

**ВНУТРЕННИЕ
ЭНЕРГОРЕСУРСЫ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ**

Технологические агрегаты и производства потребляют топливо, теплоту, электроэнергию, кислород и другие энергоресурсы (ЭР).

В ходе технологических процессов и работы агрегатов образуются другие виды ЭР в виде:

- горючих продуктов (газообразных, жидких, твердых);
- различных носителей физической теплоты;
- газов и жидкостей с избыточным давлением,

Количество образующихся ЭР в ряде производств весьма значительно.

Топливо-энергетический баланс
промышленного предприятия составляется
из двух групп энергоресурсов:

- 1) подводимых** со стороны в виде так называемого **привозного топлива,** электроэнергии, **теплоты** от **внешних источников (ТЭЦ)** и др.;
- 2) образующихся** на самих предприятиях в результате **технологических** и **производственных процессов.**

Энергоресурсы, вырабатываемые заводскими энергоустановками (ТЭЦ, котельными и др.), на привозном топливе относятся к первой группе.

Энергоресурсы второй группы (образующиеся на самих предприятиях) разделяют обычно на три вида: *горючие*, *тепловые* (в виде физической теплоты) и *избыточное давление*.

К горючим энергоресурсам относятся **горючие газы** от различных технологических агрегатов (ТА), доменных, коксовых и ферросплавных печей, сталеплавильных конвертеров, продуваемых кислородом, различных ТА нефтеперераб. и нефтехимич. заводов, абгаз при производстве синтетического каучука, смолы коксохимических и других производств и т. п.

К горючим энергоресурсам относятся также **отходы горючего сырья**, которые по тем или иным причинам не используются для технологической переработки (щепа, опилки, коксовая мелочь и т. п.).

К тепловым энергоресурсам относят:

- физическую теплоту различных газов, выходящих из ТА;
- раскаленного кокса;
- огненно-жидких шлаков;
- горячего агломерата;
- основных продуктов, выдаваемых ТА при высоких температурах;
- теплоносителей, охлаждающих конструктивные элементы ТА;
- отработавшего пара и т. п.

К третьему виду энергоресурсов относятся **избыточное** (против атмосферного или необходимого потребителю) **давление** различных газов или жидкостей, которые образуются в некоторых производствах.

Например: избыточное давление доменного газа, давление сбрасываемых газов установок, производящих слабую азотную кислоту, и др.

Часть энергоресурсов, образующихся в ТА, принято называть *вторичными энергоресурсами (ВЭР)* в отличие от *первичных*, поступающих со стороны.

Часто трудно однозначно установить, какой *ЭР* является вторичным для энергосистемы завода в целом.

Природное топливо, поступающее со стороны, можно уверенно назвать *первичным*.

Но если, например, *печь работает на доменном газе*, который сам является *вторичным энергоресурсом*, то вопрос, каким энергоресурсом именовать *физическую теплоту* отходящих газов этой печи и далее *пар от котла-утилизатора*, становится спорным.

Поэтому во избежание разночтения будем применять термин *внутренние энергоресурсы (ВЭР)*.

В понятие

«внутренние энергоресурсы» (ВЭР)

включаются все без исключения виды энергоресурсов, которые образуются на предприятиях и не используются по тем или иным причинам в генерирующих их технологических агрегатах, включая отходы горючего сырья, которые не используются в данном агрегате или в качестве сырья для других агрегатов как на данном предприятии, так и на других.

При этом если за технологическим агрегатом стоит утилизационная установка (УУ), то ВЭР считается выдаваемый ею ЭР.

Например, если за нагревательной печью стоит КУ, то ВЭР считается вырабатываемый им пар.

В итоге определяется тепловой КПД комплекса, состоящего из технологического агрегата и утилизационной установки.

Одной из характерных особенностей ВЭР как на металлургических, так и других заводах является неравномерный, а нередко и периодический график их выхода вследствие особенностей технологических процессов и режимов работы ТА, которые, в свою очередь, определяются целым рядом независимых факторов.

На металлургических заводах с полным циклом выработка пара за счет тепловых ВЭР при хорошем их использовании почти покрывает летнюю потребность всего завода в производственном паре.

