

В. М. Лоза – ЧНПП «Синапс», Киев

Используя опыт тех, кто реализовал проекты когенерационных электростанций к настоящему времени, необходимо учитывать не только успехи, но и трудности, с которыми пришлось столкнуться при внедрении новых технологий. Нельзя пройти мимо предупреждения, которое оставил на сайте в Интернете владелец когенерационной станции: ему обещали, что оборудование до капремонта будет работать 36 000 часов, а реально оно отработало 9600 часов. После ремонта срок службы оказался еще короче – 17 часов.

Чтобы потенциальный заказчик не оказался в подобной ситуации, необходимо выработать эффективный метод защиты. Заявленные характеристики должны основываться на подтвержденных данных или достоверность которых связана с финансовой ответственностью. Описанный ниже метод выбора оборудования основан на формировании и применении именно таких данных.

Критерий оценки эффективности энергетического оборудования

Когенерационные технологии относятся к инновационным энергосберегающим технологиям, позволяющим комплексно решать целый ряд задач, в том числе:

- повышение эффективности использования традиционного вида топлива при производстве электроэнергии;
- эффективное использование альтернативных видов топлива – газов различного происхождения (доменного, коксового, конверторного, газа сточных вод, мусорных свалок, биогаза, шахтного метана и др.);
- отказ от строительства дорогостоящих линий электропередачи благодаря распределенному размещению децентрализованных источников энергии, которые подключаются к существующим сетям;
- снижение выбросов парниковых газов.

Широкий спрос на когенерационные технологии в последнее время был обусловлен экономическими факторами. Существенный рост цены на природный газ заставляет потребителей пересмотреть свое отношение к его использованию. Это способствует внедрению менее энергоемких технологий, а также применению системы учета на потребление электрической и тепловой энергии, энергоносителей.

В этом плане современные когенерационные (тригенерационные) установки по отношению к существующим вариантам энергоснабжения являются альтернативными источниками. Они позволяют производить более дешевую электрическую и тепловую энергию, чем на действующих ТЭС. Кроме того, когенерационные уста-

новки (КГУ) могут производить электроэнергию с наибольшей эффективностью как первичный продукт, а тепловую энергию – как побочный продукт при работе установки. К тому же, учитывая участвовавшие перебои в электроснабжении, вызванные неисправностями в электросетях (особенно часто в результате природных стихийных явлений), можно утверждать, что применение КГУ на предприятии повышает надежность его энергоснабжения.

Значимость высокоэффективной технологии будет повышаться с ростом цены на газ, так как его нужно будет использовать с наибольшей эффективностью. Однако сегодня выбор когенерационных установок применительно к конкретному проекту носит глубоко субъективный характер. Чаще всего на проводимых тендерах преимущество отдается предложению с минимальной ценой, но это совсем не значит, что закупленное оборудование будет иметь максимальную эффективность. Отсутствуют методики и критерии оценки тендерных предложений, связанных с закупкой когенерационных установок. Сегодня сравниваются предложения, в основном, по показателю удельной стоимости установленного кВт электрической мощности КГУ.

Сравнение эффективности предложенного оборудования проводится недостаточно объективно. Однако бесспорным требованием времени к таким установкам стало требование минимально необходимого потребления топлива. Но при этом возникает вопрос: если установка потребляет минимальное количество топлива

для производства необходимого количества энергии, то будет ли ее цена оптимальной при условии, что она не является минимальной из нескольких предложений.

В связи с этим предлагается использовать более «наполненный» критерий оценки оборудования, который позволит минимизировать влияние субъективных факторов.

Технический критерий как инструмент сравнения предложений

Использование такого критерия позволит:

- формировать объективные требования к предложениям по реализации проектов, выносимых на тендеры;
- сравнивать предложения на первоначальных этапах развития проектов — предпроектные исследования, тендерные торги;
- математически обосновать выбор предложенного оборудования;
- исключить субъективные факторы, влияющие на выбор оборудования.

Комплексное решение этих задач на основе системного подхода через единый критерий создает новые возможности для выбора оборудования и принятия решения о его применении.

На данный момент общепризнанной оценкой различных предложений КГУ является показатель удельной стоимости установленного киловатта электрической мощности установки. Этот критерий представим следующим образом:

$$K_1 = \frac{\text{Стоимость оборуд. (СтО)}}{\text{Установленная эл. мощн. (Р}_{\text{эл}})} = \frac{\$}{\text{кВт}} \cdot (1)$$

Очевидно, что этот показатель учитывает только два параметра — стоимость оборудования в принятых денежных единицах и его электрическую мощность. При этом неизвестна нижняя граница значений, при которой оборудование сильно теряет в качестве, и верхняя — когда цена предложения слишком завышена. Учитывая эти параметры, можно добиться максимальной экономии на этапе закупки, но нельзя оценить эффективность оборудования в будущем.

