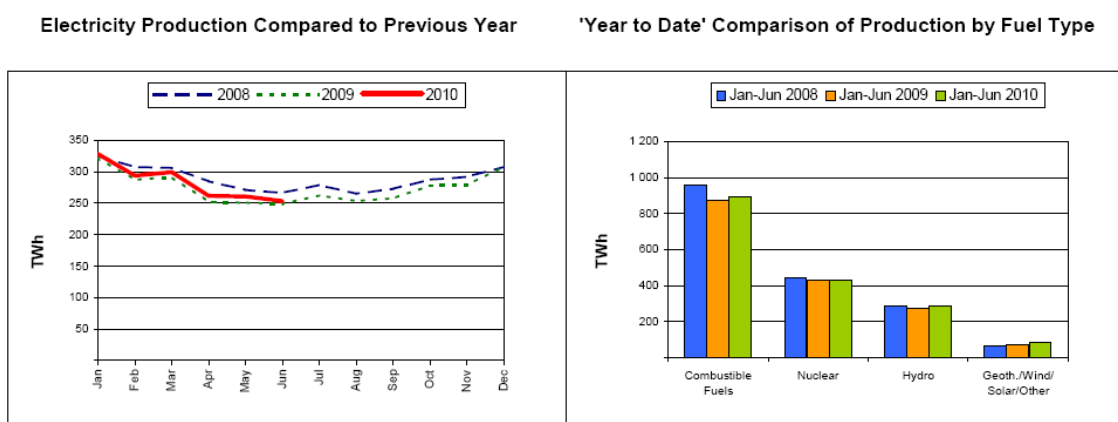


Рисунок 13 – графики производства электроэнергии в европейских странах ОЭСР.

Данные по Североамериканской части ОЭСР. Североамериканская часть ОЭСР включает в себя следующие страны: Канада, Мексика, США.

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 2432 ТВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство повысилось на 70.3 ТВт·ч или на 3%. Производство электроэнергии нетрадиционными источниками увеличилось на 15.8%.

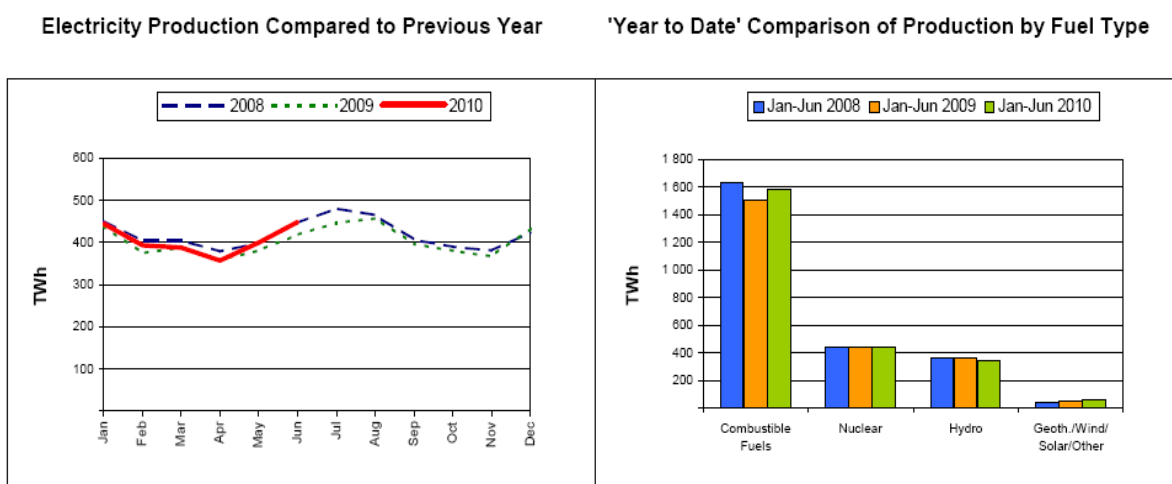


Рисунок 14 – графики производства электроэнергии в североамериканских странах ОЭСР.

Данные по Тихоокеанской части ОЭСР. Тихоокеанская часть ОЭСР включает в себя следующие страны: Австралия, Япония, Корея, Новая Зеландия.

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 873.5 ТВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство повысилось на 38.5 ТВт·ч или на 4.6%. Производство электроэнергии на ГЭС увеличилось на 15.4%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

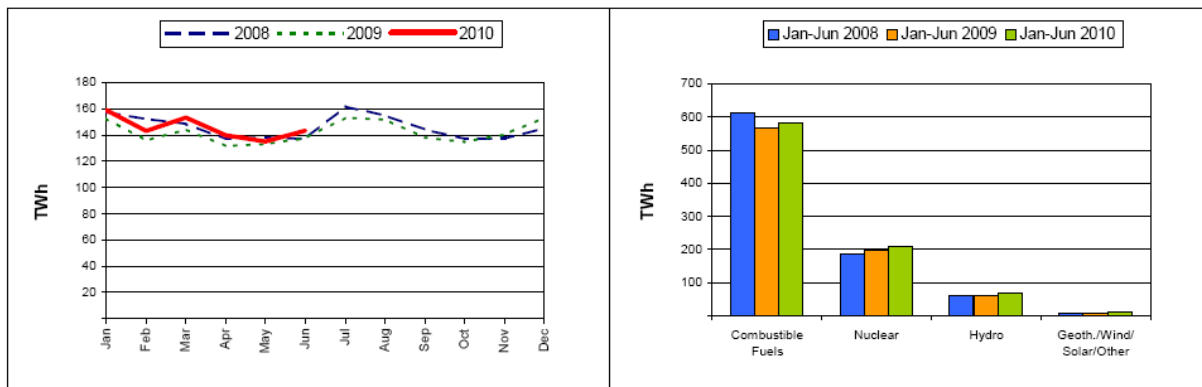


Рисунок 15 – графики производства электроэнергии в тихоокеанских странах ОЭСР.

Данные по генерации электроэнергии отдельными странами.

Австралия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 113952 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 508 ГВт·ч или на 0.4%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 18.5%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

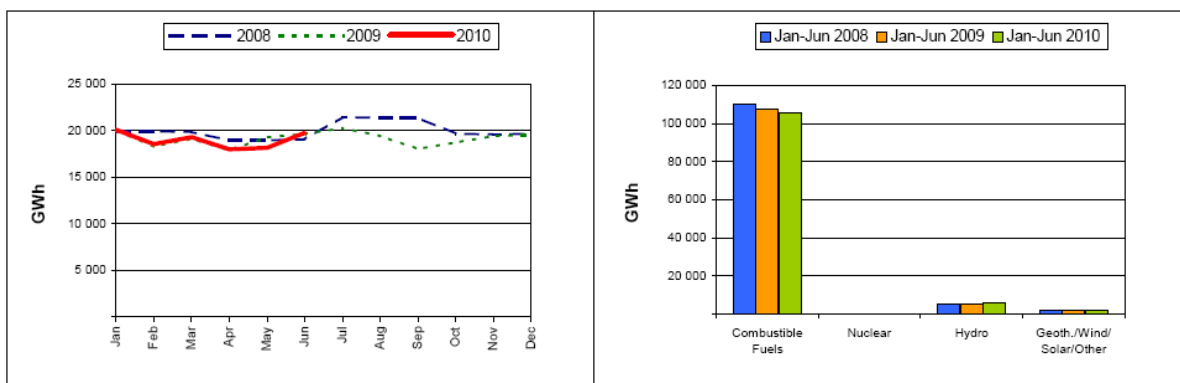


Рисунок 16 – графики производства электроэнергии в Австралии.

Австрия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 32065 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 64 ГВт·ч или на 0.2%. Производство электроэнергии на горячем топливе увеличилось на 24.4%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

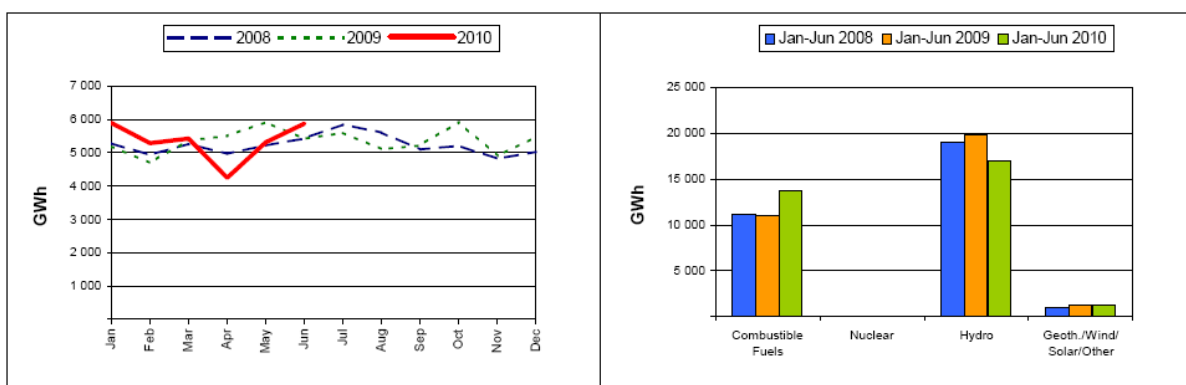


Рисунок 17 – графики производства электроэнергии в Австрии.