На некоторых металлургических заводах летом наблюдаются значительные избытки пара, получаемого за счет ВЭР, хотя потребность в производственном паре на них составляет 500—1000 т/ч.

Величина и характер общего энергетического потенциала ВЭР определяются следующим выражением:

$$\mathcal{E}_{\text{ВЭР}} = \mathcal{E}_x + \mathcal{E}_d + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_t,$$

где \mathcal{E}_x - химически связанная энергия горючих компонентов ВЭР (суммарная теплота сгорания этих компонентов);

\mathcal{E}_d - физическая энергия, определяемая превышением давления компонентов ВЭР над давлением среды;

\mathcal{E}_k - кинетическая энергия, определяемая скоростью движения компонентов ВЭР;

\mathcal{E}_t - физическая энергия, определяемая превышением температуры компонентов ВЭР над температурой окружающей среды

Большинство ВЭР имеют несколько составляющих энергетического потенциала:

Примеры: доменный газ содержит горючий оксид углерода СО и другие горючие газы, имеет теплоту сгорания **3500-5000 кДж/м**, давление от **0,13 до 3,5 МПа** и температуру на выходе из печи **150—350° С**;

газы на выходе из конвертера, продуваемого кислородом, имеют температуру **1500—1600° С** и теплоту сгорания после газоочистки **6700—8500 кДж/м³**.

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭР**

Особенности определения экономии топлива при использовании горючих ВЭР

Горючие ВЭР используются на предприятиях как топливо, заменяя привозное топливо, поэтому энергетическая эффективность их использования определяется однозначно по получаемой экономии привозного топлива, которая обычно выражается в тоннах условного топлива (т.у.т.)

При расчетах экономии топлива следует учитывать изменения КПД топливопотребляющих агрегатов при сжигании в них ВЭР.

Пример: КПД паровых котлов на доменном газе ниже, чем при работе их на качественном привозном топливе.

Объясняется это тем, что из-за большой **забалластированности** доменного газа азотом его **температура горения ниже**, чем у других топлив, а **доля потери теплоты с уходящими газами больше**, так как в котле хуже теплообмен и больше отношение ($G_{\text{газ}}/G_{\text{пар}}$).

При **совместном сжигании** доменного газа с другими топливами (наиболее частый случай), особенно с пылью углей с пониженной реакционной способностью, может резко возрасти **механический недожог** угля.

Влияние снижения КПД можно учесть поправочным коэффициентом, определяемым по формуле

$$\alpha = \eta - \Delta_{\text{к}}$$

Так, если при работе котла на доменном газе КПД на 8% ниже, чем при работе его на природном газе, то фактически экономия теплоты топлива составит

$$Q_{\text{эк}}^{\text{прив}} = G_{\text{д.г}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} (1 - 0,08)$$

где $G_{\text{д.г}}$ - массовый расход доменного газа;
 $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ - теплота сгорания доменного газа.

Учет влияния снижения КПД котла при **совместном** сжигании доменного газа с угольной пылью **более сложен**, так как при определении численного значения $\Delta\eta_k$ надо учесть влияние на КПД размера **доли** доменного газа в общем теплоснабжении котла, которая может изменяться от 0 до 100%, а также **реакционную способность** сжигаемого угля (по данным тепловых испытаний котлов разных конструкций).

Значительно уменьшить отрицательное влияние добавок ДГ на КПД котла во многих случаях удастся за счет **правильного взаимного размещения** горелок ДГ и пылеугольных, применения **беспламенных горелок** ДГ и других мероприятий.

Если котел специально **спроектирован** для работы только на ДГ, то КПД котла может составить **90% и более**, а сам котел получается значительно компактнее и дешевле котлов, предназначенных для сжигания угля.

Использование ДГ в других технологических агрегатах также сказывается на их КПД. Учет этого обстоятельства может производиться по формуле $a = \eta - \Delta_{\text{к}}$

Коксовый газ, будучи высококачественным топливом, практически не изменяет в большинстве случаев КПД агрегатов, работающих на природном газе, и может **повысить КПД** агрегатов, работающих на менее качественном топливе. Это обстоятельство можно учесть, изменив в формуле знак перед $\Delta\eta_{\text{к}}$ **с минуса на плюс**.