Среди технических характеристик оборудования, отображающих его эффективность, следует учитывать эксплуатационные расходы: потребление топлива ($\text{м}^3/\text{ч}$) или *КПД*, расход масла ($\text{г}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$), стоимость обслуживания до капитального ремонта оборудования ($\$/\text{кВт}\cdot\text{ч}$), стоимость капремонта ($\%\text{СтО}$).

Обычно эксплуатационные расходы учитываются на этапе технико-экономического обоснования (ТЭО) или расчета. Соответственно, наиболее полную информацию заказчик получит только после окончания этого этапа проектирования. Поэтому точность оценки

полностью зависит от точности характеристик, которые представлены поставщиками оборудования, и квалификации исполнителя ТЭО, способного увидеть какое-либо несоответствие этих данных.

Как правило, информация не проверяется заказчиком, так как он полностью полагается на компетентность разработчика и достоверность сведений, предоставленных поставщиком (а он заинтересован показать лучшие стороны предлагаемого оборудования).

Кроме того, отдельные характеристики, относящиеся к будущему периоду работы оборудования, некоторые поставщики подают явно улучшенными. Поэтому возникает необходимость сформировать ряд требований, которые вводили бы ответственность поставщика (производителя) за декларируемые технико-экономические характеристики оборудования. Это позволит получить достаточно достоверные значения PP (Payback Period — период окупаемости) и DPB (Discounted Payback — дисконтированный период окупаемости), а также NPV (net present value — чистая приведенная стоимость) проекта.

Следует добавить, что достаточно часто заказчики готовы применять когенерационные установки без сравнительного ТЭО. Например, тендеры на закупку оборудования, работ и услуг проводятся на основании ценовых предложений.

В этих случаях основным критерием выступает цена предложения, а показатель K_1 (1) является вспомогательным инструментом или мотивацией при выборе оборудования. И если сегодня на рынке присутствует более десяти производителей КГУ, то корректный выбор, отвечающий всем пожеланиям заказчика, с помощью показателя K_1 уже становится близким к «угадыванию». Хотя пожелания заказчика можно сформулировать достаточно четко — нужно построить когенерационную электростанцию, имеющую оптимальную цену, которая с вводом в эксплуатацию будет производить требуемое количество энергии, в первую очередь электрической, в течение приемлемого периода эксплуатации с минимальным потреблением топлива (как наиболее весомой составляющей в себестоимости производимой энергии). При этом могут быть дополнительные условия, например:

- коэффициент использования топлива в когенерационной установке должен быть не ниже 83%;
- стоимость капитального ремонта не должна превышать 35% от начальной стоимости;
- удельный расход масла не должен превышать 0,32 г/кВт·ч выработанной электроэнергии;

- уровень выбросов NO_x в выхлопных газах не должен превышать $1,9 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$.

Если в себестоимости произведенной энергии на стоимость топлива сегодня приходится 80-90%, то остальные эксплуатационные расходы составят, соответственно, 20-10%. Следовательно, разница этих расходов в конкурирующих предложениях до 15% не будет решающей, но при большей разнице (в разы) эксплуатационные расходы необходимо учитывать. С учетом этого замечания можно сконцентрировать внимание на основных характеристиках энергоустановок, чтобы сформировать интегральный (обобщающий) критерий для выбора оборудования.

Интегральный критерий

При выводе интегрального критерия отправной точкой должен стать, прежде всего, интерес заказчика при реализации проекта электростанции. Очевидно, что в наибольшей степени для него важен объем энергии, который можно получить от этой станции, и какую цену за это потребуются заплатить. Именно этот постулат должен лежать в основе всех последующих сравнений.

Итак, энергетическая установка за определенный период времени производит соответствующий объем энергии, $\text{МВт}\cdot\text{ч}$:

$$W = P \cdot T_{\text{кр}},$$

где P – установленная мощность установки, кВт ; $T_{\text{кр}}$ – наработка установки до капремонта или ее моторесурс (как доминирующая характеристика), тыс. ч.

Следовательно, можно определить удельную стоимость оборудования в каждом произведенном $\text{МВт}\cdot\text{ч}$ энергии:

$$K_{\text{пэ}} = \frac{C_{\text{то}}}{P_{\text{эл}} \cdot T_{\text{кр}}} = \frac{\$}{\text{кВт}\cdot\text{тыс.ч}} = \frac{\$}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}. \quad (2)$$

Очевидно, что предпочтение будет отдано оборудованию, удельная стоимость которого в произведенной энергии будет наименьшей. Но при этом появляется возможность формально учесть будущие расходы на топливо как самой весомой составляющей в себестоимости производимой электроэнергии. Для этого используем электрический *КПД* как одну из доминирующих характеристик. Поэтому интегральный критерий первоначально, при производстве одного вида энергии, представляет собой выражение:

$$K_{\text{и}} = \frac{C_{\text{то}}}{P_{\text{эл}} \cdot T_{\text{кр}} \cdot \eta_{\text{эл}}} = \frac{\$}{\text{кВт}\cdot\text{тыс.ч}\cdot\text{от.ед.}} = \frac{\$}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{эл}}$ – электрический *КПД*.