Бельгия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 45713 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 3595 ГВт·ч или на 8.5%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 59.8%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

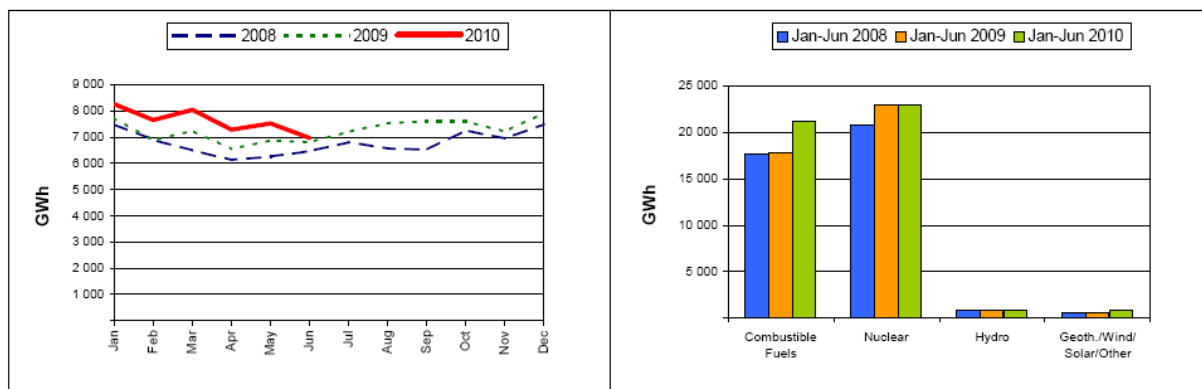


Рисунок 18 – графики производства электроэнергии в Бельгии.

Канада

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 303236 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 2533 ГВт·ч или на 0.8%. Производство электроэнергии на АЭС снизилось на 1.6%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

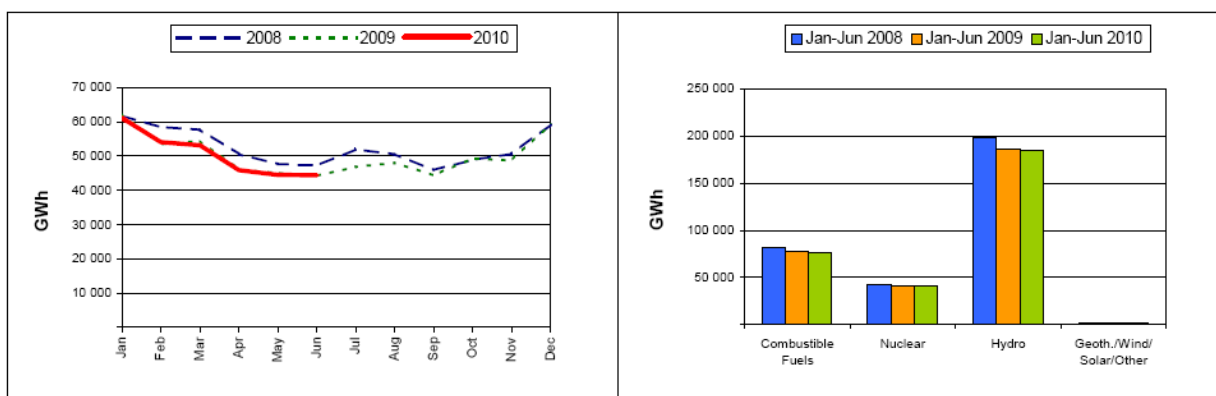


Рисунок 19 – графики производства электроэнергии в Канаде.

Чехия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 40321 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 1783 ГВт·ч или на 4.6%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках возросло на 136.5%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

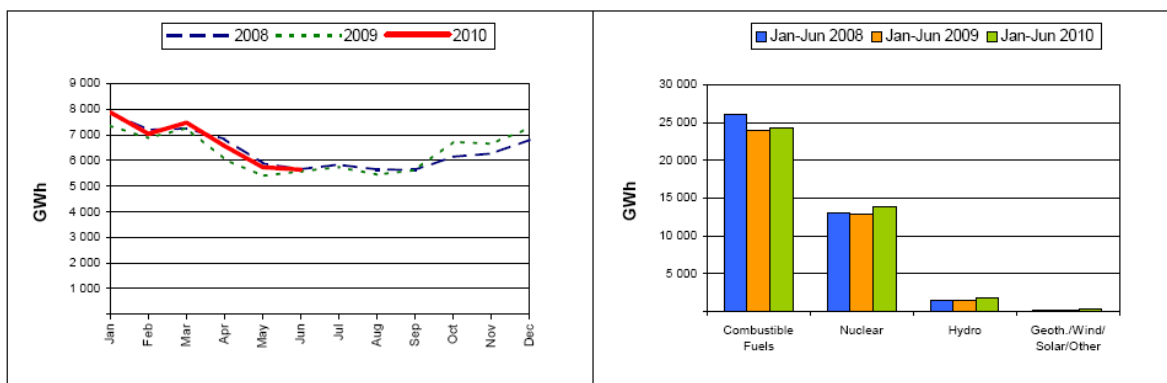


Рисунок 20 – графики производства электроэнергии в Чехии.

Дания

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 19201 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 1215 ГВт·ч или на 6.8%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках возросло на 22.2%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

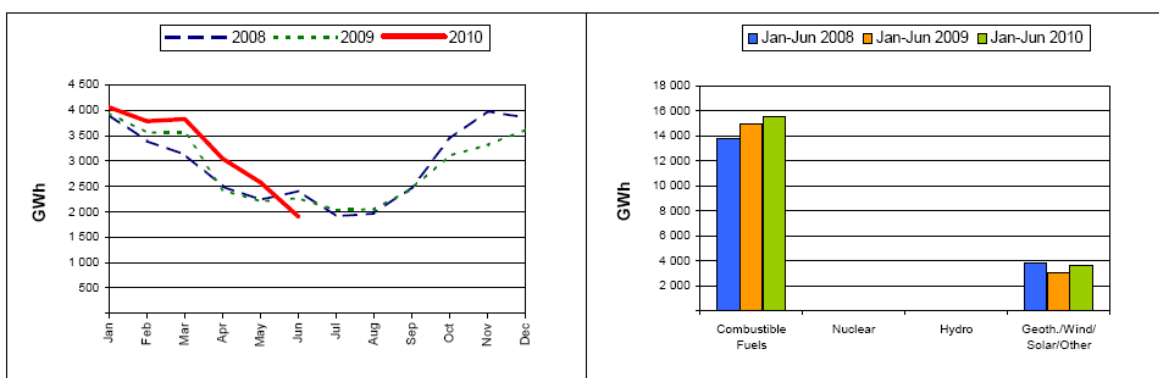


Рисунок 21 – графики производства электроэнергии в Дании.

Финляндия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 39842 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 4532 ГВт·ч или на 12.8%. Производство электроэнергии на горючих топливах возросло на 33.7%.

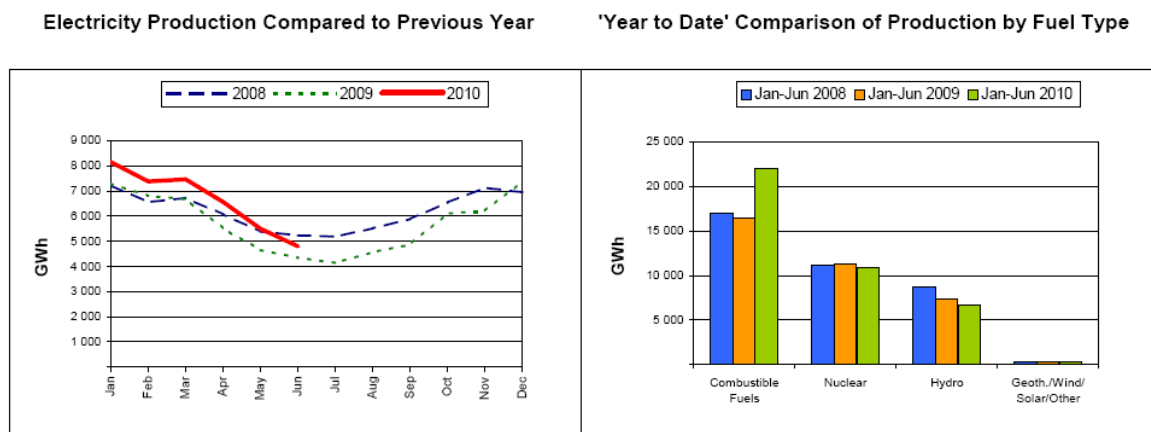


Рисунок 1.22 – графики производства электроэнергии в Финляндии.

Франция

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 278729 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 4409 ГВт·ч или на 1.6%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках возросло на 42.7%.