Приведенный выше анализ показателей использования доменного и коксового газов справедлив **для всех видов** горючих ВЭР.

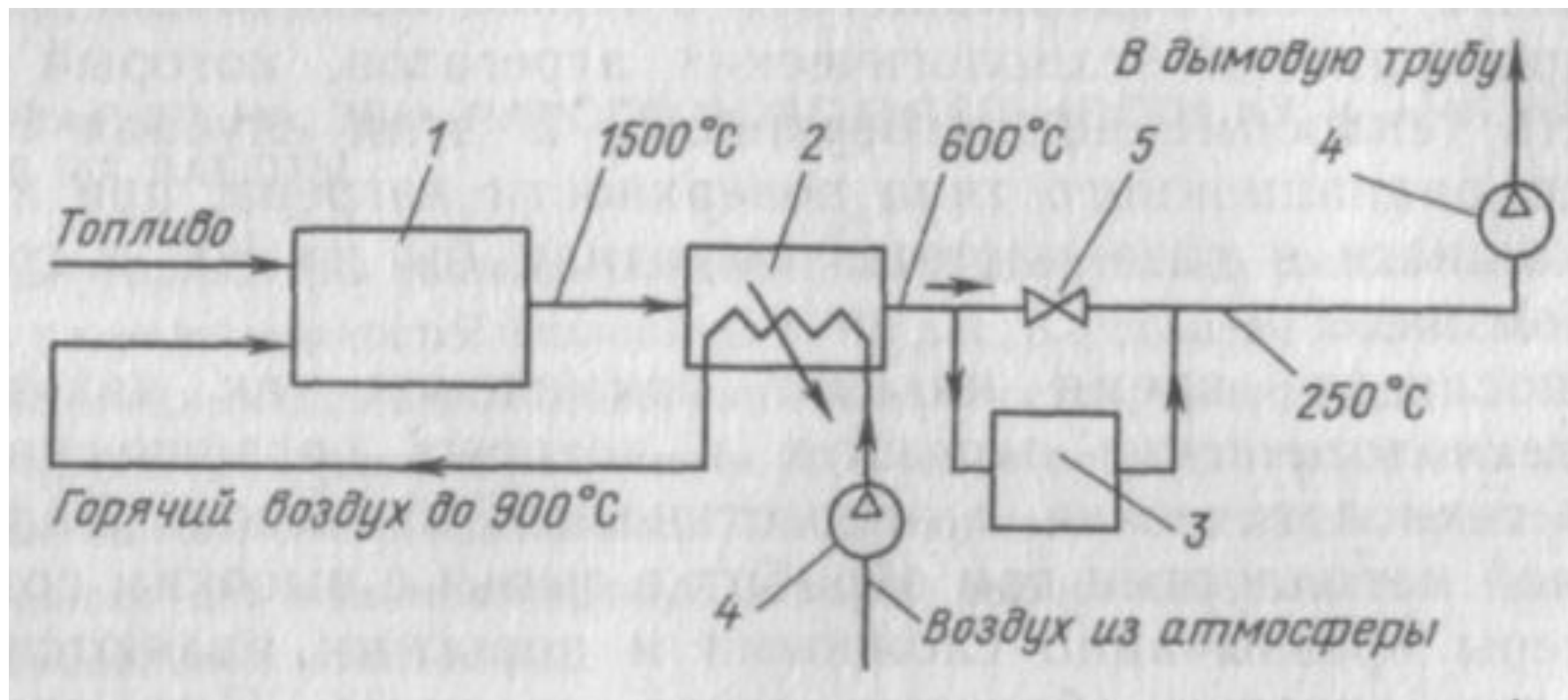
Определение экономии топлива при использовании тепловых ВЭР

Определение энергетической эффективности использования тепловых ВЭР **более сложно.**

В этом случае **необходимо** установить:

- 1) **по каким значениям** температур следует определять располагаемое количество ВЭР:
 - а) по разности температур газа t^0 на выходе из технологического агрегата и $t^{ут}_{у.г}$ на выходе из утилизационной установки, **или:**
 - б) по разности $t^0_{у.г}$ и температуре $t_{о.с}$ окружающей сред ($t_{о.с} \approx 0^\circ \text{C}$);
- 2) **в каких случаях и как** надо учитывать влияние использования ВЭР на экономию топлива, даваемую **комбинированной выработкой** теплоты и электроэнергии на ТЭЦ.

