

# ВЫБОР МОЩНОСТИ ЗАВОДСКОЙ ТЭЦ

# ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Практически **все предприятия** разных отраслей промышленности нуждаются **в производственном паре** различных параметров, а также **в горячей воде** для отопления, горячего водоснабжения, вентиляции, кондиционирования воздуха и др.

В зависимости от размеров и характера тепловых нагрузок, а также месторасположения предприятия снабжение их теплотой производится **от заводских или районных котельных или ТЭЦ**, а также в той или иной степени **за счет ВЭР**.

Возможно полное и эффективное использование ВЭР связано с рядом условий, которые должны быть обеспечены рациональным построением ТЭС ПП, которое усложняется тем, что **реальные графики потребления** теплоты носят **переменный** характер, а **выходы ВЭР** подвержены значительным и по существу **неуправляемым изменениям**.

Поэтому необходимо знать характеры реальных графиков доходов и расходов энергоресурсов, экономичные способы их балансирования и резервирования, а также способы выравнивания производительностей утилизационных установок, изменения параметров энергоносителей и т. п.

Большое значение для рационального построения ТЭС ПП имеет правильный выбор основного оборудования ТЭЦ, которое может играть роль замыкающего звена в ТЭС ПП.

# ГРАФИКИ ПАРОВЫХ НАГРУЗОК

Для построения ТЭС ПП используются **графики выходов и потребления производственного пара**, т. е. пара, используемого технологическими агрегатами и цехами, а также вспомогательными производствами.

**В большинстве случаев** требующееся давление производственного пара на месте потребления не превышает **0,4—0,8 МПа**.

С учетом падения давления при транспорте к потребителям, которые на крупных заводах могут быть удалены от генераторов пара **на несколько километров**, а также требований отдельных потребителей давление пара в отборах турбин (противодавление) обычно принимают равным **1,0—1,3 МПа**.

В КУ, УСТК, СИО ряда агрегатов, в которых давление отдаваемого пара не влияет на комбинированную выработку теплоты и электроэнергии, как это наблюдается в турбинах, давление пара принимают обычно равным от 1,2—1,8 до 3,5—4,5 МПа.

При последнем давлении пар может эффективно использоваться в турбинах с противодавлением, например, в коксохимическом производстве, а также для привода крупных компрессоров и различных производственных механизмов.

На заводах, как правило, сооружают одну, общую для всех потребителей и генераторов пара систему паропроводов с давлением пара в ней 1,0—1,5 МПа, которое определяется условиями транспорта пара к наиболее удаленным потребителям.

Снижение давления пара, отпускаемого от ТЭЦ, до 0,4—0,8 МПа могло бы существенно повысить показатели ТЭЦ.

Так, из рисунка 1 видно, что при начальных параметрах пара 13 МПа, 565° С, снижение давления пара в отборе с 1,3 до 0,4 МПа дает увеличение удельной выработки электроэнергии (кривая 3) от 0,24 до 0,35, т. е. в 1,5 раза.

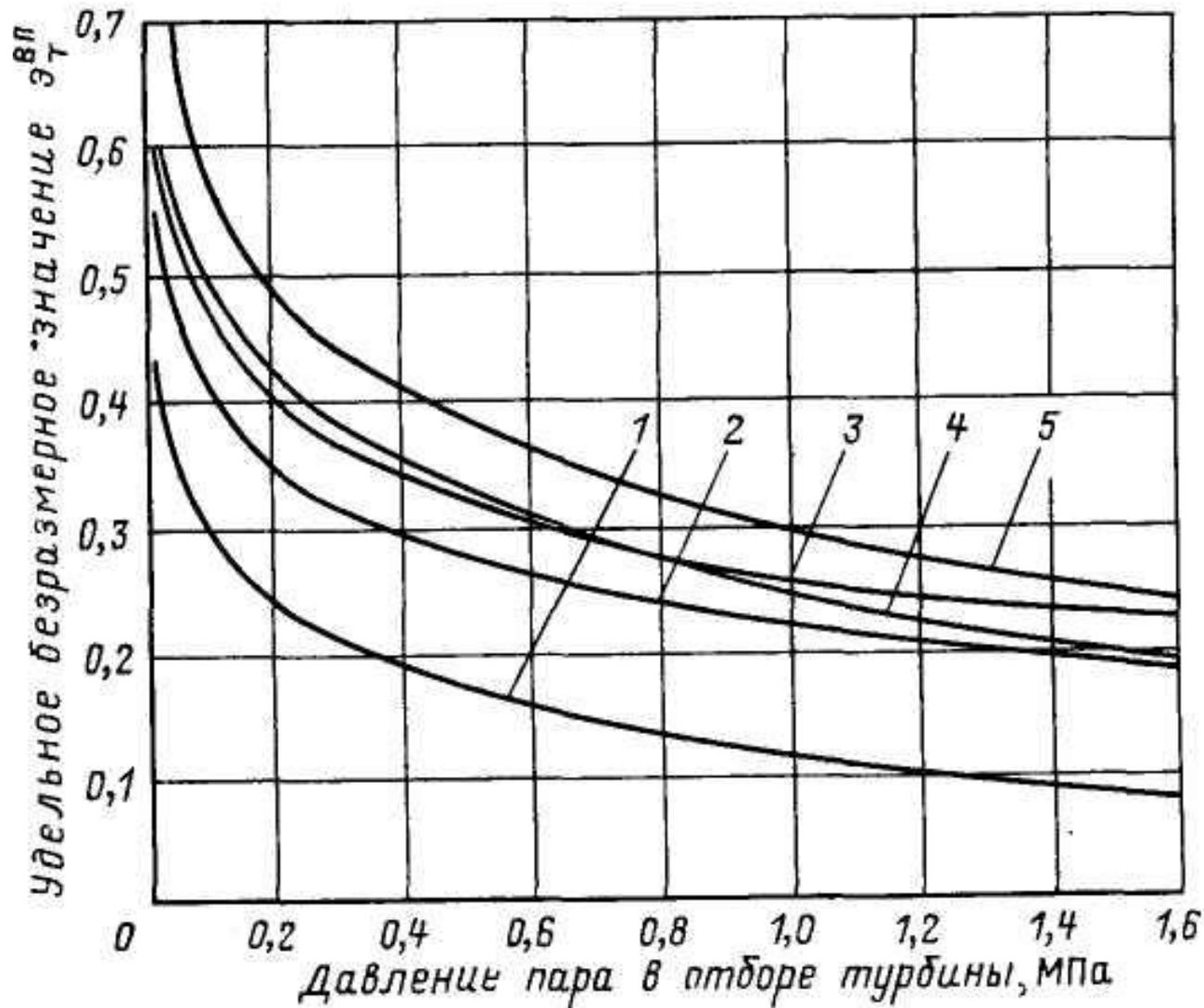


Рис. 1. Удельная выработка электроэнергии на ТЭЦ при начальных параметрах пара, и температуре питательной воды:  
 1 – 3,5 МПа, 435 °С, 150 °С; 2 – 9,0 МПа, 535 °С, 215 °С; 3 – 13,0 МПа, 565 °С, 230 °С; 4 – 13,0 МПа, 565/565 °С, 230 °С; 5 – 24,0 МПа, 545 °С, 260 °С.

Во столько же возрастает при этом и **ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА**, достигаемая комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии на ТЭЦ.

Если снизить давление в отборе с **1,3 до 0,8 МПа**, то экономия топлива возрастет примерно **на 17%**.