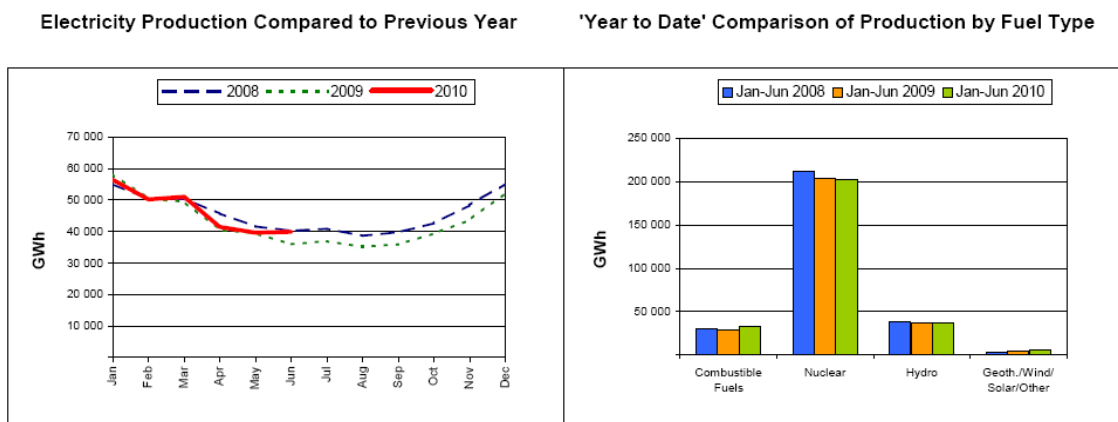


Рисунок 23 – графики производства электроэнергии во Франции.

Германия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 297938 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 19477 ГВт·ч или на 7%. Производство электроэнергии на горючих топливах возросло на 9.7%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

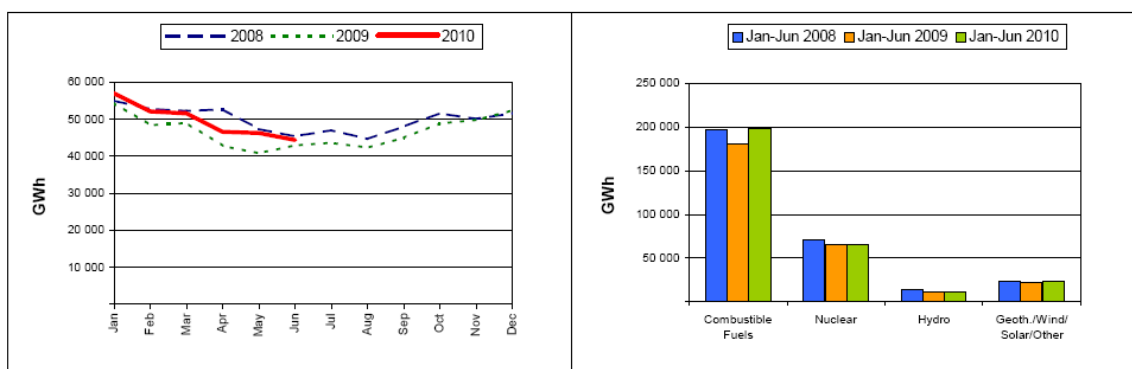


Рисунок 24 – графики производства электроэнергии в Германии.

Греция

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 23155 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 2202 ГВт·ч или на 8.7%. Производство электроэнергии на ГЭС возросло на 55%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

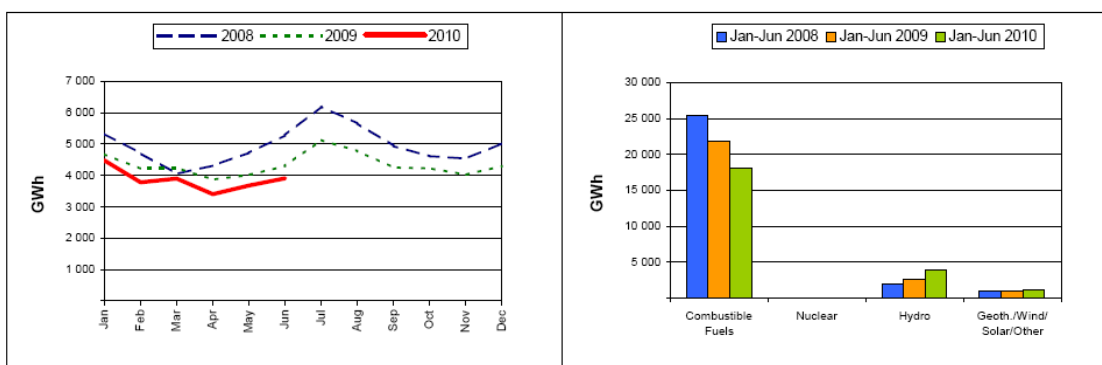


Рисунок 25 – графики производства электроэнергии в Греции.

Венгрия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 17236 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 604 ГВт·ч или на 3.6%. Производство электроэнергии на ГЭС снизилось на 21.8%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

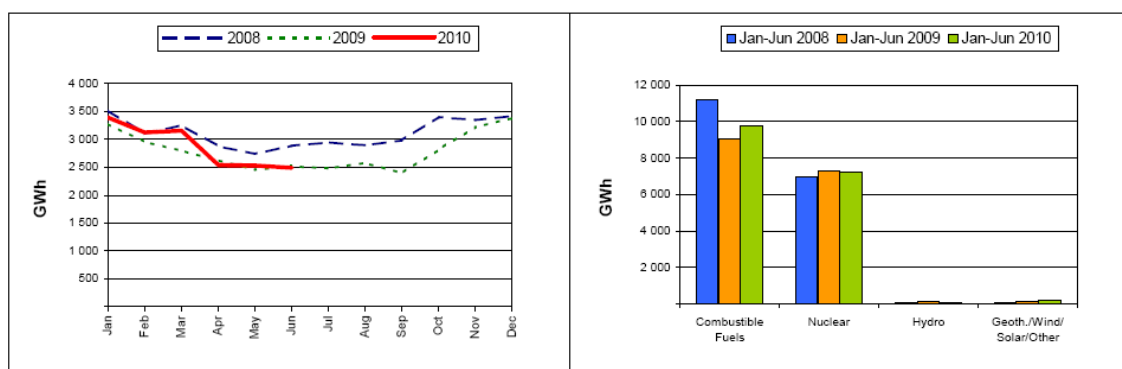


Рисунок 26 – графики производства электроэнергии в Венгрии.

Исландия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 8364 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 108 ГВт·ч или на 1.3%. Производство электроэнергии на горючих топливах снизилось на 100%.

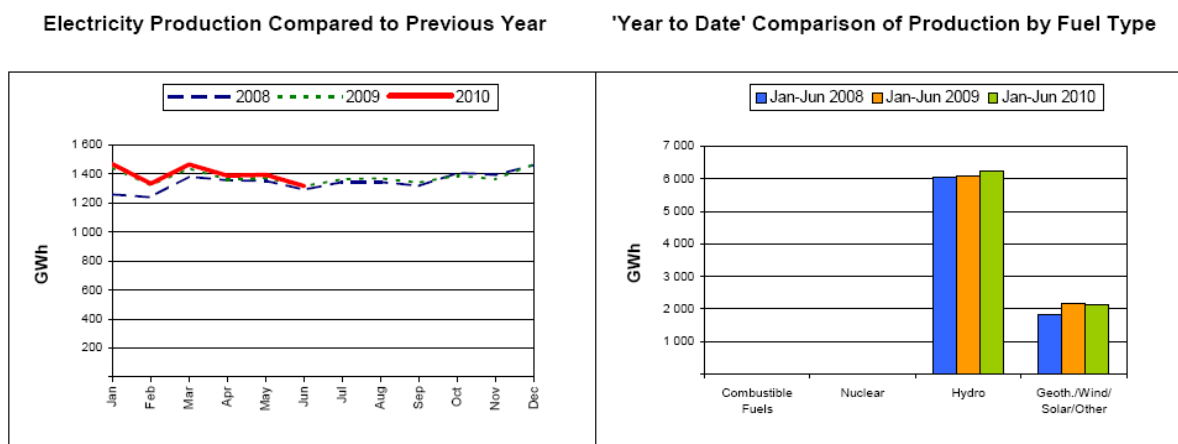


Рисунок 27 – графики производства электроэнергии в Исландии.

Ирландия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 13534 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 113 ГВт·ч или на 0.8%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках снизилось на 17.9%.

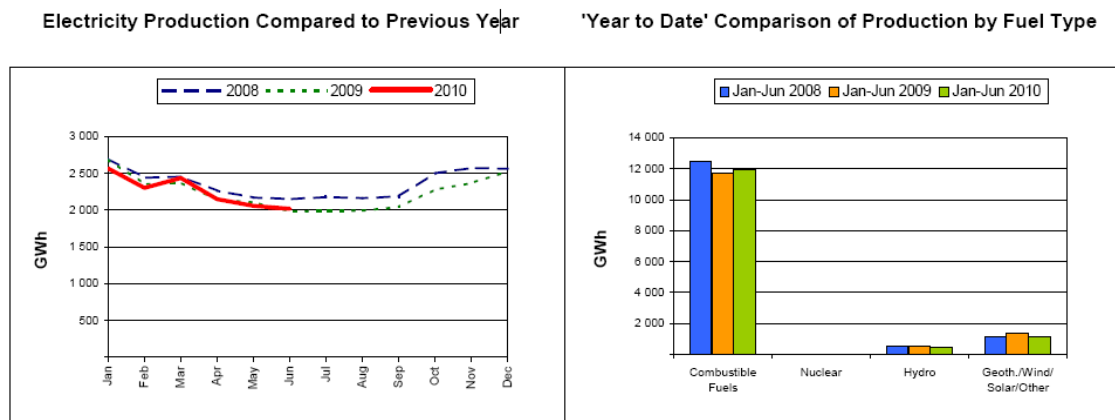


Рисунок 28 – графики производства электроэнергии в Ирландии.