Схема установки котла-утилизатора в газовом тракте технологического агрегата: 1 — технологический агрегат; 2 — воздухонагреватель; 3 — котел-утилизатор; 4 — дымососы и вентиляторы; 5 — запорные клапаны.



Наиболее правильно определять размеры ВЭР по экономически обоснованной оптимальной температуре газов после утилизационной установки $t_{у.г}^{ОПТ}$:

$$Q_{ВЭР} = G_{г} \cdot c_{г} \cdot \left(\theta_{у.г}^{ОПТ} - t_{у.г} \right), \quad (1)$$

где $G_{г}$ и $c_{г}$ – массовый расход и теплоемкость уходящих газов.

Практически это трудно осуществить, так как на значение $t_{у.г}^{ОПТ}$ влияет много разнородных факторов, сильно зависящих от местных и конъюнктурных условий, из-за чего эта температура может изменяться в широких пределах.

Пример: сильно влияют на значение $t_{y.z}^{opt}$ потенциал и вид получаемого теплоносителя (горячая вода для местного отопления с температурой до 100°C или пар производственных параметров ($1,0\text{--}1,5\text{ МПа}$, температура конденсата которого $104\text{—}150^{\circ}\text{C}$)).

Поэтому установить какие-либо единые универсальные значения для невозможно, даже если не учитывать влияние некоторых технических факторов $t_{y.z}^{opt}$ (конденсации соединений серы при сравнительно высоких температурах газа и т. п.).

В каждом отдельном случае рекомендуется проводить достаточно полные **КОМПЛЕКСНЫЕ** экономические расчеты с учетом всех факторов.

Совершенно неприемлемо произвольное установление какой-то одной для всех случаев **минимальной температуры газов**, по которой надо рассчитывать располагаемые количества тепловых ВЭР, например 200°C , 300°C , 400°C и т.д .

Количество ВЭР в большинстве случаев определяют, принимая в качестве отсчетной температуру окружающей среды $t_{o.c}$:

(2)

$$Q_{ВЭР} = G_{г} \cdot \left(\begin{matrix} 0 \\ y.г - o.c \end{matrix} \right),$$

По этой же температуре определяют и КПД утилизационных установок (УУ) и агрегатов (ТА).

Такое решение является простым, но получается, что ТА, генерирующие ВЭР, как бы не имеют потерь с уходящими газами, так как эти потери полностью списываются на УУ.

Этот недостаток является принципиальным: отступление от физической сущности происходящих процессов приводит в ряде случаев к несуразностям и искажает действительную эффективность использования ВЭР.

Получается что КПД УУ, например КУ, подсчитанный исходя из температуры окружающей среды (обычно 0° С), при прочих равных условиях (одинаковом техническом совершенстве КУ и др.) зависит от начальной температуры греющих газов, а также температуры нагреваемого теплоносителя - энергоресурса, значение которой определяет температуру уходящих газов КУ.

Пример: пусть $t_{у.г} = 200^{\circ} \text{C}$, а значения начальной температуры $t_{н}$ равны 400°C или 800°C (вариантно).

Тогда в первом случае КПД КУ будет примерно равен

$$\eta_{ку} = (400 - 200)/400 = 0,5,$$

а во втором:

$$\eta_{ку} = (800 - 200)/800 = 0,75.$$

Таким образом, КПД КУ (как и УУ другого типа), определяемый по описанному выше способу, не отражает действительного технического совершенства КУ или другой УУ и не может применяться для этих целей, хотя это нередко и делают.

При наличии КУ или других УУ выход ВЭР определяется по энтальпии вырабатываемого энергоресурса, например пара в КУ, а не по энтальпии отходящих газов технологической установки:

$$Q_{\text{ВЭР}} = D_{\text{пар}} \cdot (h_{\text{пар}} - h_{\text{п.в}}),$$

где $D_{\text{пар}}$ – паропроизводительность УУ;
 $h_{\text{пар}}$ и $h_{\text{п.в}}$ – энтальпии пара и питательной воды.