Чем **ниже** начальное давление пара на ТЭЦ, тем **большую экономию** топлива дает снижение давления пара в отборе.

Поэтому **при проектировании** рекомендуется, если этому благоприятствуют местные условия, рассматривать **возможность снижения давлений** пара в отборах или противодавлениях хотя бы части установленных турбин до давлений, удовлетворяющих достаточно крупным потребителям **с сооружением отдельных паропроводов** от ТЭЦ и утилизационных установок, вырабатывающих пар давлением около 1,0 МПа.

На коксохимических заводах пар давлением **3,5—4,5 МПа** от УСТК используют в турбинах с противодавлением, которые расположены **на небольшом расстоянии** от потребителей. Поэтому давление пара в противодавлениях турбин составляет обычно около **0,5 МПа**.

Долгое время считалось, что расход пара на производство почти не изменяется по временам года.

Ориентируясь на постоянную круглогодичную паровую нагрузку, выбирали турбины ТЭЦ.

В действительности расходы производственного пара почти всех предприятий характеризуются существенной сезонной неравномерностью даже на предприятиях, работающих по непрерывной технологии (металлургия, химия, нефтепереработка и др.).

На отопление и вентиляцию производственный пар на предприятиях с непрерывной технологией не расходуется.

На рисунке 2 показаны **усредненные годовые графики расхода** производственного пара по некоторым отраслям промышленности, полученные путем усреднения графиков группы заводов данной отрасли.

На отдельных заводах каждой отрасли графики могут в той или иной степени отклоняться от средних значений в ту или другую сторону.

Из рисунка видно, что **зимой расходы** производственного **пара** превышают летние.

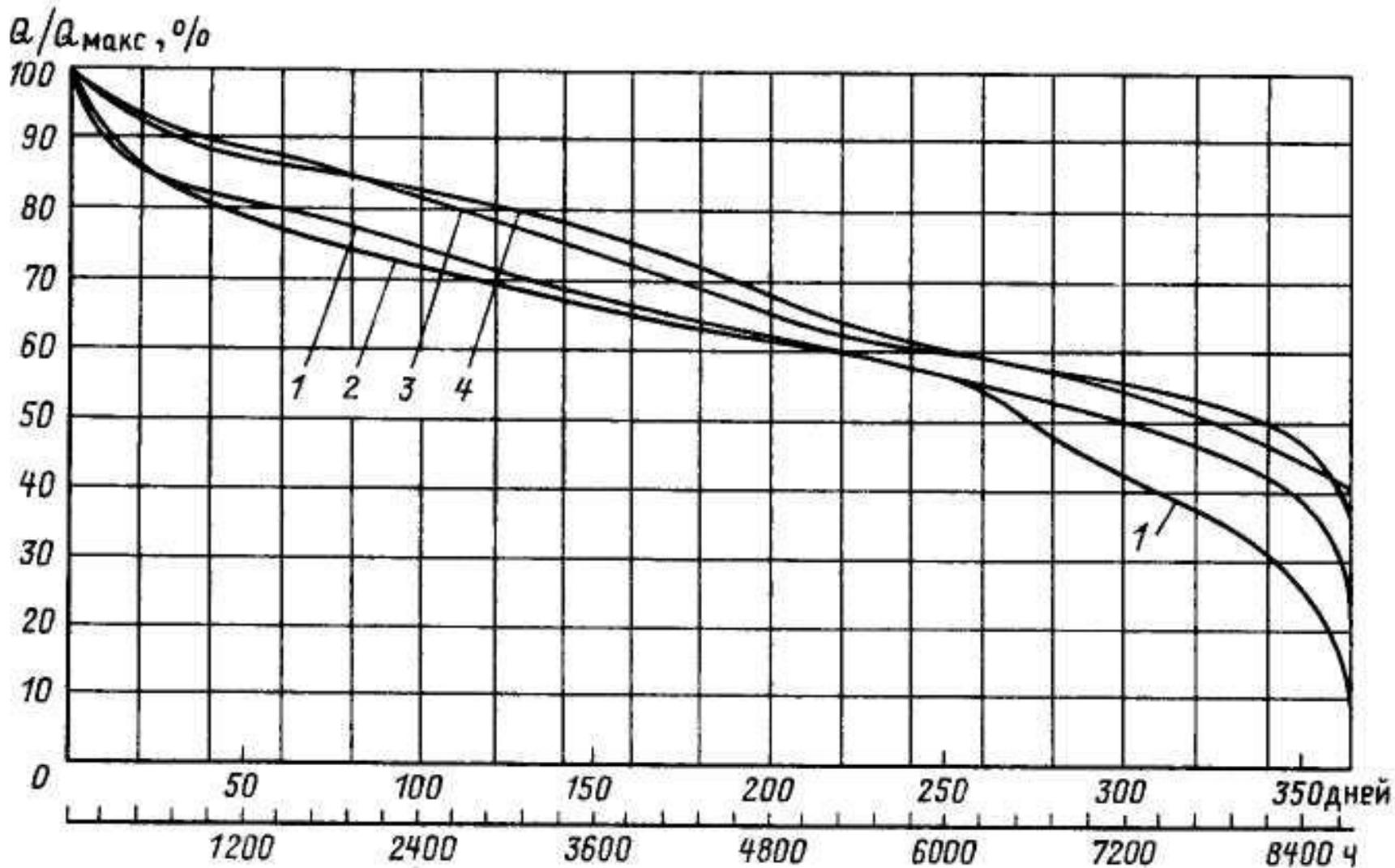


Рис. 2. Усредненные годовые графики расходов производственного пара по некоторым отраслям промышленности:

1 — машиностроительные заводы; 2 — целлюлозно-бумажные комбинаты; 3 — химические комбинаты; 4 — нефтеперерабатывающие заводы.

На рис. 3 показаны графики годовых расходов производственного пара на четырех крупных металлургических заводах, расположенных в различных климатических районах страны.

Как видно из рисунка, летние расходы производственного пара составляют 55—75% зимних.

На рис. 2 и 3 показаны среднемесячные значения расходов производственного пара, в пределах которых наблюдаются иногда значительные недельные, суточные и часовые колебания расходов как в большую, так и в меньшую сторону.