Италия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 134032 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 85 ГВт·ч или на 0.1%. Производство электроэнергии на ГЭС снизилось на 28.4%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

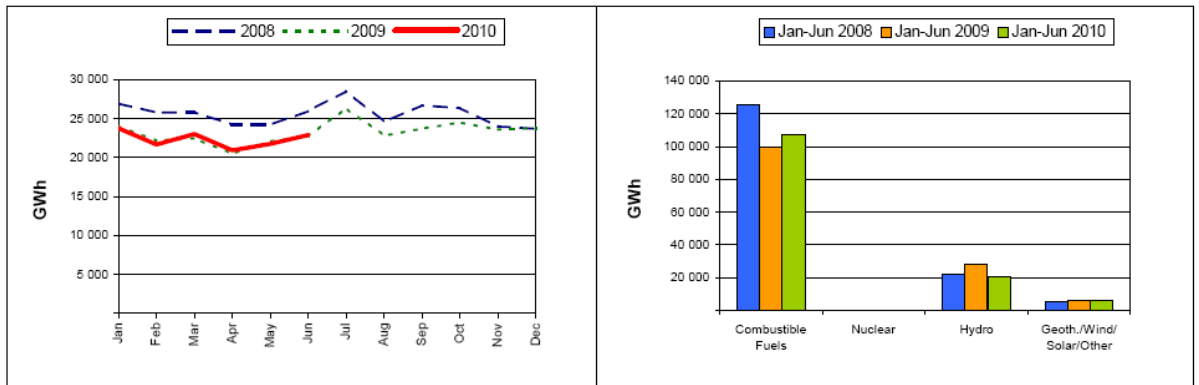


Рисунок 29 – графики производства электроэнергии в Италии.

Япония

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 511710 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 19986 ГВт·ч или на 4.1%. Производство электроэнергии на ГЭС увеличилось на 19.2%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

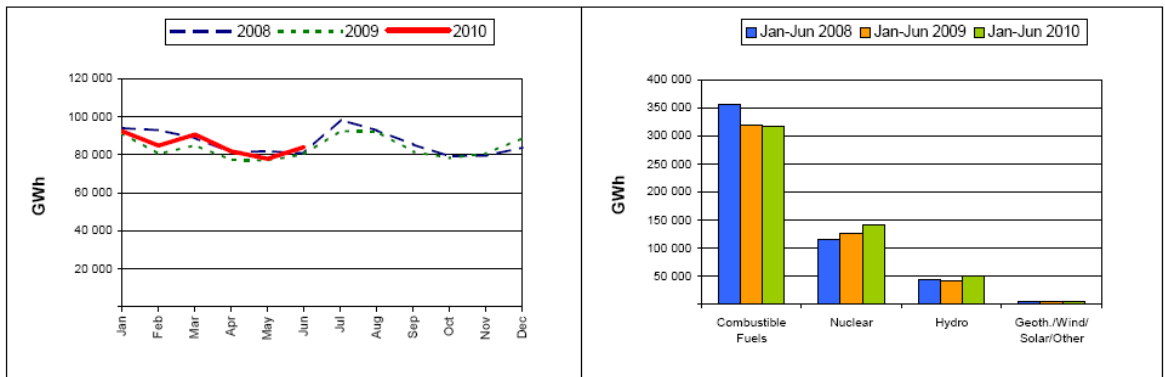


Рисунок 30 – графики производства электроэнергии в Японии.

Корея

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 227102 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 18663 ГВт·ч или на 9%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 20.7%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

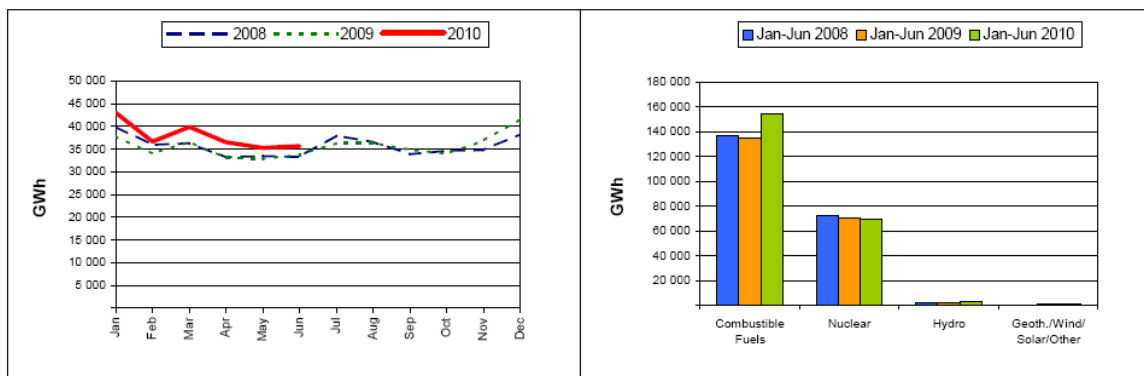


Рисунок 31 – графики производства электроэнергии в Корее.

Люксембург

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 2261 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 389 ГВт·ч или на 20.8%. Производство электроэнергии на ГЭС увеличилось на 99.5%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

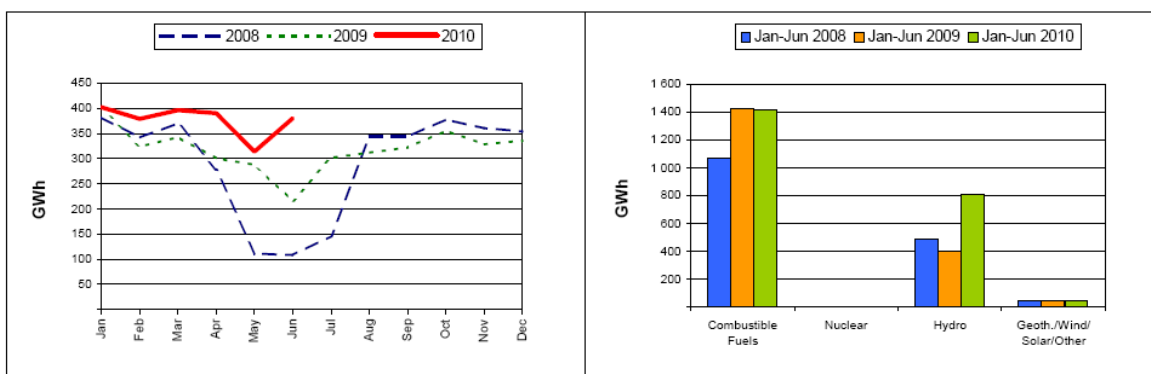


Рисунок 32 – графики производства электроэнергии в Люксембурге.

Мексика

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 120497 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 5062 ГВт·ч или на 4.4%. Производство электроэнергии на ГЭС снизилось на 18.5%.

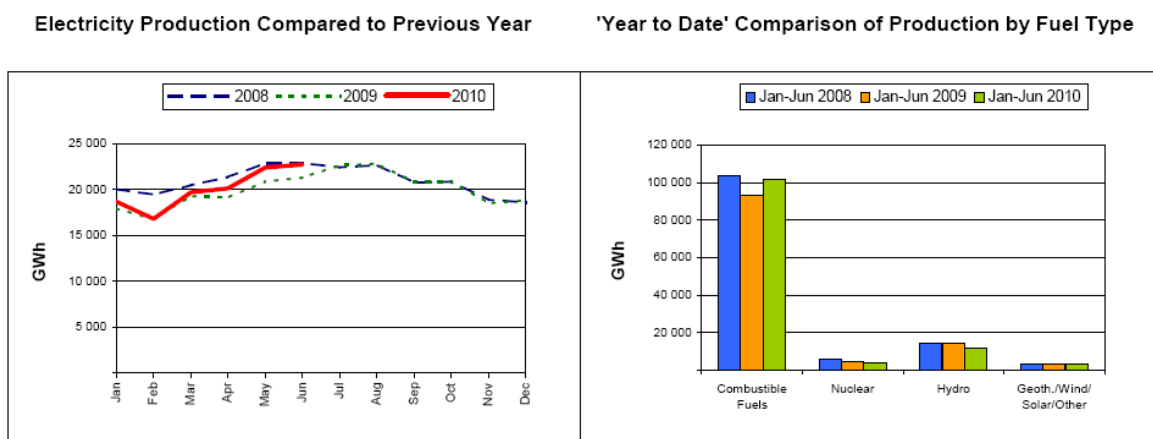


Рисунок 33 – графики производства электроэнергии в Мексике.