При этом вычисление какого-то, по существу, условного КПД котла-утилизатора не требуется.

При проектировании УУ ее тип, схема и оборудование выбираются экономически оптимальными для данного конкретного случая.

Если по каким-либо причинам расчет экономически оптимальной температуры уходящих газов провести не удастся, можно определять размеры ВЭР по технически осуществимому охлаждению газа в УУ при имеющихся условиях, устанавливая за КУ подогреватель сетевой воды для травильных ванн, тепловые насосы для санитарных целей и т. п.

В случае, если **источником** теплоты на заводе является производственно-отопительная **котельная**, то **экономия топлива**, которую дает использование ВЭР в виде пара и горячей воды, определяется в этом случае по формуле:

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{ТОП}} = Q_{\text{ВЭР}} \eta_{\text{КОТ}} \quad (\text{а})$$

где $Q_{\text{ВЭР}}$ - количество **использованной** на промышленном предприятии теплоты ВЭР;
 $\eta_{\text{КОТ}}$ - КПД **замещаемой** котельной.

Если в системе теплоснабжения завода имеется ТЭЦ, то при расчетах экономии топлива за счет ВЭР надо различать два случая:

1. При использовании тепловых ВЭР происходит реальное вытеснение пара из теплофикационных отборов турбин ТЭЦ
2. Пар из теплофикационных отборов турбин ТЭЦ не вытесняется при использовании тепловых ВЭР на заводе

При вытеснении отборов турбин ТЭЦ выполняется:

$$\begin{aligned}\Delta Q_{\text{отб}} &= Q_{\text{ВЭР}}, \\ \Delta Q_{\text{ту}} &= \xi \cdot \Delta Q_{\text{отб}} = \xi \cdot Q_{\text{ВЭР}}\end{aligned}$$

Экономия привозного топлива определяется:

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{топ}} = \frac{\Delta Q_{\text{ту}}}{\eta_{\text{пг}} \cdot \eta_{\text{тр}}} = \xi \cdot \frac{Q_{\text{ВЭР}}}{\eta_{\text{пг}} \cdot \eta_{\text{тр}}} \quad (6)$$

где ξ - коэффициент ценности теплоты пара в отборе турбины;
 $\Delta Q_{\text{отб}}$ - уменьшение количества теплоты, отпускаемой из отборов турбин, при использовании тепловых ВЭР;
 $\Delta Q_{\text{ту}}$ - уменьшение расхода теплоты на турбоустановки ТЭЦ;
 $Q_{\text{ВЭР}}$ - теплота тепловых ВЭР, использованных на заводе;
 $\eta_{\text{пг}}, \eta_{\text{тр}}$ - КПД парогенераторов и транспорта на ТЭЦ

Выполняется: $0 < \xi < 1$; $\xi \approx y_T$, где y_T – коэффициент недовыработки пара отбора:

$$y_T = \frac{h_T - h_K}{h_0 - h},$$

где h_T , h_0 и h_K - соответственно **энтальпии** пара в отборе, на входе в турбину и поступающего в конденсатор.

В табл. в качестве **примера** приведены значения ξ для отборов турбины ПТ-60-130 с начальными параметрами пара 13,0 МПа, 565° С (на проектном режиме).

Показатель	Давление пара в отборах турбины, МПа						
	3,12	1,96	1,27	0,46	0,30	0,14	0,04
Коэффициент ценности теплоты ξ в отборе	0,795	0,725	0,655	0,525	0,462	0,398	0,274

Пример 1. ТЭЦ (заводская или районная) покрывает **все** тепловые нагрузки завода при **оптимальном коэффициенте теплофикации** $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ ($\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ - доля тепловой нагрузки ТЭЦ, которая покрывается отборным паром турбин), рост которых в течение ближайших лет не предвидится (~ 5—8 лет).

В этом случае покрытие части тепловых нагрузок за счет ВЭР в течение **части** года реально **уменьшает** расход отборного пара турбин ТЭЦ, а следовательно, и **комбинированную выработку** теплоты и электроэнергии этими турбинами по сравнению с аналогичными выработками во время, когда ВЭР не использовались.