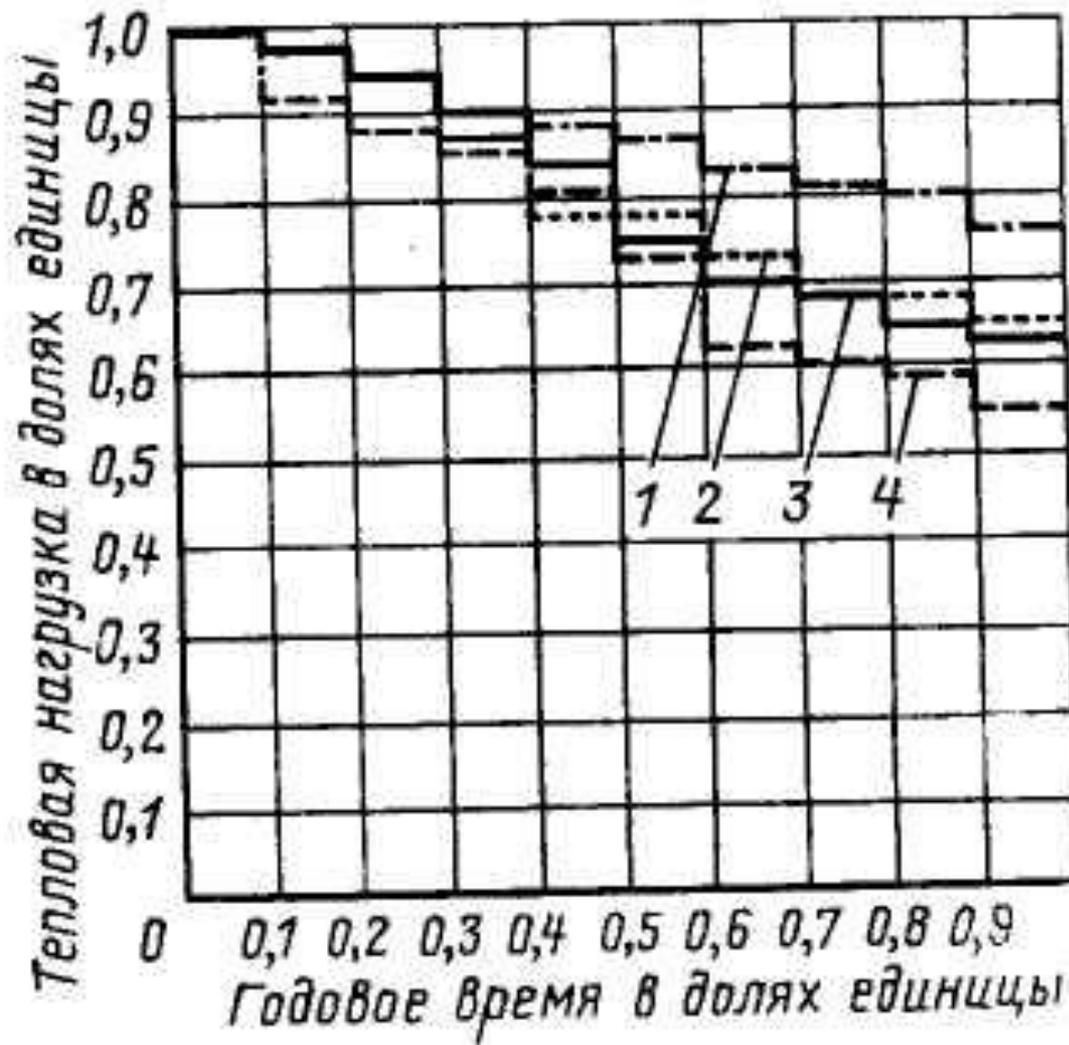


Рис. 4.3. Годовые графики расходов пара на четырех металлургических заводах с полным циклом: 1 — комбинат с максимально ровным графиком (юг Урала); 2 — то же с графиком средней ровности (Украина); 3 — комбинат, расположенный на севере европейской части РФ; 4 — комбинат с наиболее неравномерным графиком

Суммарные количества пара, вырабатываемого за счет ВЭР в течение месяца и года, как показали обследования, изменяются мало.

На рис. 4 показаны годовые графики среднемесячных суммарных расходов производственного пара по месяцам года, а также среднемесячной выработки этого пара за счет ВЭР на металлургическом заводе.

Из рисунка видно, что летний минимальный суммарный расход производственного пара составляет около 55% максимального зимнего.

Приход пара за счет ВЭР колеблется по крайним значениям за 12 мес от 290 до 350 т/ч, т. е. на 19%, а за 10 мес от 324 до 350 т/ч, т. е. примерно на 7,5%.

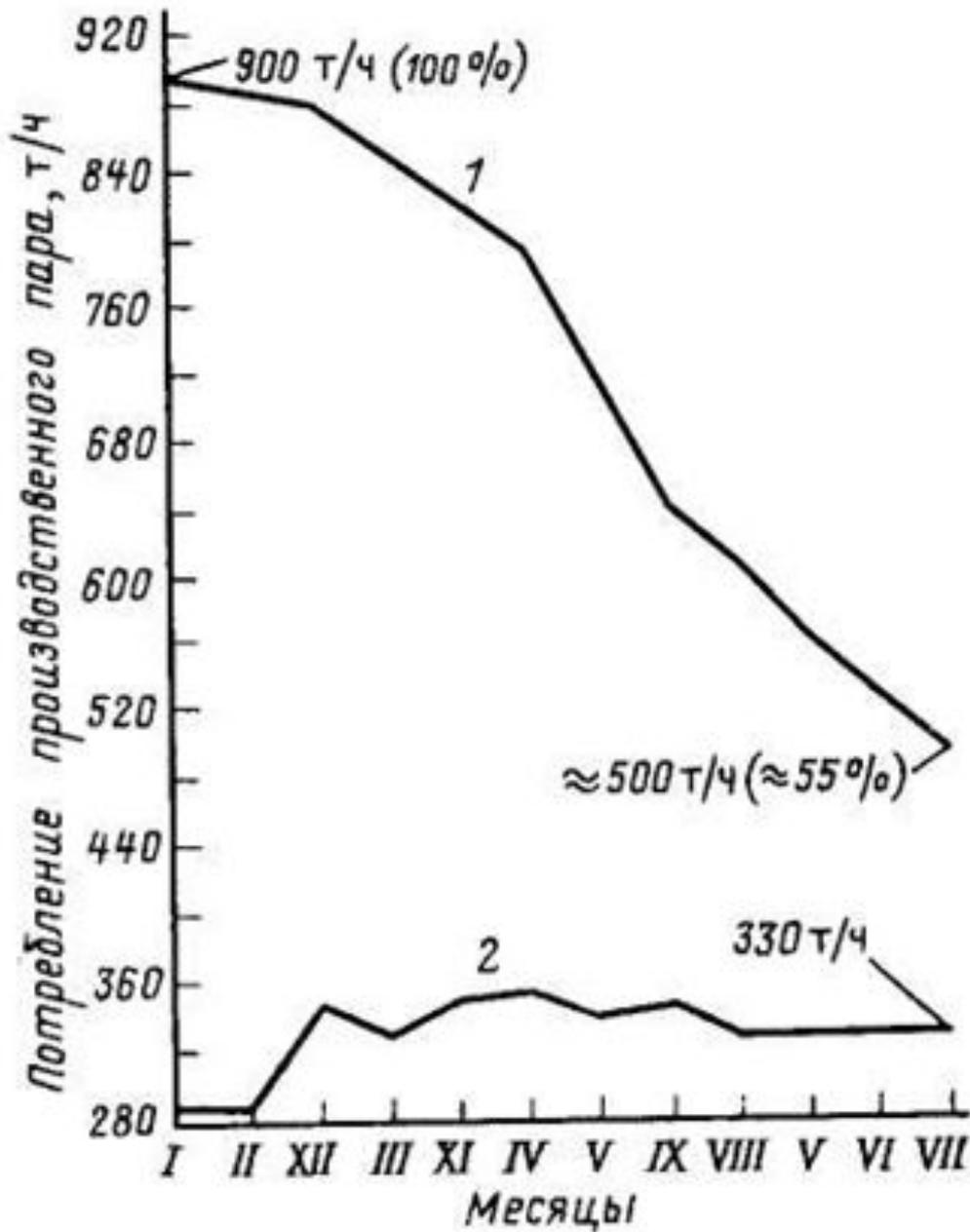


Рис. 4. Годовой график фактического потребления пара и выработки его утилизационными установками на действующем металлургическом заводе с полным циклом:

1 — суммарный расход производственного пара;

2 — выработка пара утилизационными установками.

Присоединенная нагрузка ТЭЦ определяется разностью между суммарной потребностью в паре и поступлением его от утилизационных установок (кривые 1, 2 рис. 4). График паровой нагрузки ТЭЦ показан на рис. 5.