Нидерланды

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 53827 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 1811 ГВт·ч или на 3.5%. Производство электроэнергии на АЭС снизилось на 11.8%.

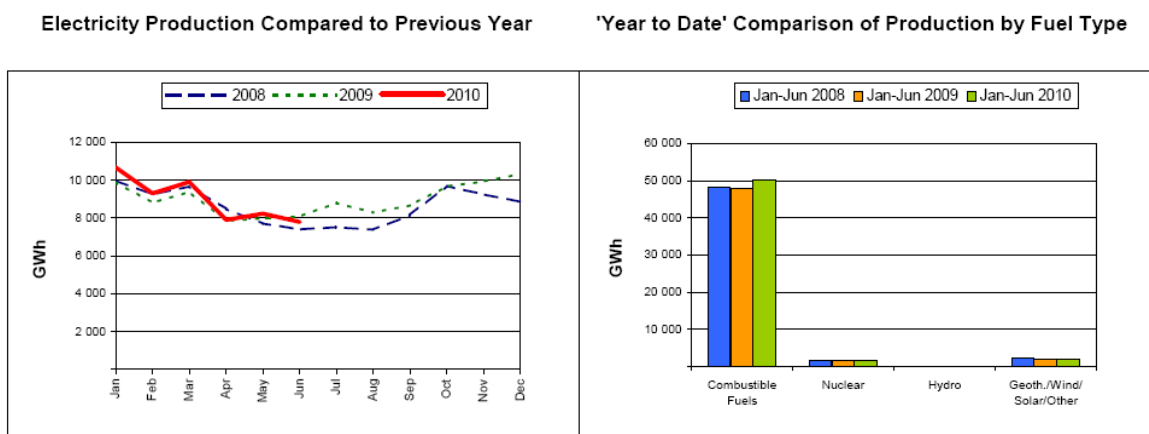


Рисунок 34 – графики производства электроэнергии в Нидерландах.

Новая Зеландия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 20760 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 395 ГВт·ч или на 1.9%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 16.8%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

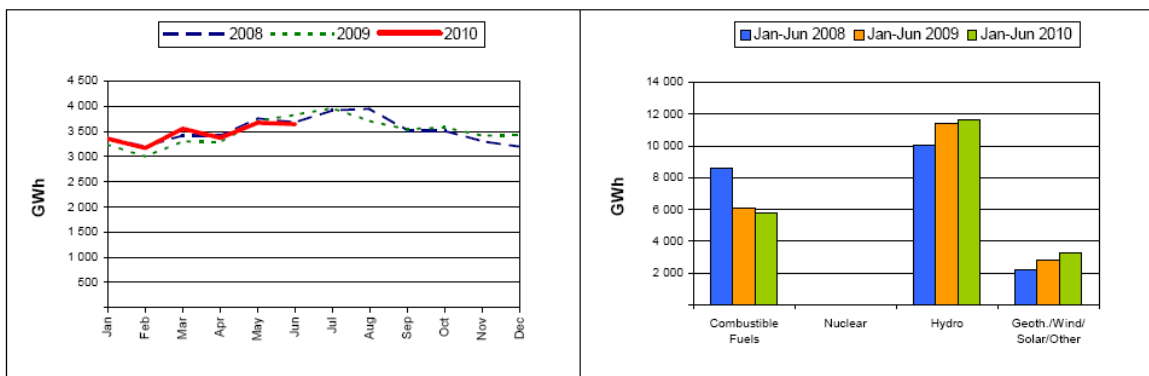


Рисунок 35 – графики производства электроэнергии в Новой Зеландии.

Норвегия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 61964 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 3199 ГВт·ч или на 4.9%. Производство электроэнергии на горючем топливе увеличилось на 50.8%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

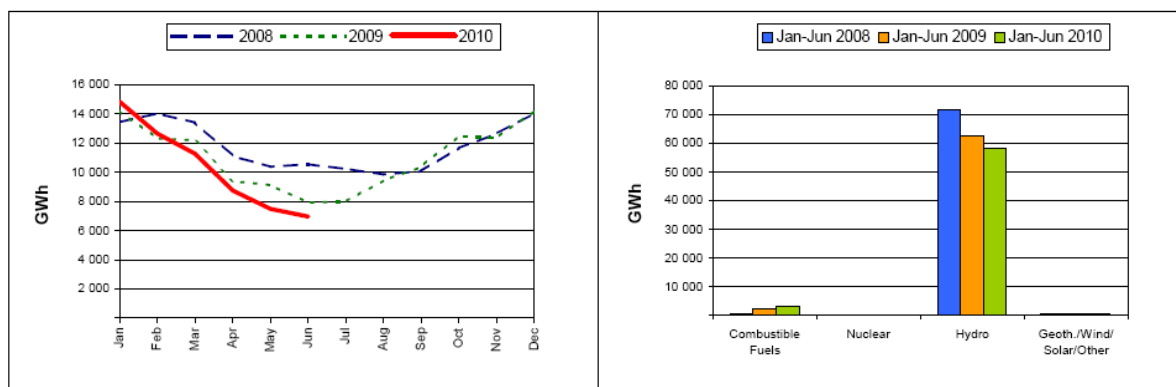


Рисунок 36 – графики производства электроэнергии в Норвегии.

Польша

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 70946 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 2688 ГВт·ч или на 3.9%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 44.1%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

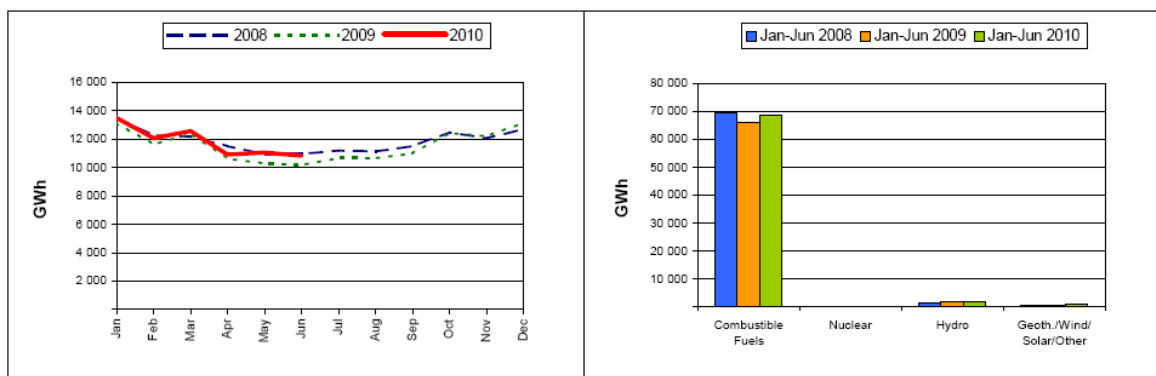


Рисунок 37 – графики производства электроэнергии в Польше.

Португалия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 25204 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 915 ГВт·ч или на 3.8%. Производство электроэнергии на ГЭС увеличилось на 139.2%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

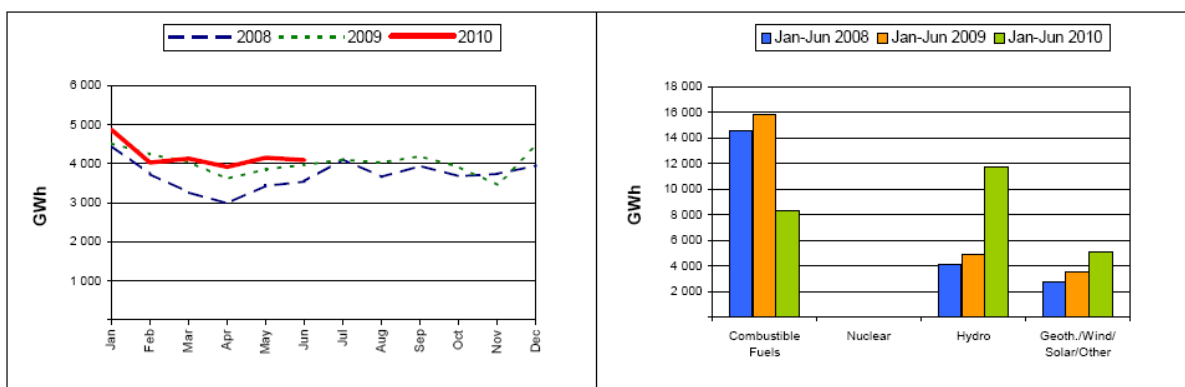


Рисунок 38 – графики производства электроэнергии в Португалии.