Здесь при определении размера годовой экономии топлива на заводе **надо учитывать** влияние использования ВЭР на уменьшение экономии топлива даваемой ТЭЦ (расчет экономии по формуле (б)).

В **холодное время** года, когда отборы турбин загружены полностью и в работу начинают включаться **пиковые котлы**, использование ВЭР вытесняет пиковые котлы на топливе, а не отборы турбин. В этот период года экономия топлива по заводу определяется **по формуле (а)**

В **теплое время** года, когда пиковые котлы не работают, может наблюдаться **реальное вытеснение** отборов турбин и соответствующее уменьшение комбинированной выработки электроэнергии на ТЭЦ. В этом случае экономию топлива на ТЭЦ надо определять **по формуле (б)**

Пример 2. Завод строится вновь или расширяется (реконструируется).

Когда строится новый завод или расширяется (реконструируется) действующий, появляются или увеличиваются как тепловые нагрузки, так и размеры выходов ВЭР.

Тепловые нагрузки должны быть покрыты за счет ВЭР или строительства (расширения) ТЭЦ.

Т.к. коэффициент ценности теплоты ξ всегда больше нуля, то использование ВЭР, даже низкого потенциала, дает всегда больше экономии топлива по заводу, чем комбинированная выработка теплоты и электроэнергии на ТЭЦ даже при высоких начальных давлениях пара.

Кроме того, использование ВЭР имеет большие **экологические преимущества**, так как уменьшает количество топлива, которое надо сжигать на заводе.

Поэтому как **при проектировании** нового завода, так и **при расширении** (реконструкции) действующего следует в первую очередь предусматривать возможно более полное **использование ВЭР**, и только, когда их недостаточно для покрытия появившихся или возросших тепловых нагрузок, предусматривать строительство или расширение ТЭЦ.

Для получения теплоты за счет ВЭР сжигать дополнительно топливо на заводе не требуется, а при сооружении ТЭЦ надо сжигать на заводе или вблизи его значительные количества топлива, что усиливает загрязнение окружающей среды.

При отопительных нагрузках на ТЭЦ приходится сжигать в течение года в 2—2,5 раза больше топлива, чем в случае покрытия отопительных нагрузок котельными из-за значительной годовой выработки электроэнергии на ТЭЦ конденсационным способом.

Таким образом:

1. В случае, когда влияние использования ВЭР на работу ТЭЦ **учитывать не надо**, экономия теплоты топлива определяется по формуле (а):

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{ТОП}} = Q_{\text{ВЭР}} \eta_{\text{КОТ}}$$

2. В случае, когда **реально вытесняются отборы** уже установленных турбин (что вынужденно увеличивает их годовую конденсационную выработку электроэнергии на конденсационном режиме), экономия теплоты определяется по формуле (б):

$$Q_{\text{ЭК}}^{\text{ТОП}} = \xi \frac{Q_{\text{ВЭР}}}{\eta_{\text{КОТ}} \eta_{\text{Т.П}}}$$

Чем ниже **давление** пара на УУ, тем меньше **ЭКОНОМИЯ** топлива, если учитывать влияние использования ВЭР на работу ТЭЦ (**так как меньше ξ**).

При всех расчетах по экономии топлива надо исходить из размеров ВЭР, которые **действительно могут быть использованы**, учитывая реальные графики выхода ВЭР и потребления теплоты, а также их расхождений по времени.

Необходимо также учитывать, что с целью достижения максимальной экономии топлива турбины ТЭЦ выбираются так, что их отборным паром максимальные нагрузки покрываются **ТОЛЬКО ЧАСТИЧНО**.

Обычно **отопительные** отборы турбин загружены до предела в течение **1500—2000** ч в году, а **производственные** отборы **3000—3500** ч в году.

В это время недостающая теплота из отборов турбин покрывается другими источниками (пиковые котлы и др.), следовательно, в эти периоды использование ВЭР **не снижает** размеров отборов турбин и экономия топлива должна определяться по формуле (а).

Таким образом, для правильного определения размеров экономии топлива, достигаемой использованием ВЭР, необходимо отдельно рассчитать значения этой экономии в период года, когда отборы турбин полностью загружены, и в период, когда они загружены только частично, и затем их суммировать.