Физический смысл этого критерия заключается в том, что он изначально оценивает капитальные затраты на эффективное производство

$1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии. Очевидно, что при равных значениях $C_{\text{то}}$, $P_{\text{эл}}$, $T_{\text{кр}}$, но при отличии только в электрическом *КПД*, преимущество получит оборудование с более высоким значением коэффициента, так как он снизит значение $K_{\text{и}}$.

При этом следует учитывать реалии рынка и, соответственно, формировать требования, которые позволят избежать так называемых подводных камней.

Расширение интегрального критерия

Поскольку когенерационная система производит два вида энергии – электрическую и тепловую, а тригенерационная – дополнительно еще и холод, то необходимо учесть и эти виды энергии в интегральном критерии. Очевидно, что непосредственное сложение всех видов энергии будет некорректным, так как $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии, тепла и холода имеют разную себестоимость и разные тарифы при отпуске потребителям. К тому же, производство тепла возможно с широким использованием возобновляемых источников энергии, тогда как для производства электроэнергии и холода эти возможности существенно ограничены. При использовании одного энергоносителя можно сравнить эффективность производства каждого вида энергии. Например, из топлива теплотворной способностью $100 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ можно в среднем получить:

- электроэнергию в газопоршневой установке – $40 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$;
- тепловую энергию в котле – $90 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$;
- холод в компрессорной холодильной машине из полученной ранее электроэнергии – $160 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Следовательно, производство электроэнергии является наиболее энергозатратным, то есть наиболее дорогим, и этого нельзя не учитывать. Естественным было бы предложение складывать производимые объемы энергии с учетом затрат на их производство. Но это может создать условия для усиления роли субъективных факторов в итоговой оценке. Исходя из того, что в оценке дана рыночная стоимость оборудования, правомерным будет применение рыночных показателей на каждый вид производимой энергии или их себестоимости при раздельном производстве. Это обеспечит адаптацию критерия к условиям конкретного рынка, на который выводится когенерационная электростанция. Тогда целесообразно ввести весовые коэффициенты к каждому виду производимой энергии.

Поскольку значение весового коэффициента желательно иметь меньше единицы, он будет представлять собой отношение, в знаменателе которого заложен самый высокий тариф. Оче-

видно, что таким является тариф на электроэнергию. Тогда весовые коэффициенты будут иметь вид:

- для тепловой энергии

$$K_{ТЭ} = \frac{T_T}{T_Э},$$

где T_T – тариф на покупаемую тепловую энергию или себестоимость ее производства в котле, \$/кВт·ч; $T_Э$ – тариф на покупаемую от сети электрическую энергию, \$/кВт·ч;

- для холода

$$K_{ХЭ} = \frac{T_X}{T_Э},$$

где T_X – тариф на покупаемую энергию холода или себестоимость ее производства в холодильной машине из электроэнергии, \$/кВт·ч; $T_Э$ – тариф на покупаемую у энергосистемы электрическую энергию, \$/кВт·ч.

Для электрической энергии весовой коэффициент равен 1.

С учетом этих коэффициентов интегральный критерий (3) окончательно будет иметь выражение:

$$K_{и} = \frac{C_{тО}}{P_{эл} \cdot T_{кр} \cdot \eta_{эл} + P_T \cdot T_{кр} \cdot \eta_T \cdot K_{ТЭ} + P_X \cdot T_{кр} \cdot \eta_X \cdot K_{ХЭ}}, \quad (4)$$

где P_T – тепловая мощность КГУ (тригенерационной установки); η_T – тепловой КПД КГУ (тригенерационной установки); P_X – мощность тригенерационной установки при производстве холода; η_X – КПД тригенерационной установки при производстве холода.

При этом следует отметить, что $\eta_{эл}$, η_T , η_X показывают (физически) части исходной энергии топлива, которые преобразованы, соответственно, в электроэнергию, тепло и холод. Поэтому если холод, например, не производится, то $\eta_X=0$. С другой стороны, если холод производится из тепла в абсорбционной холодильной машине, то η_T отображает только ту часть тепловой энергии, которая поставляется потребителю, без учета затрачиваемой на производство холода тепловой энергии. Это свойство разработанного интегрального критерия позволяет получить оценки для частных случаев.