Словакия

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 12992 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 464 ГВт·ч или на 3.7%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках снизилось на 20.8%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

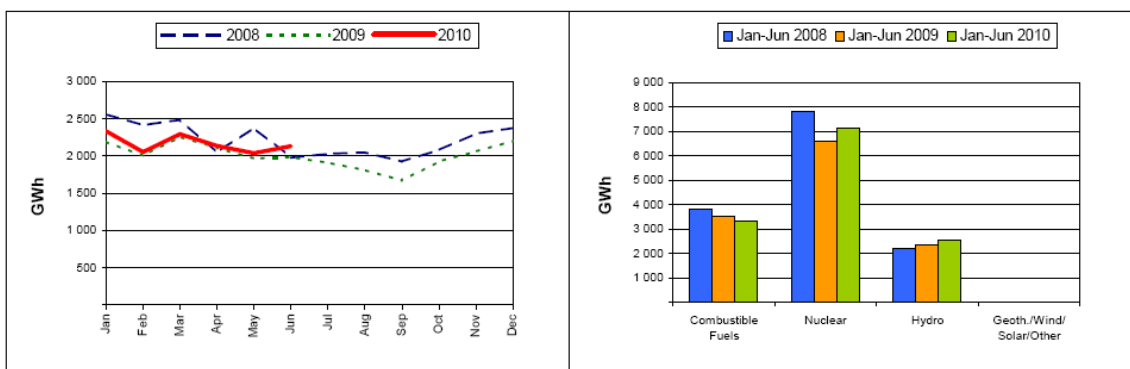


Рисунок 39 – графики производства электроэнергии в Словакии.

Испания

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 137962 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 2070 ГВт·ч или на 1.5%. Производство электроэнергии на ГЭС увеличилось на 65%.

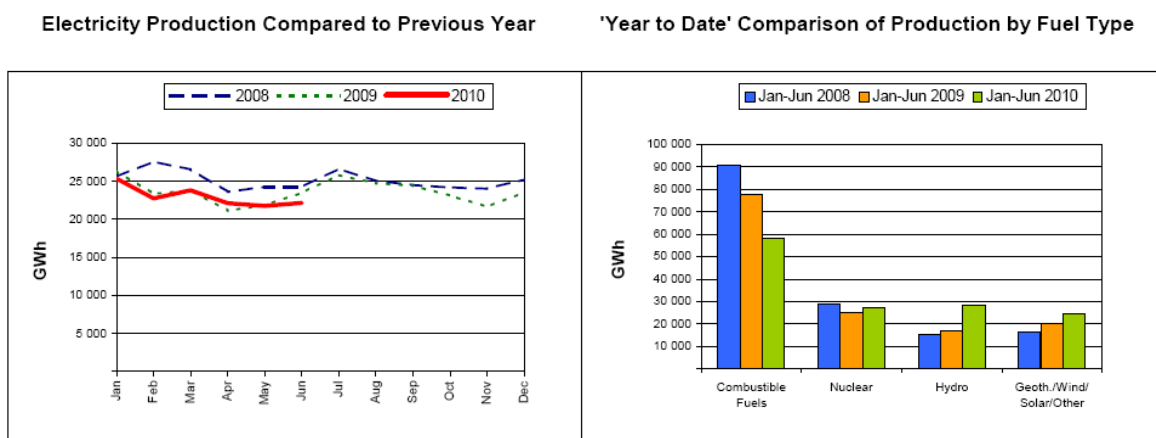


Рисунок 40 – графики производства электроэнергии в Испании.

Швеция

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 73643 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство увеличилось на 3715 ГВт·ч или на 5.3%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 32.9%.

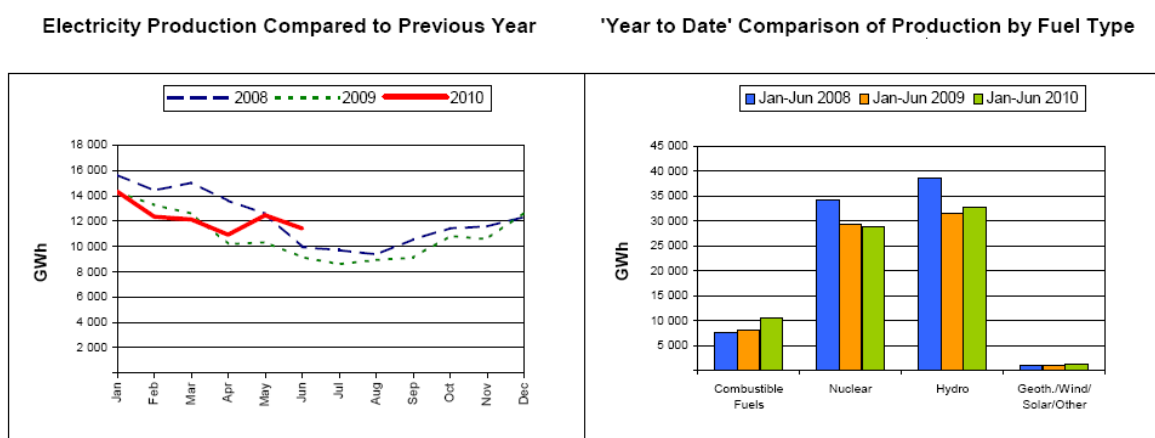


Рисунок 41 – графики производства электроэнергии в Швеции.

Швейцария

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 32299 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство снизилось на 1166 ГВт·ч или на 3.5%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

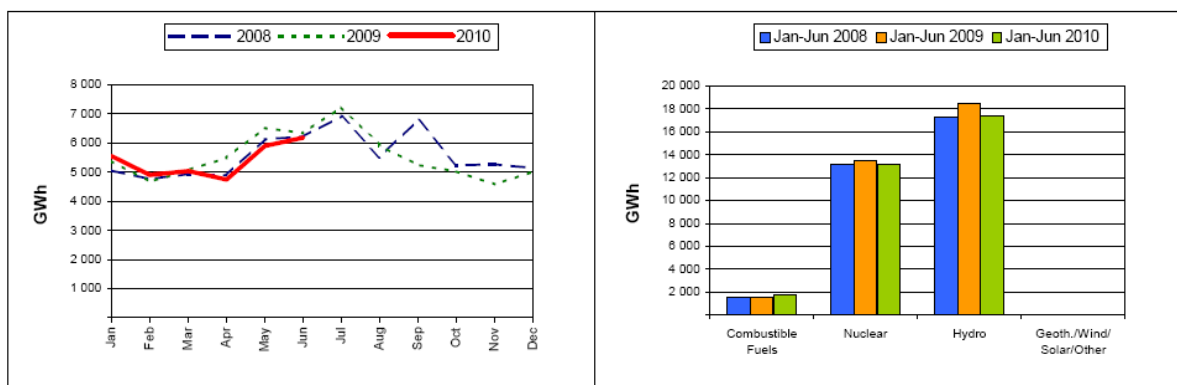


Рисунок 42 – графики производства электроэнергии в Швейцарии.

Турция

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 92797 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 6728 ГВт·ч или на 7.5%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках увеличилось на 83.7%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

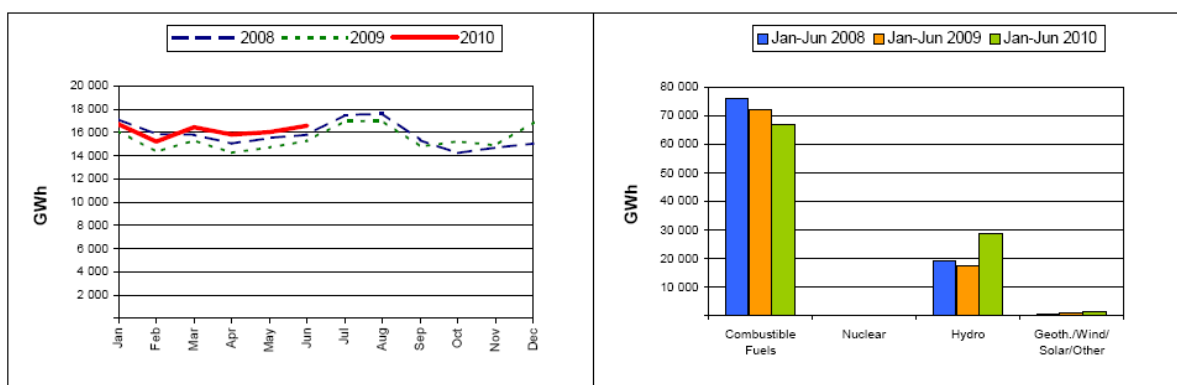


Рисунок 43 – графики производства электроэнергии в Турции.

Великобритания

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 179777 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 1026 ГВт·ч или на 0.6%. Производство электроэнергии на ГЭС снизилось на 26.6%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

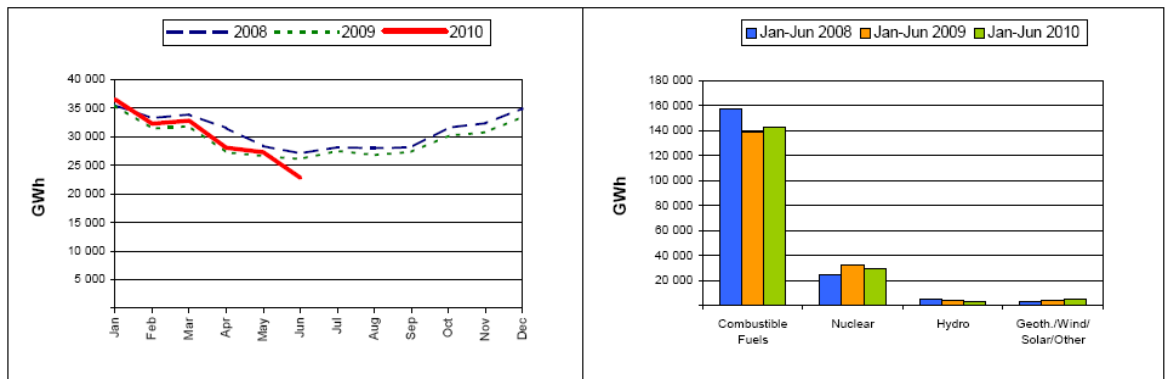


Рисунок 44 – графики производства электроэнергии в Великобритании.

