

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МИНИ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГАЗОПОРОШНЕВЫХ УСТАНОВОК

Платонов А.С.,

К.т.н., заведующий научно-исследовательским отделом
«Национального исследовательского университета «МЭИ»
platonovas41@mail.ru

Пихлецкий В.В.,

К.т.н., старший научный сотрудник научно исследовательского отдела
«Национального исследовательского университета «МЭИ»
pvv52@mail.ru

Аннотация. В статье показано, что технология когенерации в автономном электро- и теплоснабжении на базе мини-ТЭЦ позволяет существенно повысить коэффициент использования топлива. Приведены основные технические характеристики мини-ТЭЦ, реализуемых на различной технологической базе. Показано, что основная доля мини-ТЭЦ реализуется с использованием газопоршневых установок. Предложен алгоритм нахождения оценки верхней и нижней границы срока окупаемости капитальных затрат на построение мини-ТЭЦ.

Ключевые слова: когенерация, мини-ТЭЦ, газопоршневые установки, срок окупаемости, эффективность, верхняя граница, нижняя граница.

EFFICIENCY ESTIMATION OF GAS RECIPROCATING BASED MINI-CHP

A. Platonov, V. Pikhletsy

Moscow Power Engineering Institute (Technical University)

Abstract. In this paper it is shown that mini-CHP based cogeneration technology in autonomous electro- and heat-supply allows to significantly increase fuel usage efficiency. Key technical characteristics of mini-CHPs of different technological bases are given. It is shown that most mini-CHPs are realized using gas reciprocating units. Algorithm for estimation of upper and lower boundaries of capital expenditures for building mini-CHP payback period is proposed.

Keywords: cogeneration, mini-CHP, gas reciprocating units, payback period, efficiency, upper bound, lower bound.

В Государственной программе Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»¹ определены задачи по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электроэнергетике и теплоснабжении для всех отраслей народного хозяйства.

В настоящее время становится все очевиднее, что преимущества комбинированного производства тепла и электричества на базе ТЭЦ с централизованным теплоснабжением обесценивается огромными потерями тепла в протяженных теплосетях[1], огромными

затратами на их сооружение, эксплуатацию и ремонт. В работе [2] указывается, что самые лучшие ГРЭС и котельные могут обеспечить повышение КПД от 1 до 3%, а работающие в конденсационном режиме максимум 5%. В тоже время когенерация - одновременная выработка и потребление электрической и тепловой энергии позволяют увеличить рост КПД использования топлива в 1.7-2 раза.

Наибольшие потери при централизованном электро и теплоснабжении происходят в процессе производства и при транспортировке электроэнергии и тепла потребителям. Эти потери определяются как естественными (нормативными), так и аварийными ситуациями.

¹ УТВЕРЖДЕНА распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. №2446-р

Количество аварий на 1000 км в год по данным, приведенным в работе [3], составляют для:

- газопроводов – 0,5-1,5;
- внутригородских газовых сетей – 9,5;
- кабельных внутригородских линий электропередач (6-10 кВ) – 61;
- линий электропередач – 0,8-15;
- теплосетей – 260-820.

Из приведенных данных следует, что наиболее уязвимы теплосети (их протяженность на территории России – более 260 тыс. км.) и линии электропередач (протяженность высоковольтных сетей напряжением 110 кВ и выше на территории России – более 440 тыс. км.)

Одним из возможных путей решения задач энергосбережения и повышения энергетической эффективности является развитие автономных систем тепло и электроснабжения, позволяющих свести к минимуму потери транспортировки и обеспечить высокий КПД использования топлива (для газа более 90%). Для принятия решения о выводе из эксплуатации котельных, выработавших ресурс; модернизации действующих и строительстве новых тепло и электрогенерирующих производств необходимо учитывать такие факторы как:

- состояние основного и вспомогательного оборудования систем теплоснабжения, процент его износа, соответствие современным требованиям по энергоэффективности, надежности работы, влияние на окружающую среду;
- состояние инженерных коммуникаций, обеспечивающих работу котельных и потребителей тепловой и электрической энергии;
- возможность перевода котельных на наиболее эффективный вид топлива, которым является природный газ;
- потребность в дополнительных мощностях производства тепловой и электрической энергии;
- возможность решения вопросов продажи избытков электрической энергии, которая может вырабатываться на мини-ТЭЦ;

- график потребления тепловой и электрической энергии (в течение суток – почасовой, в течение года по месяцам);
- необходимость одновременной выработки тепла и холода;
- возможность повторного (полного или частичного) использования низкотемпературных источников тепла, получаемых в процессе производства и др.

