**Оценка эффективности работы ТЭС**

Реферат выполнил: студент группы ТЭ-62 Звонарев Л.А.

Новосибирск, 2010

Новосибирский государственный технический университет

**Введение**

Оценка технико-экономической эффективности энергоблоков ТЭС и выбор наивыгоднейшего варианта является одним из необходимых этапов технико-экономического обоснования проекта ТЭС.

Проектирование (и даже модернизация) ТЭС в новых экономических условиях, с новыми экологически перспективными технологиями, с современным технологическим профилем, со сложными взаимосвязями в топливно-экономическом комплексе является процессом, учитывающим всю совокупность влияющих системных факторов. В этих условиях обоснование наивыгоднейшего технологического решения (варианта) имеет решающее значение.

**Оценка эффективности работы ТЭС**

В практике проектирования тепловых электростанций и при проектировании агрегатов и теплообменных аппаратов тепловых электростанций (ТЭС) приходится сравнивать варианты решения технических задач, характеризующиеся различными капитальными затратами и последующими издержками. Это относится, в частности, к выбору начальных параметров пара, типа и мощности агрегатов, температуры питательной воды, недогрева воды в поверхностных регенеративных подогревателях, количества отборов на регенерацию и к решению многих других вопросов. Цель технико-экономических расчетов—выбор наиболее экономичного варианта.

Экономичность варианта должна оцениваться с учетом как первоначальных капитальных вложений, так и текущих затрат. Поэтому для сравнительно стоимостной оценки вариантов в настоящее время пользуются методом срока окупаемости, соизмеряющим капиталовложения с будущими издержками производства (себестоимостью продукции).

При оценке сравнительной экономичности вариантов каждый из них должен быть выбран исходя из условия его наибольшей экономичности. Сравниваемые варианты следует сопоставлять при одинаковых ценах, энергетическом эффекте (одинаковой выработке электроэнергии, одинаковом отпуске теплоты), при равной надежности, при одинаковых санитарно-гигиенических условиях и при оптимальном использовании агрегатов. При сопоставлении вариантов обычно пользуются понятием годовых расчетных (приведенных) затрат, руб/год,

,

где = 0, 12год-1 —нормативный коэффициент эффективности дополнительных капиталовложений, год-1; нормативный срок окупаемости (для энергетики 8 лет); и соответсвенно капиталовложения, руб., и годовые издержки производства (эксплуатационные расходы), руб/год. Лучшим считается вариант, для которого годовые расчетные затраты минимальны.[1]

При технико-экономическом сравнении вариантов по методу срока окупаемости можно не рассматривать капиталовложения в узлы, стоимость которых сохраняется неизменной в сравниваемых вариантах. Можно также не учитывать неизменные составляющие издержек производства. Прием исключения одинаковых затрат, сокращающий вычисления, широко используется на практике.[1]

Применительно к экономическим расчетам в энергетике следует кратко остановиться на определении капиталовложений и годовых издержек производства для ТЭС. Полная стоимость строительства ТЭС Кскладывается из стоимости строительных работ, монтажа (40-45%) и установленного оборудования. В составе капиталовложений должны учитываться: стоимость основного проектируемого объекта, оборотные фонды (запасы топлива, материалов) и, иногда, смежные капиталовложения для отраслей, продукция которых вносит значительный вклад в капиталовложения или себестоимость электроэнергии. Для энергетики смежные капиталовложения, как правило, надо учитывать в топливодобывающей промышленности и при транспорте топлива. Если капитальные затраты в вариантах осуществляются в разные сроки, их следует сравнивать по капиталовложениям, приведенным к моменту сравнения по формулам простых или сложных процентов.

Годовые издержки на отпуск электроэнергии, руб/год, определяются по формуле:

И=10-2∙сэ∙Эо=10-2∙сэ∙Ny∙τy∙(1-эсн).