США

Генерация электроэнергии с начала года до июня 2010 составила 2008232 ГВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года общее производство возросло на 67780 ГВт·ч или на 3.5%. Производство электроэнергии на нетрадиционных источниках возросло на 17.9%.

Electricity Production Compared to Previous Year

'Year to Date' Comparison of Production by Fuel Type

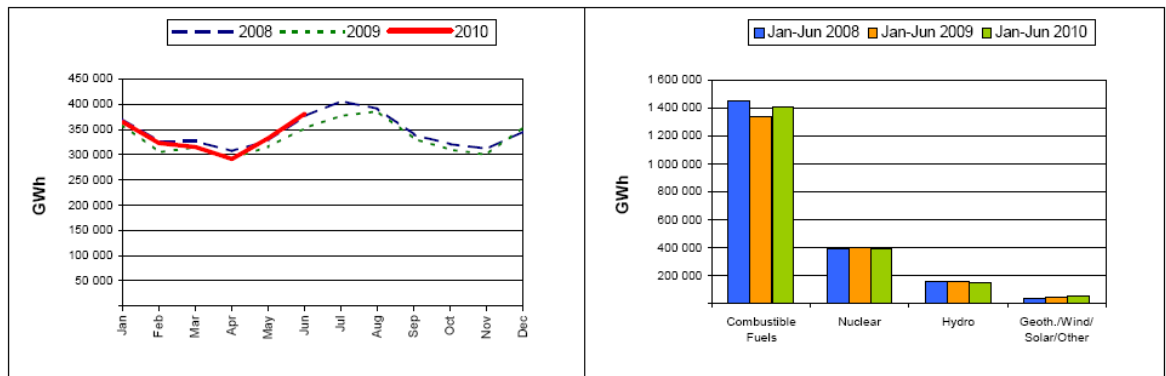


Рисунок 45 – графики производства электроэнергии в США.

Типовые графики энергопотребления и генерации некоторых стран

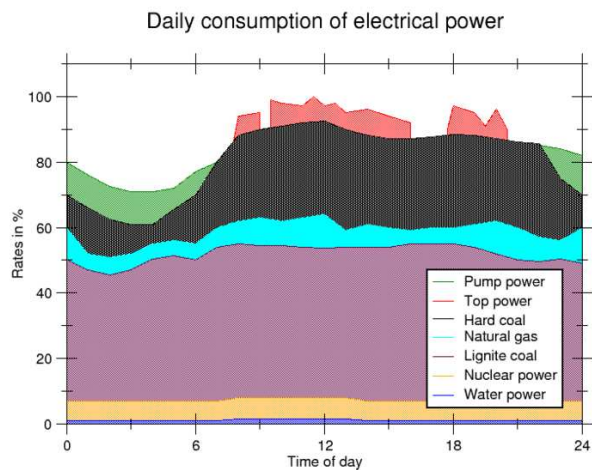


Рисунок 45 – типовой почасовой график энергопотребления и генерации Германии.

Electricity demand - Last 24 Hours

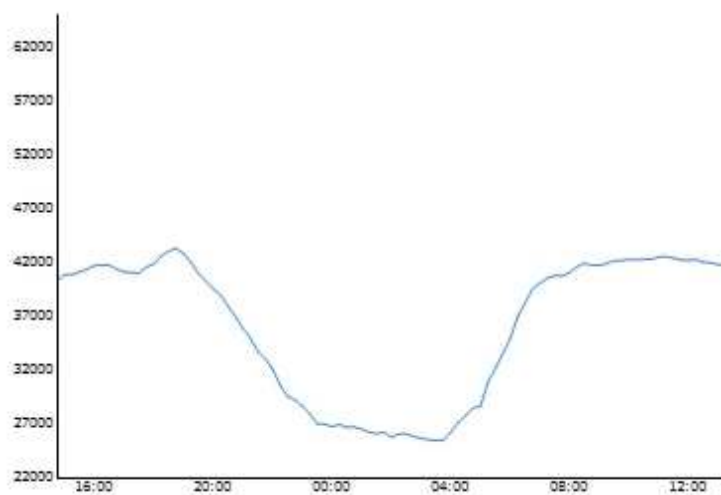


Рисунок 46 – типовой график энергопотребления Великобритании.

Daily Reserve information

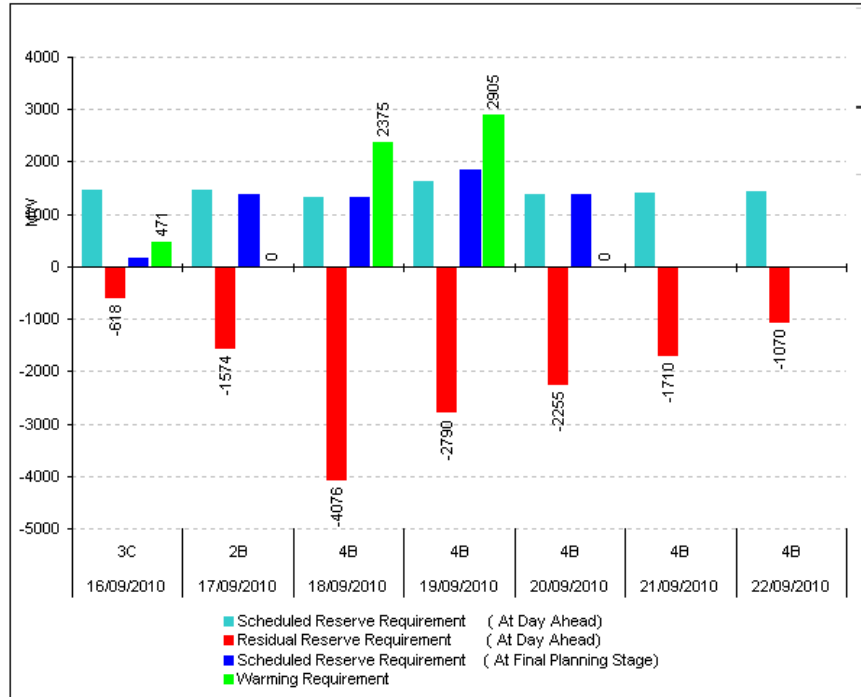


Рисунок 47 – существующие резервы мощностей в Великобритании.

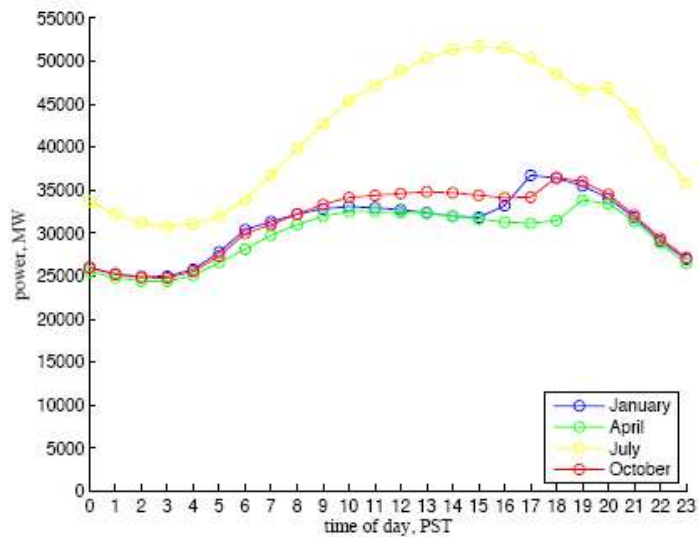


Рисунок 48 – типовые графики часового потребления электроэнергии в Калифорнии (США)

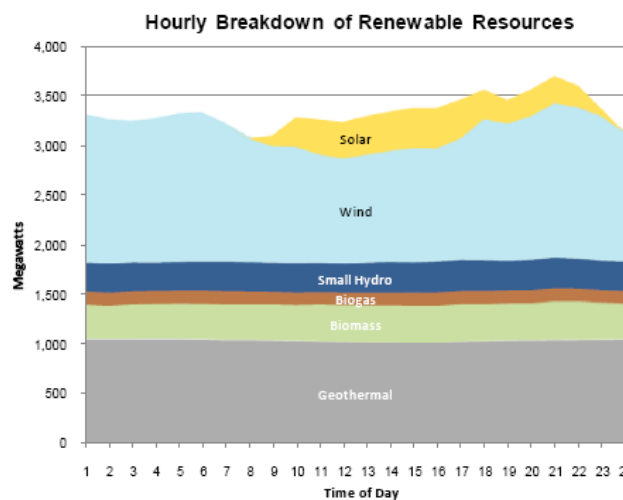
Покрытие электрических нагрузок с помощью нетрадиционных источников в Калифорнии (США)

Renewable Resources	Peak Production (MW)	Daily Production (MWh)
Solar	407	4,448
Wind	1,595	31,634
Small Hydro	330	7,228
Biogas	136	3,124
Biomass	411	9,147
Geothermal	1,039	23,527
Other Renewables *	72	1,665
Total Renewables		80,773

Total 24-Hour System Demand (MWh): 632,353

This table gives numeric values related to the production from the various types of renewable resources for the reporting day. The total renewable production in megawatt-hours is compared to the total energy demand for the ISO system for the day.