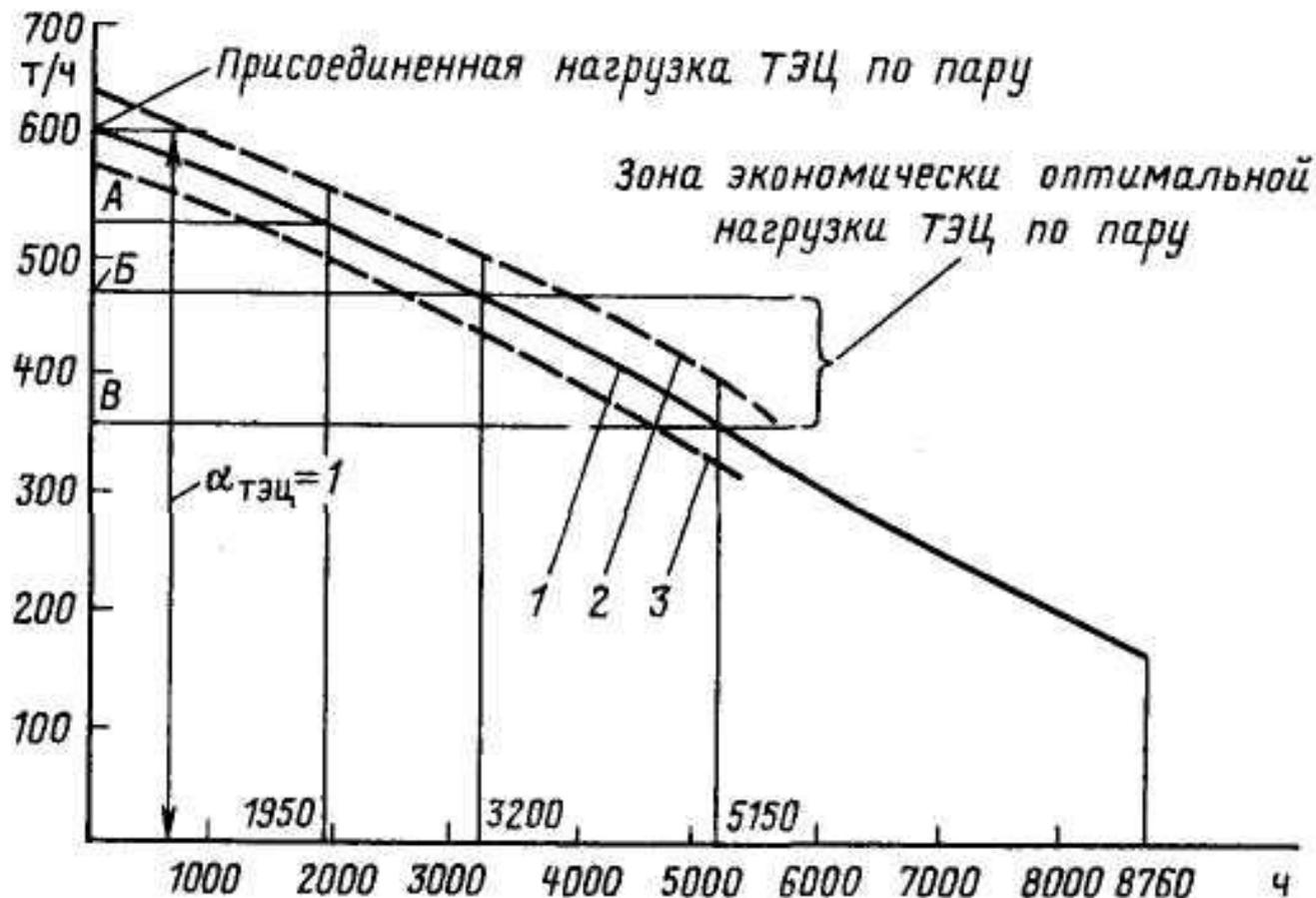


Рис. 5. Годовой график нагрузки по пару заводской ТЭЦ (после вычета пара утилизационных установок): 1 — график, построенный по среднемесячным значениям фактических расходов пара; 2, 3 — графики, оконтуривающие суточные и часовые отклонения фактических расходов пара от среднемесячных (2 — превышения; 3 — понижения)

Как известно, при таких соотношениях летних и зимних нагрузок (когда летняя нагрузка намного меньше зимней) невыгодно покрывать всю потребность в паре и теплоте за счет отборного пара турбин, целесообразнее покрывать часть зимних нагрузок от пиковых источников — котлов.

Построение годовых графиков расходов производственного пара приходится производить индивидуально для каждого завода, исходя из его состава, применяемой технологии, специфических особенностей производства и местных условий.

Для вновь проектируемых, а также реконструируемых и расширяющихся заводов графики должны разрабатываться отраслевыми проектными организациями.

Строиться они должны точно и обоснованно, с учетом реальных графиков действующих аналогичных заводов.

Следует помнить, что неправильно, **с запасом построенные графики** могут вызвать **излишние капиталовложения и перерасход текущих затрат** и топлива из-за работы оборудования ТЭС с пониженной загрузкой на **нерасчетных неэкономичных режимах**.

Для **расширяемых** заводов графики расходов производственного пара строят с учетом отчетных данных.

**Пример баланса** производственного пара крупного металлургического завода приведен в табл. 1.

Таблица 1. Потребление производственного пара крупным металлургическим заводом с полным циклом (максимальные зимние значения), т/ч

Потребители	Давление производственного пара, МПа		
	1,5—1,8	0,6—1,3	0,2—0,6
Коксохимическое, огнеупорное производство и часть металлургического	85	—	—
Основное металлургическое производство, аглофабрики, огнеупорное производство	—	810	—
Вспомогательные производства, мелкие потребители	—	140	—
Коксохимическое производство	—	—	150
Водоподготовка утилизационных установок, центральная химводоочистка производительностью 2000 м <sup>3</sup> /ч	—	—	160
Итого	85	950	310

# ГРАФИКИ ОТОПИТЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Максимальный расход теплоты на подогрев сетевой воды по металлургическому комбинату с полным циклом без внешних потребителей составляет около 4500 ГДж/ч.

Графики тепловых отопительных нагрузок определяются в основном климатическими условиями, и их строят обычно исходя из средних длительностей стояния наружных температур (по наблюдениям за многие годы) и тепловых характеристик отапливаемых объектов.

-

Рассмотрим упрощенную методику построения графиков отопительных нагрузок, пользуясь которой, можно строить графики с минимальной затратой труда и времени с достаточной для большинства случаев точностью.

Академик Л. А. Мелентьев показал, что если выразить отопительные нагрузки и продолжительности отопительных периодов в относительных единицах, то годовые графики отопительных нагрузок сравнительно **мало** отличаются друг от друга для многих районов страны.

Были проведены исследования характеров годовых отопительных нагрузок применительно к **различным климатическим районам**. Результаты этих исследований представлены на рис. 1.