Сфера применения интегрального критерия

Выражение (4) интегрального критерия впервые позволяет системно оценить самый сложный комплекс – тригенерационный. Кроме того, можно корректно сравнивать между собой эффективность затрат на оборудование, реализующее различные технологии производства энергии, так как критерий рассматривает во взаимосвязи конечный результат (произведенную

энергию) и начальные затраты, без учета физических процессов, на которых базируются эти технологии. В частности, можно сравнивать эффективность затрат на энергетические комплексы, состоящие из котлов и паровых турбин, и тех, которые включают силовые агрегаты (ДВС или газовые турбины) и утилизаторы тепла от них.

Также становится возможным сравнение эффективности затрат на оборудование, которое производит только электроэнергию (парогазовых установок или атомных энергоблоков), и КГУ. Тогда для парогазовых установок или атомных энергоблоков в выражении (4) следует принять $\eta_X=0$ и $\eta_T=0$, если нет отбора тепла, а для когенерационных установок $\eta_X=0$. При этом, в стоимость проекта целесообразно включить стоимость линий электропередачи и теплотрасс, без которых невозможно передавать энергию потребителям в полном объеме. В данном случае проявляется еще одно достоинство критерия: нет необходимости приводить все варианты к единому периоду эксплуатации.

Безусловно, что интегральный критерий применим и для сравнения котлов ($\eta_X=0$, $\eta_{эл}=0$, $K_{ТЭ}=1$), холодильных машин различных технологий – компрессорных и абсорбционных – при $\eta_T=0$, $\eta_{эл}=0$, $K_{ХЭ}=1$. Таким образом, разработанный критерий формирует новое восприятие энергетического оборудования, дает объективную математическую оценку оборудованию и применяемой технологии.

Развитие интегрального критерия

Благодаря добавлению новых показателей в знаменатель (1), критерий приобрел качественно новую информационную наполненность. Очевидно, не все возможности использованы и в числителе. Поскольку показатели в знаменателе характеризуют объем произведенной энергии до капремонта или за определенный период наработки, то логично включить в числитель не только стоимость оборудования, но и общие капитальные затраты, а также все эксплуатационные расходы, включая топливо. При учете расходов на покупку топлива из выражения (4) необходимо исключить КПД по всем видам энергии.

Особенно это актуально при сравнении оборудования с существенным различием показателей эксплуатационных расходов и периодичности обслуживания. Так, если периодичность и объем переборки двигателя (например 10 000 и 30 000 часов) и эксплуатационный расход масла (1,4 и 0,3 г/кВт·ч) существенно отличаются, то корректность сравнения оборудования возможна только с учетом этих показателей. В этом случае параметр «стоимость

оборудования (СтО)» в (4) следует заменить суммой

СтО + ЭР,

где ЭР – эксплуатационные расходы, включая капремонт (или замену) функциональных узлов с наработкой меньше рассматриваемого периода.

Сравнение будет более точным, если учесть все капитальные затраты, которые несет заказчик при создании станции. Тогда в числителе (4) следует записать

СтО + ЭР + КЗ,

где КЗ – капитальные затраты, необходимые для строительства станции.

С учетом вышесказанного выражение (4) будет иметь вид:

$$K_{и} = \frac{СтО + ЭР + КЗ}{P_{эл} \cdot T_{кр} + P_{г} \cdot T_{кр} \cdot K_{гэ} + P_{х} \cdot T_{кр} \cdot K_{хэ}} \quad (4')$$

Такое развитие позволяет наиболее полно учитывать расходы заказчика на производство энергии за фиксированный период времени. Этот период может ограничиваться наработкой до капремонта или охватывать полный ресурс комплекса, который оценивается. Если речь идет о наработке до капремонта, то его стоимость не включается в эксплуатационные расходы. Здесь вполне очевидно, что капремонт не

выполняется на оборудовании, которое отработало свой ресурс и будет демонтировано. Следовательно, расходы на него всегда отнесены к тому объему энергии, который будет произведен после капремонта. Таким образом, предлагается оценивать эффективность комплекса оборудования по конечному результату на завершенном этапе его работы или за жизненный цикл.

Опыт показывает, что компетентный поставщик, имеющий постоянную связь с производителем, может предоставить достаточную информацию по ежегодным эксплуатационным расходам рассматриваемого оборудования. Благодаря этому заказчик и тендерная комиссия получают новый инструмент, позволяющий точно оценить различные предложения собственными силами в минимальный срок, избежав при этом непредвиденных последствий. Исходя из сложившейся рыночной цены на когенерационное оборудование, при расчетах было отмечено, что за время его эксплуатации до капремонта затраты на газ при цене более \$150 за 1000 м³ в несколько раз превышают стоимость самого оборудования, составляя более 80% от всех эксплуатационных расходов. ■

Продолжение в следующем номере.