Эти данные являются основой для выработки конкретных предложений по использованию энергосберегающих технологий на базе автономных систем тепло и электроснабжения.

Современные автономные когенераторные системы (Мини-ТЭЦ [4,5,6]), вырабатывающие одновременно тепловую и электрическую энергию, как правило, реализуются с использованием газотурбинных (ГТУ), микротурбинных или газопоршневых установок (ГПУ).

Количество Мини-ТЭЦ в мире исчисляется тысячами [7]. По данным Центра Энергетических Решений (The Energy Solutions Center, <http://www.energysolutionscenter.org>) на территории США в 2000 году работало 1498 объектов малой энергетики на природном газе. В последние 10-15 лет в России достаточно активно началось строительство Мини-ТЭЦ. С 2000 года по 2005 год было введено в эксплуатацию электростанций суммарной мощностью 6000 МВт с силовым приводом от 700 ГТУ отечественного и зарубежного производства. С 2004 по 2006 год на базе ГПУ построено 47 Мини-ТЭЦ суммарной мощностью 385 МВт[8].

Сравнительный анализ применения турбинных и газопоршневых установок [8,9] на мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна на крупных промышленных предприятиях, с электрическими нагрузками в 40-50 МВт и выше, имеющими собственную производственную базу, высококвалифицированный персонал для эксплуатации установки, ввод газа высокого давления. При работе на номинальную нагрузку электрический КПД

ГТУ достигает 38%, а тепловой около 50% [8,9]. Эти показатели существенно снижаются с уменьшением нагрузки. Время принятия полной нагрузки с момента запуска (17-21) мин. Количество газа, необходимое для выработки 1кВт. электрической энергии (0,38-041) м^3 . Срок службы установки (15-25) лет.

Мини-ТЭЦ на базе газопоршневых установок [5] перспективны в качестве основного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях с электрическими нагрузками от единиц МВт до 40МВт, и аналогичными тепловыми нагрузками. При работе на номинальную нагрузку электрический КПД ГПУ составляет (37 - 45)%, суммарный КПД достигает (90 - 91)%. При уменьшении нагрузки до 50% от номинальной КПД снижается не существенно [8,9]. Время принятия полной нагрузки с момента запуска (1,5-2,5) мин. Количество газа, необходимое для выработки 1кВт. электрической энергии (0,25-0,28) м^3 . Срок службы установки (20-35) лет.

Микротурбинные установки работают по тому же принципу, что и ГТУ, но имеют меньшие размеры и, соответственно, мощность. Электрический КПД, как правило, не превышает 35%, а тепловой около 50%. Количество газа, необходимое для выработки 1кВт. электрической энергии (0,32-0,4) м^3 [4]. Максимальная мощность единичного блока составляет 1000 кВт. Срок службы установки до капиталь-

ного ремонта 7 лет. Надо заметить, что цена 1 кВт установленной электрической мощности для микротурбины составляет 1800-3500 долларов США, что в 2-3 раза выше по сравнению с газопоршневой установкой [2].

Мини-ТЭЦ, реализованные на базе газопоршневых установок, являются наиболее востребованными у пользователей. Около 60% всех действующих мини-ТЭЦ реализовано на базе ГПУ.

В настоящее время на рынке представлено достаточно много иностранных фирм, предлагающих высококачественные газопоршневые установки мощностью от сотен кВт до 10 и более МВт. Ведущими фирмами в этой области являются MWM (Deutz) – Германия, Caterpillar – США, Jenbacher-Австрия.

При построении мини-ТЭЦ помимо технических аспектов конкретному потребителю необходимо получить данные по экономическому обоснованию принятия такого решения. Для оценки экономической целесообразности рассмотрим построение мини-ТЭЦ, которая должна вырабатывать 1 МВт электрической мощности. Для простоты расчета выберем единичную мощность газопоршневой машины близкой к 1МВт. Сопоставимыми моделями ГПУ указанных выше фирм соответственно являются TCG 2020 V12, G 3512 E, JMS 320. Технические характеристики этих ГПУ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики ГПУ при номинальных нагрузках