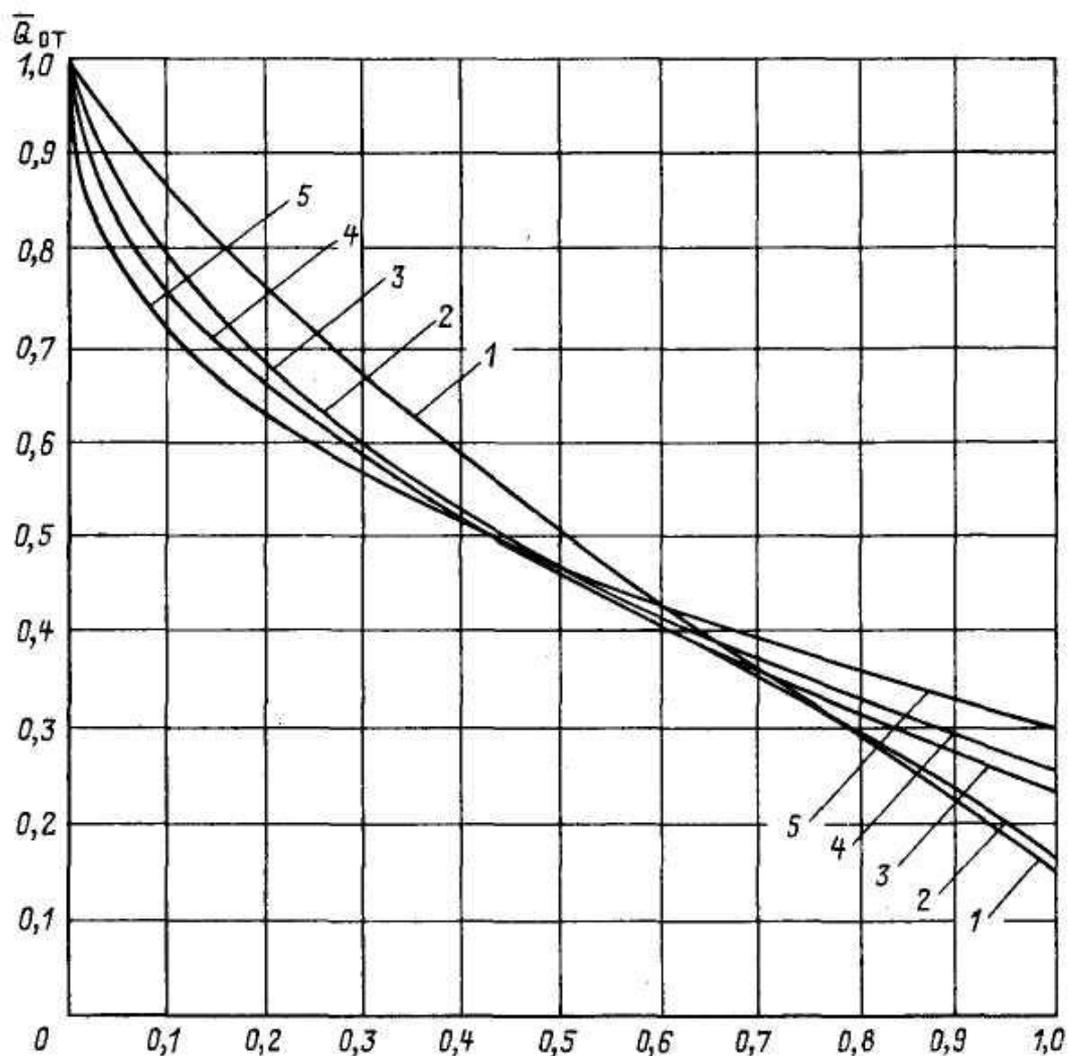


Рис. 1. Унифицированный график годовых отопительных нагрузок по районам по СНиП (в относительных единицах): 1— I-A-B (Восточная Сибирь и Забайкалье); 2 — I-B, I-Г (Западная Сибирь, Казахстан, Урал, север европейской части РФ); 3 — II-A-B, III-A-B (центр, запад, северо-запад европейской части РФ, Приморский край); 4- II-B (юго-запад, юго-восток европейской части РФ); 5 — IV-B (Закавказье)

На рис. 1 по ординате отложены значения **присоединенных отопительных нагрузок**  $Q_{от}$  в относительных единицах:

$$\bar{Q}_{от} = Q_{от}^{тек} / Q_{от}^{пр}$$

— текущее значение отопительной нагрузки в течение отопительного периода;  
 $Q_{от}^{тек}$

— присоединенная (расчетная) отопительная нагрузка, соответствующая расчетной температуре наружного воздуха для данного района.  
 $Q_{от}^{пр}$

По оси абсцисс отложены **доли продолжительности отопительного периода**, причем за единицу принята нормативная продолжительность отопительного периода для данного района.  $\bar{n}_{от}$

По принятому климатическому районированию вся территория страны разделена на **четыре основных района (I—IV)** с выделением в них **подрайонов А—Г**, различающихся средними температурами наиболее холодного месяца, расчетной температурой наружного воздуха для систем отопления, средней за отопительный период температурой наружного воздуха и продолжительностью отопительного периода.

В табл. 2 приведены некоторые климатические данные по основным районам страны.

В район I входит северо-восток европейской части РФ (севернее линии Мезень, Казань—Самара, Оренбург, северная часть Казахстана, Урал, Сибирь и Дальний Восток).

Наиболее суровы климатические условия в районе I -Б и I-Г, где продолжительность отопительного периода достигает 7500—8040 ч, а расчетная температура для систем отопления минус 46,4 и 37,6° С.

Таблица 2. Основные климатические данные различных районов страны

Районы СССР <sup>1</sup>	Отопительная нагрузка			Температура наружного воздуха, °С	
	продолжительность отопительного периода, ч/год	продолжительность использования максимума, ч/год	относительная средняя нагрузка	расчетная для отопления	средняя за отопительный период
I-А	6360	3370	0,53	—49	—17,3
I-Б	8040	4280	0,518	—46,4	—15,1
I-В	5472	2690	0,493	—34,7	—8,0
I-Г	7488	3670	0,49	—37,6	—9,3
II-А	6408	3080	0,48	—27,8	—4,1
II-Б <sub>1</sub>	5040	2430	0,482	—20,1	—0,1
II-Б <sub>2</sub>	5400	2940	0,544	—22,7	—4,26
II-В	5064	2485	0,491	—25,2	—3,2
III-А	4992	2605	0,552	—29,8	—6,9
III-В	4368	2150	0,493	—23,4	—2,4
III-Б	3864	1925	0,5	—1,6	+0,94
IV-А	2472	1250	0,5	—11,3	+3,67
IV-Б <sub>1</sub>	2208	1345	0,576	—3,1	+5,5
IV-Б <sub>2</sub>	3240	1865	0,576	—7,9	+3,2
IV-В	3168	1610	0,507	—12,4	+2,63

В район II, в котором проживает около 40% всего населения страны, входят северо-западные, западные и центральные районы европейской части страны, а также горные районы Кавказа. В этом районе зима умеренная, но относительно длительная.

В район III входят южные области РФ, центральные области Казахстана и Киргизии, а также Нижнее Поволжье, Северный Кавказ и большая часть Закавказья.

В район IV входят юг Казахстана, Туркменистана и Таджикистана, Черноморское и Каспийское побережья Кавказа.

Из рис. 1 видно, что **характер кривых** для различных районов страны несколько **различается**.

Так, для **северных** районов (**кривая 1**) расход теплоты на отопление **снижается** сравнительно **медленно** (низкие температуры держатся долго), а расход теплоты в конце отопительного периода составляет примерно 15% максимального.

Для **южных** районов (**кривая 5**) характерно **быстрое снижение** расхода теплоты на отопление в зимнее время, а тепловая нагрузка в конце отопительного периода составляет примерно 30% максимальной.

От графика в **относительных** единицах можно перейти к графику в **размерных** единицах.