Здесь сэ—себестоимость отпущенной электроэнергии за годовой период, коп/(кВт∙ч); Эо=Эгод(1-эсн)—годовой отпуск электроэнергии, кВт∙ч/год; Эгод—годовая выработка электроэнергии, кВт∙ч/год. Себестоимость электроэнергии можно выразить следующим образом:

сэ=сэт+(аk+eП)/τy,

где сэт=byЦт—топливная составляющая себестоимости электроэнергии, равная произведению удельного расхода by на цену 1 кг условного топлива Цт; а и е—постоянные коэффициенты, характеризующие нормы амортизационных отчислений, текущих ремонтов и зарплаты; k=K/Ny—удельные капиталовложения или стоимость 1 кВт установленной мощности, составляющая 0, 7—4 руб/кВт; П—штатный коэффициент, характеризующий численность обслуживающего персонала станции, чел/МВт.[1]

Удельные капиталовложения уменьшаются с повышением мощности блоков и с увеличением их числа, зависят от вида топлива, а также от местных условий, т.е. системы водоснабжения, топливного хозяйства, очистки дымовых газов, особенностей площадки электростанции и др.

Себестоимость отпущенной электроэнергии в итоге составляется из затрат на топливо сэ.т, амортизационных отчислений на капитальные вложения са, включающих стоимость капитального ремонта, модернизации оборудования и сооружений электростанций, а также прочих эксплуатационных расходов се, определяемых стоимостью текущего ремонта, зарплатой персонала и разными расходами (смазочные, обтирочные и другие материалы, транспорт и т.д.).

Затраты на топливо следует вычислять по действующим ценам с учетом особенностей их установления. Цены должны базироваться на общественно необходимых затратах, но вместе с тем должны отражать экономически обоснованные стоимостные соотношения аналогичных и взаимозаменяемых видов продукции. Если, например, цены на различные виды топлива устанавливать только на базе затрат по их добыче, то цены на газ и мазут (на тонну условного) топлива оказались бы в несколько раз ниже, чем на уголь. В этих условиях стремились бы использовать наиболее дешевое топливо, отказываясь от угля. Это учтено в ценах на топливо, и цены на газ и мазут установлены на уровне ценна уголь. Поэтому в цене на уголь прибыль составляет 9% себестоимости, а на газ около 50%. Кроме ого, цена на газ включает рентные платежи и налог с оборота. Цены, установленные выше общественных затрат реализуют чистый доход, перераспределяемый между отраслями и производствами.[2]

В технико-экономических расчетах приходится пользоваться понятием замыкающих затрат. Основной составляющей ежегодных издержек по производству электроэнергии на ТЭС является затрата на топливо. Разницу в расходах топлива в сравниваемых вариантах учитывают замыкающими затратами на дополнительно потребляемое топливо.[2]

Поскольку КЭС выступает в качестве замещающей установки практически во всех экономических расчетах, приходится определять затраты на топливо. В условиях единого топливно-энергетического хозяйства нашей страны ограниченность размеров возможной добычи наиболее экономичных топлив приводит к тому, что изменение расхода топлива на любом участке народного хозяйства в конечном счете сказывается на масштабах добычи топлива тех месторождений, которые вовлекаются в топливно-энергетический баланс в последнюю очередь, т.е. замыкают его. Каждый экономический район страны характеризуется своим видом (или двумя видами) дополнительно вовлекаемого топлива.[2]

Поскольку изменение расхода топлива, вызываемое осуществлением того или иного варианта, приводит к изменению объема добычи и транспорта замыкающего топлива, в технико-экономических расчетах разность в расходе топлива оценивается по приведенным затратам на замыкающее топливо.