* Other Renewables is comprised of multiple technology within one aggregated Resource ID



This graph shows the production of various types of renewable generation across the day.

Рисунок 49 – Покрытие электрических нагрузок с помощью нетрадиционных источников в Калифорнии (США)

Насыщение энергетических систем тепловыми и атомными станциями большой мощности усугубляет трудности с покрытием кратковременных пиковых нагрузок. Ограниченный диапазон регулирования мощности крупноблочных агрегатов и невозможность частых пусков и остановов без резкого снижения надежности и экономичности работы энергосилового оборудования тепловых и атомных электростанций затрудняют покрытие неравномерной части графиков электрической нагрузки. В графиках типовых суточных нагрузок различных стран (рисунки 1.45-46, 1.48) наблюдаются значительные неравномерности. Коэффициент неравномерности, равный отношению минимальной за сутки нагрузки к максимальной, составляет для отдельных энергосистем европейских стран 0,55-0,6. Неравномерность режима потребления электроэнергии наблюдается не только в течение суток, но и по дням недели и сезонам года.

В качестве примера приведен график электрической нагрузки Великобритании за период 17.09.10 по 24.09.10 по данным британской системы The National Grid.

Electricity demand - Last 7 Days

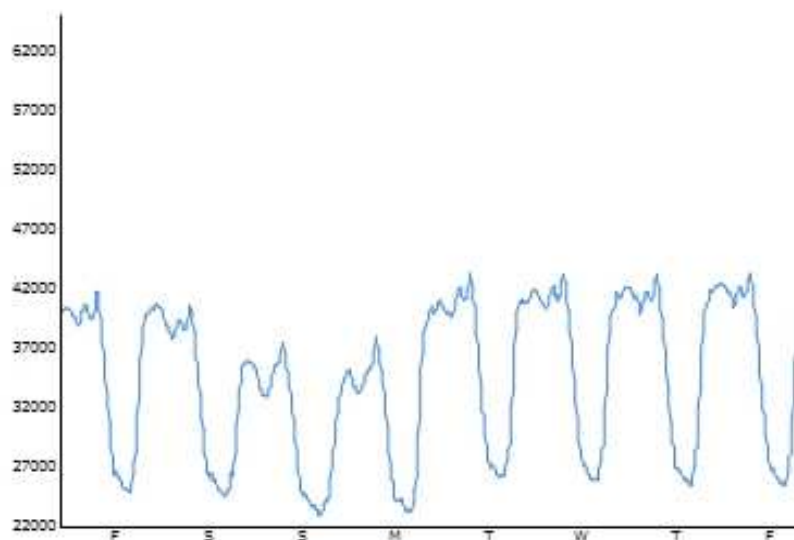


Рисунок 50 – недельный график энергопотребления Великобритании

В выходные максимальные нагрузки на энергосистемы снижаются по данным разных европейских стран на 20-30% по сравнению с максимумами на рабочей неделе. В моменты прохождения максимума в отдельных энергообъединениях нагрузка будет возрастать практически в 2 раза по сравнению с ночным минимумом.

В таких условиях неразрывность процесса производства и потребления электроэнергии требует от энергосистем значительного маневрирования мощностями электростанций и агрегатов. Регулирование мощности достигается либо изменением нагрузки агрегатов в пределах их технических возможностей, либо пуском и остановкой отдельных агрегатов. Однако ТЭС и АЭС не приспособлены к резкопеременному режиму работы, в таких случаях целесообразней использовать более маневренные установки ГЭС. В мировой практике энергоснабжения решение проблемы несоответствия маневренных возможностей крупноблочного оборудования требуемым режимам энергопотребления в условиях ограниченных гидроэнергетических ресурсов достигается либо созданием специального маневренного энергосилового оборудования (пиковые ТЭС, газотурбинные электростанции, гидроаккумулирующие электростанции), либо использованием потребителей-регуляторов, потребляющих электроэнергию лишь в периоды общего снижения нагрузки в энергосистеме.

В США пиковые электростанции в основном работают на базе ГТУ, использующих природный газ. Существуют также пиковые электростанции на нефтепродуктах, но из-за высокой стоимости топлива их использование ограничено. Также применяются маневренные гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции. В засушливых штатах, например, в Аризоне, рассматривается возможность применения солнечных электростанций в качестве пиковых.

На фотографии изображена пиковая электростанция в Шелби Каунти (штат Иллинойс) оборудована 8 газовыми турбинами – основной источник пиковой мощности на среднем западе США. Электростанция работает около четырех месяцев в году с июня по сентябрь с основной нагрузкой, приходящейся на дневные часы из-за значительных нагрузок на системы охлаждения и кондиционирования.



Рисунок 51 – Пиковая ГТУ Шелби (США)

Помимо пиковых электростанций на базе ГТУ большое значение имеют гидроаккумулирующие электростанции. В отличие от ГЭС обычного типа пиковая энергоотдача ГАЭС не зависит от периода года и водности водоема. Крупнейшие ГАЭС мира расположены в США – ГАЭС Ладдингтон, ГАЭС Бленхейм Джилбоа и ГАЭС Рэкун Маунтин. Также крупные ГАЭС расположены в Японии. ГАЭС наиболее полно отвечают задачам поддержания частоты в энергосистеме. Также существуют ГАЭС, работающие в одном энергокомплексе с ТЭС или АЭС, их водохранилища используются как для работы ГАЭС, так и для водоснабжения ТЭС или АЭС. Например, в США ГЭС-ГАЭС Джокасси работает в комплексе с АЭС.

Постепенное распространение получает проект CAES, на базе ГТУ, потребляющей на 40% меньше природного газа, чем широко распространенные современные газотурбинные установки. По информации от производителей такая экономичность достигается из-за того, что обычные ГТУ потребляют до 2/3 топлива для последующего использования этой энергии на привод компрессора для сжатия воздуха, система CAES осуществляет этот процесс, используя электроэнергию сети в моменты ночных минимумов и минимальной ее стоимости. Сжатый воздух хранится в подземных хранилищах.

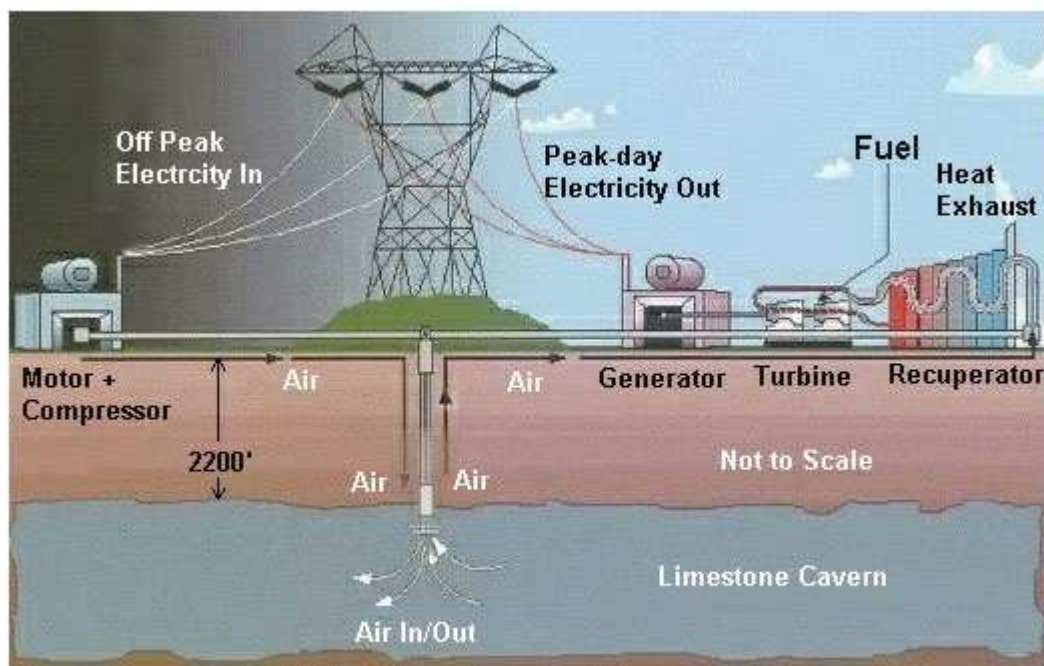


Photo Courtesy of CAES Development Company

Рисунок 52 – пиковая ГТУ CAES.

Первая коммерческая система CAES имела мощность 290 МВт и была построена в Германии в 1978 г., вторая мощностью 110 МВт была построена в Алабаме в 1991 г, постройка третьей планируется в Огайо и будет иметь мощность 2700 МВт, эта электростанция будет иметь 9 турбин.