**Например**, для района I-A за величину  $\bar{Q}_{от} = 1$  на рис. 1 принимается присоединенная отопительная нагрузка, соответствующая расчетной температуре наружного воздуха минус  $49^{\circ}\text{C}$  (табл. 2), а за величину  $\bar{h}_{от} = 1$  — продолжительность отопительного периода  $= 6360$  ч.

$h_{от}$

Годовой расход теплоты на отопление определяется по формуле

$$Q_{\text{от}}^{\text{год}} = \overline{Q}_{\text{от}}^{\text{сред}} \cdot h_{\text{от}} \cdot Q_{\text{от}}^{\text{пр}}$$

$\overline{Q}_{\text{от}}^{\text{сред}}$  — относительная средняя за отопительный период нагрузка;

$h_{\text{от}}$  — продолжительность отопительного периода (см. табл. 2);

$Q_{\text{от}}^{\text{пр}}$  — присоединенная отопительная нагрузка (расчетная).

Годовой отпуск теплоты на отопление  
ПИКОВЫМИ КОТЛАМИ в зависимости от значения  
часового коэффициента теплофикации  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$   
можно определять в относительных единицах  
с помощью номограммы на рис. 2 по  
формуле:

$$Q_{\text{п.к}}^{\text{год}} = \bar{Q}_{\text{п.к}} \cdot h_{\text{от}} \cdot Q_{\text{от}}^{\text{пр}}$$

$\bar{Q}_{\text{п.к}}$  относительная нагрузка

пиковых котлов (определяется  
по номограмме рис. 2).

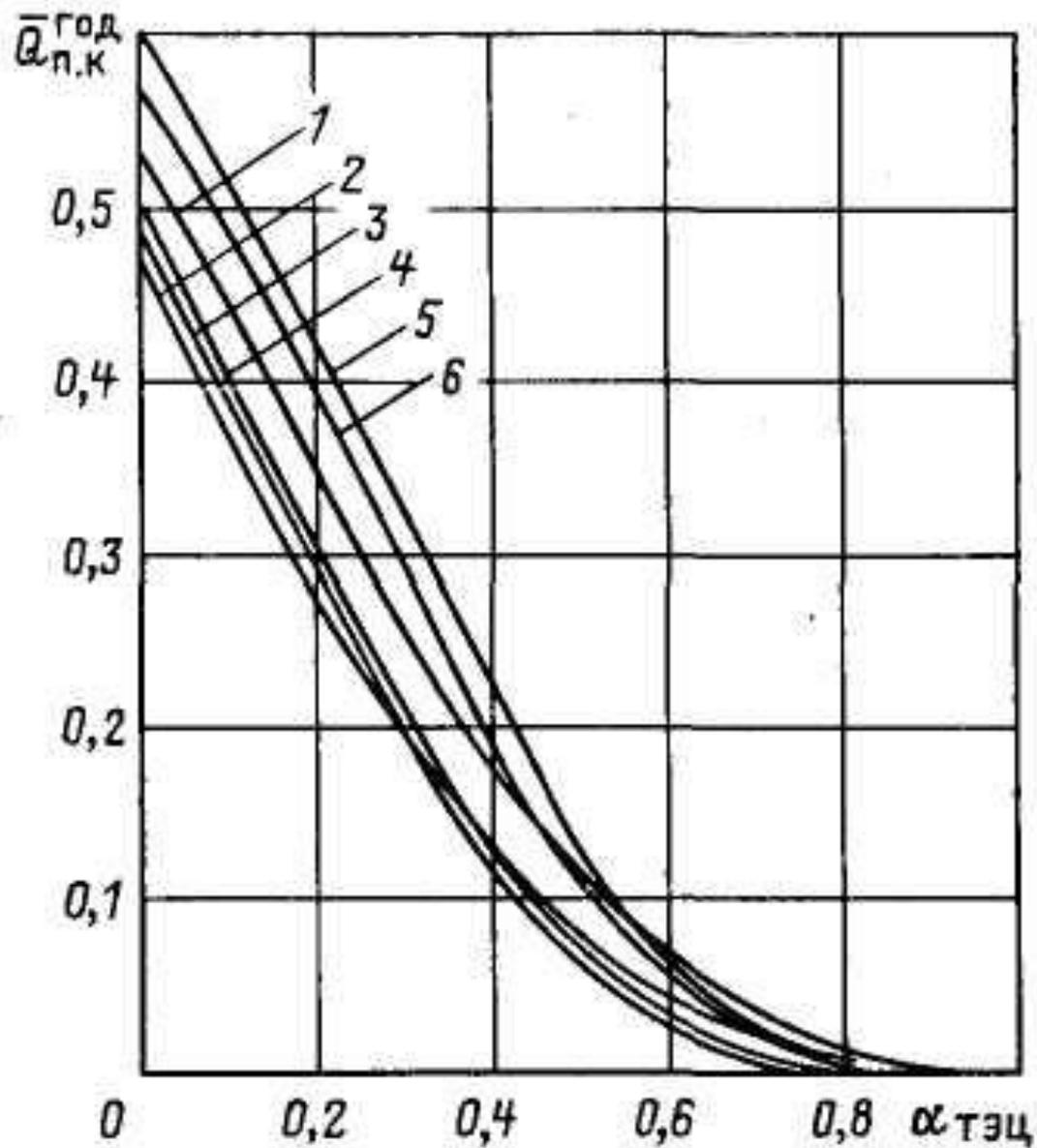


Рис. 2. Номограмма для определения годового отпуска теплоты от пиковой котельной.

Для построения графика **суммарной тепловой нагрузки ТЭЦ (котельной)** по теплоте надо к расходам на отопление прибавить расходы теплоты на **горячее водоснабжения и вентиляцию**.

Расход теплоты на горячее водоснабжение  $Q_{г.в}$  определяют обычно в процентах суммарной присоединенной тепловой нагрузки (включая расход на горячее водоснабжение).

Он зависит от многих **факторов**: характера обслуживаемых объектов (производственные или жилые здания и т. п.), плотности застройки и заселения, видов производства, климатических условий района и др.

Для промышленных предприятий средняя (недельная) доля расхода теплоты на горячее водоснабжение  $\gamma_{\text{Г.В}}$  обычно лежит в пределах 8—12% присоединенной тепловой нагрузки.

Для жилых массивов она возрастает до 20—25%.

Летом расход теплоты на горячее водоснабжение составляет обычно около 0,82 зимнего, в основном из-за более высокой температуры воды, поступающей на подогрев.

На годовой график наносят обычно **средненедельные** расходы теплоты на горячее водоснабжение.

В течение суток и дней недели расходы теплоты на горячее водоснабжение **сильно изменяются**, однако на суммарном отпуске теплоты от ТЭЦ (котельной) это не сказывается, так как колебания расходов компенсируются **аккумулирующей способностью** зданий или **специальными аккумуляторами**.

График расходов теплоты **на вентиляцию** в зависимости от температуры наружного воздуха определяется соответствующим проектом для рассматриваемого объекта. Наложением его на график расхода теплоты **на отопление и горячее водоснабжение** получают график суммарной тепловой нагрузки ТЭЦ (котельной), покрываемой горячей водой.

В настоящее время все большее распространение получает **кондиционирование** воздуха в производственных помещениях, особенно при наличии вредных выделений. Соответствующие установки могут требовать **значительных расходов теплоты** и в летнее время.

Построение годового графика тепловой нагрузки по кривым рис. 1 обеспечивает **точность, вполне достаточную** для подавляющего большинства случаев и практически не отличающуюся от точности, достигаемой при построении графика по данным климатического справочника.