В последнее время наряду с приведенными затратами по замыкающему топливу в энергоэкономических расчетах начинает применяться экономический показатель замыкающих затрат на топливо, который характеризует приведенные затраты по топливно-энергетическому хозяйству в целом, необходимые для увеличения размеров потребления на одну массовую единицу топлива данного вида в определенном районе на данном расчетном уровне.[1]

Наряду с показателем замыкающих затрат на топливо в технико-экономических расчетах используются также показатели замыкающих затрат на электроэнергию и тепло, которые в совокупности составляют систему взаимосвязанных удельных экономических показателей, характеризующих приведенные затраты по всему народному хозяйству на обеспечение дополнительной потребности в различных видах топлива и энергии по районам страны в разные интервалы времени.

Замыкающие затраты на электроэнергию определяются по результатам оптимизации развития объединенных энергосистем и включают топливную составляющую, оцененную по замыкающим затратам на топливо, условно постоянные затраты от капиталовложений (по «замыкающим» электростанциям—наиболее совершенным КЭС) и затраты на распределение электроэнергии, зависящие от размещения потребителей.[1]

Показатель замыкающих затрат на тепловую энергию имеет локальный характер и формируется по замыкающим затратам на топливо и по собственным затратам соответствующих теплоснабжающих установок.

Капиталовложения для ТЭС можно разделить условно:

наобщестанционные (водоснабжение, топливное, масляное, зольное и транспортное хозяйство, связь, инженерные сети, мастерские, лаборатории, складские, административные и временные сооружения);

на оборудование главного корпуса (турбоагрегаты и котлоагрегаты со вспомогательным оборудованием и трубопроводами, здание главного корпуса);

на общее оборудование главного корпуса (грузоподъемные механизмы, устройства промывки котлоагрегатов, часть здания главного корпуса, включающая монтажные площадки, химводоочистка);

на основную электрическую часть ТЭС (повышающие трансформаторы, главное электрическое распределительное устройство).[1]

Для КЭС с блоками К-300-240 стоимость общестационарной части составляет 40% (в том числе техническое водоснабжение 12% и топливное хозяйство 4%); стоимость оборудования главного корпуса 52 % и общего оборудования главного корпуса 4, 5%, а основной электрической части 7%.[1]

Общая стоимость теплотехнического оборудования пылеугольного энергоблока на 23, 5 МПа и 565/565оС распределяется примерно так: теплотехническое оборудование 65-70%, электротехническое 10%, строительная часть, включая теплоизоляцию и обмуровку, 20-25%, котел 35%, вспомогательное оборудование котельной установки 10%, турбоагрегат с конденсатором, регенеративной системой, масляным хозяйством, трубопроводами 25%, питательные насосы, деаэраторы, обессоливание конденсата 6%, трубопроводы включая пускосбросныередукционно-охладительные установки (РОУ) и быстродействующие редукционно-охладительные установки (БРОУ), 12%, автоматика и контрольно-измерительные приборы 12%.[1]

При проектировании централизованного теплоснабжения городов приходится решать вопрос об эффективности сооружения ТЭЦ. В этом случае вариант теплоснабжения от ТЭЦ сопоставляется на основе технико-экономических расчетов с вариантом раздельного снабжения района тепловой и электрической энергией от районной котельной и КЭС (так называемой «раздельной установкой»). Выполненные в Сибирском отделении АН СССР расчеты показали, что при отопительной нагрузке района менее 40-110 МВт экономически целесообразна раздельная установка; при нагрузке выше 85-170 МВт преимущество на стороне комбинированной установки типа П, а при нагрузках выше 250-450 МВт предпочтительны КО-установки. Верхние значения относятся дешевому, а нижние—к дорогому топливу.[1]

**Заключение**

В данной работе были рассмотрены технико-экономические показатели, которые следует учитывать при сравнении экономичности вариантов проектирования ТЭС.

**Список литературы**

Елизаров Д.П., Теплоэнергетические установки электростанций: Учебник для вузов.—2-е изд., перераб. и доп.—М.: Энергоиздат, 1982. —264с.

Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В. Я. Гиршфельда. —3-е изд., перераб. и доп. —М.: Энергоатомиздат, 1987. —328с.