Производитель	Модель	Электрич. мощность (кВт)	Тепловая мощность (кВт)	Расход газа ($\text{м}^3/\text{час}$)
MWM(Deutz)	TCG 2020 V12	1200	1240	289
Caterpillar	G 3512 E	1000	1080	246
Jenbacher	JMS 320	1063	1204	274

В качестве верхней оценки эффективности работы мини-ТЭЦ рассмотрим предельный случай, когда ГПУ работают в течение 8000 часов в год на 90% номинальной мощности. Для данного коэффициента нагрузки технические характеристики этих ГПУ приведены в таблице 2. Нижней оценкой эффективности работы мини-ТЭЦ следует считать работу ГПУ на минимальную рекомендуемую нагрузку равную 50% номинальной мощности. Для этого коэффициента нагрузки технические характеристики этих ГПУ приведены в таблице 3.

Для каждого из ГПУ, работающего на 90% нагрузки от номинальной, определим количество электрической и тепловой энергии, вырабатываемой при сжигании 1 м³ газа. Эти данные приведены в таблице 4.

Оптовые цены на газ в промышленности, установленные с 01.08.2013, для Москвы и Московской области, составляют 4065.00 руб./1000 м³ [12].

Тарифы на декабрь 2013 года:

- на электроэнергию 3795,19 руб/МВт ч [13];
- на тепловую энергию 1570.14 руб/Гкал, что составит 1.35 руб/кВт ч. [14.] (справочно 1 Гкал = 1163 кВт ч).

Таблица 2

Технические характеристики ГПУ при 90% нагрузке от номинальной

Производитель	Модель	Электрич. мощность (кВт)	Тепловая мощность (кВт)	Расход газа (м ³ /час)
MWM(Deutz)	TCG 2020 V12	1080	1116	263.2
Caterpillar	G 3512 E	900	972	224.2
Jenbacher	JMS 320	956.7	1083.6	248

Таблица 3

Технические характеристики ГПУ при 50% нагрузке от номинальной

Производитель	Модель	Электрич. мощность (кВт)	Тепловая мощность (кВт)	Расход газа (м ³ /час)
MWM(Deutz)	TCG 2020 V12	600	620	160
Caterpillar	G 3512 E	500	540	137
Jenbacher	JMS 320	531.5	602	144

Таблица 4

Количество электрической и тепловой энергии, вырабатываемой при сжигании 1 м³ газа

Модель	Расход газа (м ³ /час)	Эл. Энергия (кВт ч)	Тепловая энергия (кВт ч)
TCG 2020 V12	1	4.103	4.240
G 3512 E	1	4.014	4.335
JMS 320	1	3.857	4.369

Таблица 5

Стоимость произведенной тепловой и электрической энергии при сжигании 1м³ газа

Модель	Затраты на 1м ³ газа (руб)	Стоимость произведенной эл. энергии (руб)	Стоимость произведенной тепл. энерг. (руб)
TCG 2020 V12	4.065	15.571	5.724
G 3512 E	4.065	15.234	5.852
JMS 320	4.065	14.638	5.898

Таблица 6

Годовой расход газа и годовая выработка электроэнергии и тепла

Модель	Наработка в год (часов)	Потребление газа (м ³)	Выработка эл. энергии (кВт ч)	Выработка тепла (кВт ч)
TCG 2020 V12	8000	2105600	8640000	8928000
G 3512 E	8000	1793600	7200000	7776000
JMS 320	8000	1984000	7654000	8668800

Таблица 7

Затраты на приобретение газа и стоимость выработанной тепловой и электрической энергии за год

Модель	Затраты на газ за год (тысяч руб.)	Стоимость выработанной электроэнергии за год (тысяч руб.)	Стоимость выработанной тепловой энергии за год (тысяч руб.)
TCG 2020 V12	8559	32790	12053
G 3512 E	7291	27325	10498
JMS 320	8065	29048	11703

Таблица 8

Оценка превышения годовых доходов над расходами

Модель	Эксплуатационные затраты за год (тысяч руб.)	Стоимость выработанной электрической и тепловой энергии за год (тысяч руб.)	Превышение доходов над расходами за год (тысяч руб.)
TCG 2020V12	19021	44843	25823
G 3512 E	16202	37823	21621
JMS 320	17922	40751	22829

Проведем оценочные расчеты затрат на покупку газа, а также определим стоимость произведенной электроэнергии и тепла, с учетом действующих тарифов.

Тогда стоимость произведенной тепловой и электрической энергии при сжигании 1 м³ газа определяется произведением выработанного количества соответствующей энергии на ее тариф. Эти данные представлены в таблице 5.