При этом следует иметь в виду, что **фактические длительности стояния** различных температур наружного воздуха в отдельные зимы **отличаются довольно сильно** от средних многолетних их значений (за 50—100 лет), приводимых в справочниках.

Значительно могут различаться также продолжительности отопительного периода и значения минимальных температур.

Является спорным, какая длительность наблюдений (за 25, 50 или 100 лет) обеспечивает большее приближение средних значений климатических данных по справочникам к фактическим, которые будут наблюдаться в период 15—20 лет после сооружения ТЭЦ, так как климат подвержен постоянным изменениям.

Между тем энергетическая и экономическая эффективность ТЭЦ определяются как раз условиями ее работы в первые 15—20 лет.

Из сказанного следует, что **считать, будто расчет по климатологическим данным за возможно длительный срок наблюдений, например 100 лет и более, обеспечивает большую точность значений, нет оснований.**

Повысить надежность результатов расчетов по ТЭЦ может учет **неоднозначности** (неопределенности) исходной информации.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ  
СУММАРНОЙ ТЕПЛОВОЙ  
МОЩНОСТИ ОТБОРОВ ТУРБИН ТЭЦ

В условиях, когда летние тепловые нагрузки ТЭЦ значительно отличаются от нагрузок в холодные зимние месяцы, максимальная экономия топлива достигается при условии, что отборами турбин покрывается не вся присоединенная к ТЭЦ тепловая нагрузка, а только часть ее, например, расположенная ниже линии 8-9 на рисунке 1.

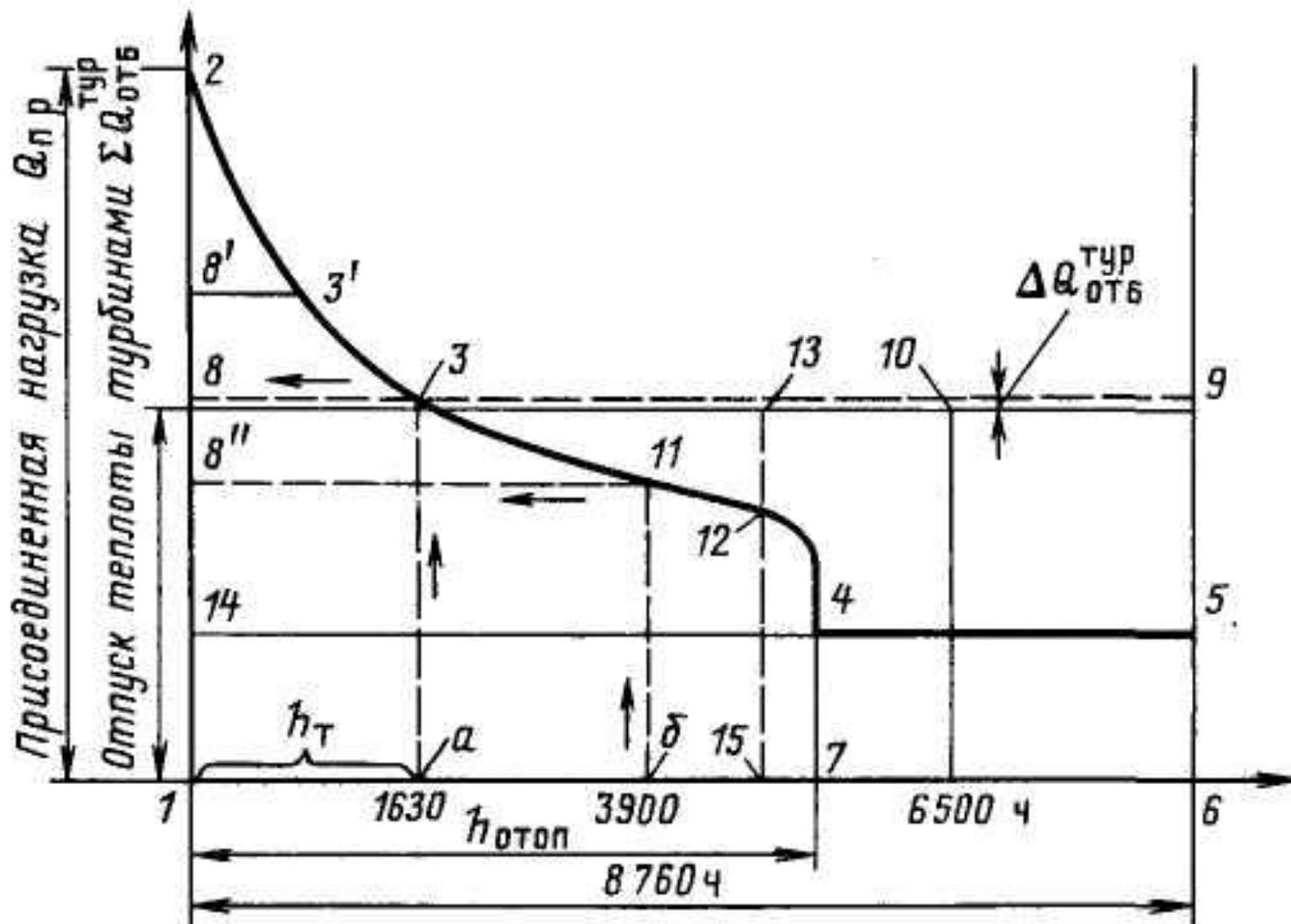


Рис. 1. Характерный для средней полосы РФ  
 годовой график расхода теплоты на отопление и  
 горячее водоснабжение

Долю тепловой нагрузки ТЭЦ, которая покрывается отборным паром турбин, называют *коэффициентом теплофикации* и обозначают  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .

Этот коэффициент может быть *часовой* и *годовой*.

Расход теплоты при расчетной для данной местности температуре наружного воздуха, так называемая *присоединенная максимальная часовая нагрузка*  $Q_{\text{пр}}$ , измеряется ординатой 1-2.

Годовой расход теплоты измеряется  
площадью *1-2-3-4-5-6-1*.

Численные значения **часового и годового**  
 $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  определяют при помощи графика на  
рис.1 по формулам :

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ч}} = \frac{\text{отрезок}(1-8)}{\text{отрезок}(1-2)}$$

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{год}} = \frac{\text{площадь}(1-8-3-4-5-6-1)}{\text{площадь}(1-2-3-4-5-6-1)}$$

Значение **часового** коэффициента  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  может быть определено также по формуле

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ч}} = \sum Q_{\text{отб}} / Q_{\text{пр}},$$

где  $\sum Q_{\text{отб}}$  — суммарный возможный часовой отпуск теплоты из отборов (противодавлений) установленных на ТЭЦ турбин.