Из представленных данных следует, что, затрачивая 4.065 руб на приобретение 1 м³ газа когенераторная установка (например, JMS 320) производит электрической и тепловой энергии на 14.638 руб.+5.898 руб.= 20.536 руб.

В таблице 6 представлены данные по годовой выработке электроэнергии и тепла, а также расходу газа.

С учетом ранее указанных тарифов на газ, электроэнергию и тепловую энергию определим годовую стоимость потраченных и выработанных ресурсов.

В таблице 7. представлены годовые затраты на приобретение газа и стоимостные оценки выработанной тепловой и электрической энергии для каждой ГПУ.

В работе [10] приведены данные по четырем мини-ТЭЦ, выполненным на базе ГТУ Caterpillar G3520C. Анализ приводимых данных по расходам за год показывают, что затраты на использованный газ составляют (43-47)% от эксплуатационных расходов. Для дальнейшего рассмотрения будем считать, что стоимость затрат на газ составляет 45% эксплуатационных расходов. Эксплуатационные расходы, помимо затрат на использованный газ, включают стоимость расходных материалов, технического обслуживания, зарплату обслуживающего персонала, амортизацию оборудования и др. Данные, позволяющие оценить превышение годовых доходов над расходами, приведены в таблице 8.

Обычно поставщики и интеграторы оборудования для мини-ТЭЦ оценивают капитальные затраты (затраты «под ключ») в долларах США за один кВт установленной электрической мощности. Диапазон расходов при выполнении работ под «ключ» - начиная от проекта и заканчивая вводом в промышленную эксплуатацию [10,11], как правило, находится в интервале (1000 - 1500) долларов США за 1кВт установленной мощности. При курсе доллара США 32.91руб. (на 25.10.2013) указанный диапазон цен будет соответствовать (32900 - 49350) руб./ кВт. Такой разброс цен связан с конкретными требованиями технического задания на проектирование мини-ТЭЦ. Помимо устанавливаемого основного генерирующего и вспомогательного оборудованию, цена также зависит от требований по автоматизации мониторинга состояния оборудования, диспетчеризации, автоматизации управления, архитектурно-планировочных решений.

Полученные данные превышения доходов над расходами, приведенные к 1 кВт установленной мощности, а также верхняя оценка диапазона сроков окупаемости при капитальных затратах (32900 - 49350) руб./ кВт представлены в таблице 9.

Таблица 9

Оценка диапазона срока окупаемости при нагрузке 90% от номинальной.

Модель	Превышение доходов над расходами за год на 1 кВт установлен. мощности (руб.)	Диапазон срока окупаемости (месяцев)
TCG 2020V12	21519	18.3 - 27.5
G 3512 E	21621	18.3 - 27.4
JMS 320	21476	18.4 - 27.6

Аналогичные расчеты, для нагрузки равной 50% номинальной мощности, позволяют получить оценку нижней границы сроков окупаемости. Полученные данные приведены в таблице 10.

Оценка диапазона срока окупаемости при нагрузке 50% от номинальной

Модель	Превышение доходов над расходами за год на 1 кВт установлен. мощности (руб.)	Диапазон срока окупаемости (месяцев)
TCG 2020V12	7707	51.2 - 76.8
G 3512 E	7647	51.6 - 77.4
JMS 320	7619	51.8 - 77.7

Приведенные данные позволяют получить зависимость для верхней и нижней границы срока окупаемости. Для указанных значений эти зависимости описываются выражениями:

- верхняя граница $y_v = 0.0184x$;
- нижняя граница $y_n = 0.0518x$.

Здесь: x – цена капитальных затрат в долларах США на 1 кВт установленной мощности;

y_n и y_v – нижняя и верхняя граница срока окупаемости (количество месяцев).

Естественно для более точной оценки необходимо учитывать реальные капитальные затраты и эксплуатационные расходы, которые могут быть определены в процессе разработки проекта мини ТЭЦ.

При разработке проекта мини ТЭЦ целесообразно учитывать:

1. минимальную тепловую нагрузку, которая необходима потребителям в летний период;
2. минимальную тепловую нагрузку должна обеспечивать одна когенераторная установка, работающая на (50 - 100)% от номинальной мощности (это позволяет выбрать конкретную модель ГПУ и определить вырабатываемую ей электрическую энергию);
3. минимальное количества ГПУ должно быть на менее двух для обеспечения безаварийной и надежной работы мини-ТЭЦ;
4. нижней оценкой необходимого количества ГПУ является режим работы, обеспечивающий полное покрытие установленной мощности основ-

ного и вспомогательного электрооборудования мини-ТЭЦ;

5. пиковое потребление электроэнергии является верхней оценкой суммарной мощности мини-ТЭЦ, которое определяет необходимое количество ГПУ (оно может достигать до 10 и более установок);
6. обеспечение наиболее экономичного режима работы в течение всего года на уровне (80-90)% от номинальной электрической мощности, за счет работы на электрическую сеть (продажа всех избытков, вырабатываемой электрической энергии, потребителям, подключенным к данной электросети);
7. возможность полной утилизации тепла, вырабатываемого ГПУ в течение всего года.

Следует отметить, что учет специфики потребителей тепловой и электрической энергии позволяет выработать конкретные предложения по энергосберегающим технологиям, реализуемым на базе мини-ТЭЦ.

В качестве примера предприятий и организаций, специфику которых необходимо учитывать, можно отметить:

- больницы, для которых должно быть обеспечено резервное электроснабжение, а также требуется выработка тепла и холода;
- предприятия, использующие источники теплоснабжения для поддержания требуемых температурных режимов технологических процессов;

- бассейны, ледниковые арены и другие спортивные объекты, где требуется поддержание требуемого температурного режима и многие другие.

Заключение

В работе рассмотрены современные подходы к построению мини-ТЭЦ на базе газопоршневых двигателей. Проведенный оценочный расчет эффективности их использования показывает возможность быстрой окупаемости капитальных затрат за счет низкой себестоимости вырабатываемой ими элект-

рической и тепловой энергии, которая существенно ниже существующих тарифов.

Предложен алгоритм получения оценки верхней и нижней границы срока окупаемости мини-ТЭЦ для широкого диапазона капитальных затрат.

Определены условия, обеспечивающие наиболее эффективную работу мини-ТЭЦ на базе ГПУ. Показано, что наиболее целесообразно использование ГПУ в совместной работе с пиковой котельной и возможностью продажи избытков вырабатываемой электрической энергии потребителям, подключенным к общей электрической сети.

Список литературы

1. Сотникова О.А. Децентрализованное теплоснабжение. - Воронеж.1999.-124с.
2. Богданов А.Б. Три национальных показателя энергоэффективности России, или же строить мини-ТЭЦ в России или нет? – Электрон. дан. – Режим доступа: http://exergy.narod.ru/3_nac_pok.htm.
3. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных с.н.с. В. С. Дубинин; с.н.с. К.М.Лаврухин, МАИ журнал “Новости теплоснабжения” №4 2002 г.). С. 44 – 47
4. Микротурбины против газопоршневых установок — страшная тайна раскрыта! – Электрон. дан. – Режим доступа: http://escoecosys.narod.ru/industry/2013_4/art252.html.
5. Барков В.М. Когенераторные технологии: возможности и перспективы. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://www.ges-ukraine.com/maininfo_14-16.html.
6. Когенерация: как это работает. Обзор рынка. Виктор ПАНЬКИВ, журнал «СЕТИ И БИЗНЕС» №4 (53), 2010 год. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/stat876.html>.
7. Виталий Поляков. Если нельзя подключиться к электрическим сетям или Собственная электростанция - миф или выгодная реальность. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.cogeneration.ru/public/if-can-not-link.html>
8. Анализ рынка строительства объектов малой генерации. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-9588>.
9. Сравнение ГТУ И ГПУ. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.kmtg.ru/innovations/smallpower/kogeneration/gazoporshigazoturb.php>
10. Строительство шести мини-ТЭЦ в Оренбургской области установленной мощностью 32МВ. Электронный журнал ЭСКО. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://esco-ecosys.narod.ru/2009_5/index.htm.
11. Виталий Поляков. Своя электростанция - актив или разоряющий пассив. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.esco-ecosys.ru/frames/contents.htm>
12. Оптовые цены на газ в промышленности с 01.08.2013 Москва и Московская область. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://www.mosregiongaz.ru/pages/58_0.htm
13. Предельные уровни прогнозных нерегулируемых цен. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://www.mosenergosbyt.ru/portal/page/portal/site/corporate/energy_market/tarifs/tarifs2013.
14. Отопление в Москве. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://youhouse.ru/tarify_zhkh/moskva%20otoplenie.php