Экономия топлива, даваемая ТЭЦ, по сравнению с экономией в так называемом **разделенном варианте** (КЭС и районная котельная) определяется уравнением:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{ЭК}} = & \mathcal{E}_{\text{Т}} (\psi \cdot b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^{\text{Т}}) - \\
 & - \mathcal{E}_{\text{К}} (\psi b_{\text{Э}}^{\text{К}} - ) b_{\text{КЭС}} + \quad (1) \\
 & + Q_{\text{Т}}^{\text{тур}} (b_{\text{КОТ}} - b_{\text{Т}})
 \end{aligned}$$

$\mathcal{E}_T$  — количество электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ комбинированным способом, кВт · ч;

$b_{КЭС}$  — удельный расход топлива на замещаемой КЭС (на отпускаемую электроэнергию), кг у.т./кВт · ч;

$b_{\mathcal{E}}^T$  — удельный расход топлива ТЭЦ на электроэнергию, вырабатываемую на ТЭЦ комбинированным способом;

$\mathcal{E}_K$  — количество электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ в конденсационном режиме, кВт · ч;

$b_{\mathcal{E}}^K$  — удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме;

$Q_T^{тур}$  — отпуск теплоты внешним тепловым потребителям из отборов турбин, ГДж;

$b_{кот}$  и  $b_T$  — удельные расходы топлива на замещаемой котельной и на теплоту, отпускаемую из отборов турбин, кг у.т./ГДж

$\Psi$  — коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, а также расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, определяемый по формуле:

$$\Psi = \Delta \mathcal{E}_{\text{сет}} / \Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}},$$

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сет}}$  — доля потерь электроэнергии в сетях от КЭС до потребителя;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н}}$  — доля расхода электроэнергии, расходуемая на собственные нужды ТЭЦ и на транспорт к потребителям;

Величина  $b_9^k$  по ряду причин больше  $b_{\text{КЭС}}$  (из-за более низкого значения  $\eta_{0i}$  вследствие нерасчетных расходов пара в частях высокого, среднего и низкого давлений турбин с отборами пара в течение большей части года, более высокого давления пара в конденсаторах и др. Кроме того, турбины с промышленным отбором пара изготавливают на начальное давление пара не выше 13 МПа, а на КЭС в основном применяется давление 24 МПа);

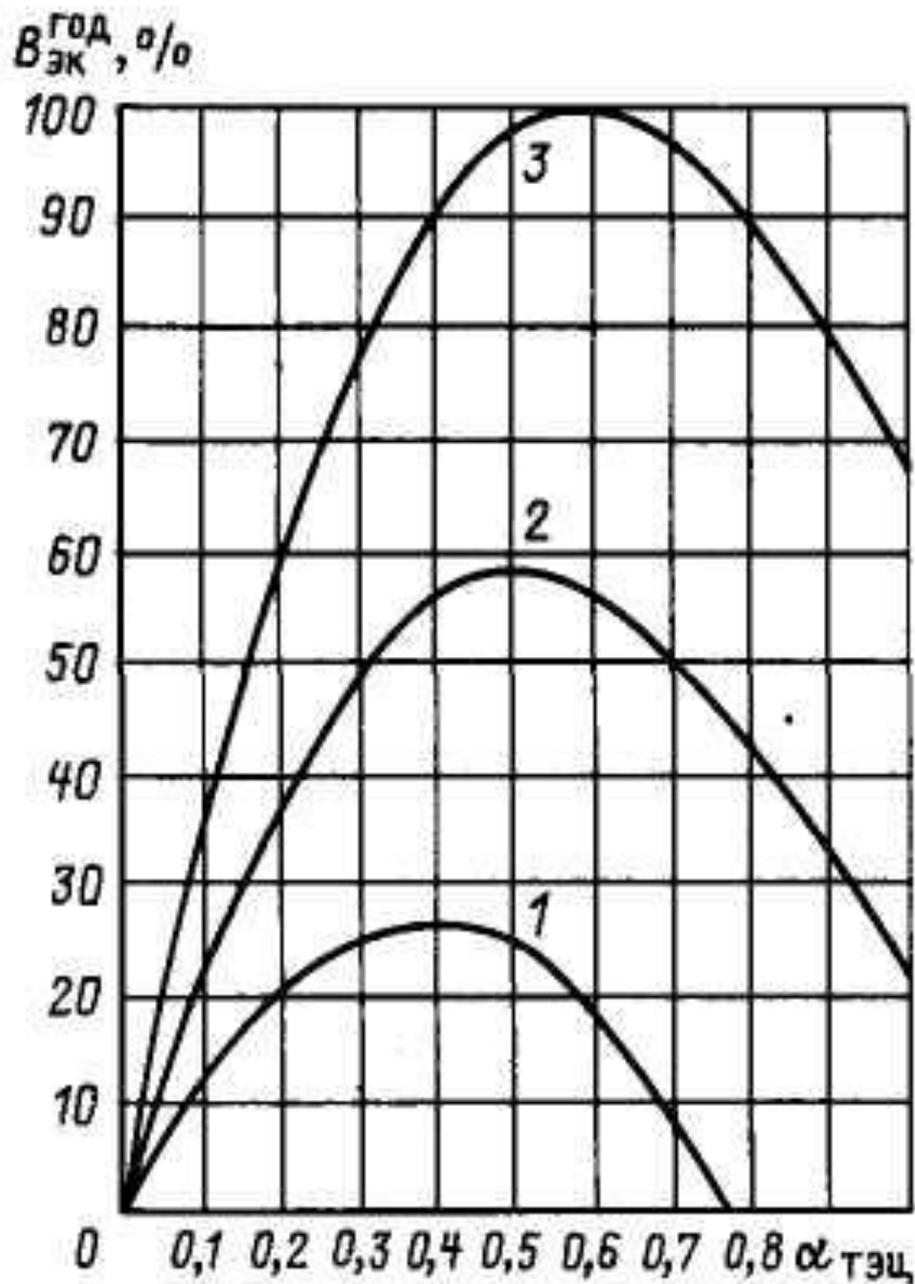


Рис. 2. Зависимость годовой экономии топлива, даваемой ТЭЦ, от  $\alpha_{ТЭЦ}$ , типа и параметров турбин:  
 1 — Т-25-35/435;  
 2 — Т- 25-90/535;  
 3 — Т-100-130/565;  
 годовой отпуск теплоты и выработка электроэнергии во всех случаях одинаковы  
 (за 100% принята экономия топлива для турбины Т-100-130/565)

С увеличением часового коэффициента теплофикации  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  абсолютная величина годовой выработки электроэнергии на тепловом потреблении  $\mathcal{E}_{\text{T}}$  всегда возрастает.

С возрастанием  $\mathcal{E}_{\text{T}}$  увеличивается первый член уравнения (1), имеющий положительный знак.

Однако, с увеличением  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  возрастает и установленная электрическая мощность теплофикационных турбин на ТЭЦ пропорционально росту  $\Sigma Q_{\text{отб}}$ , а следовательно, возрастает и вынужденная годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме работы  $\mathcal{E}_{\text{к}}$ .

Соответственно с ростом  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  увеличивается и второй член уравнения (1), имеющий отрицательный знак, что приводит к уменьшению  $B_{\text{эк}}$ .

Таким образом, с увеличением  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  будут расти как  $\dot{E}_T$ , так и  $\dot{E}_K$ , но рост их будет идти разными темпами, которые зависят от характера годового графика тепловой нагрузки.

Практически при всех реальных графиках отопительных нагрузок (рис. 1) темп роста (прироста)  $\dot{E}_T$  с увеличением  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  снижается все интенсивнее, а темп роста (прироста)  $\dot{E}_K$ , наоборот, возрастает.

Поскольку  $\dot{E}_T$  и  $\dot{E}_K$  входят в формулу (1) с разными знаками, то по мере роста  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  годовая экономия топлива  $V_{\text{эж}}$  сначала достигает максимума, а затем начинает уменьшаться и может снизиться до нуля или даже стать отрицательной (рис. 2).

Рассмотрим методику определения оптимального значения  $\alpha_{ТЭЦ}$ , при котором экономия топлива по сравнению с раздельным вариантом будет максимальной.

Вначале с увеличением  $\alpha_{ТЭЦ}$  экономия топлива  $B_{эк}$ , определяемая приростом комбинированной выработки  $\Delta Э_{Т}$ , будет превышать перерасход топлива, вызываемый соответствующим приростом конденсационной выработки  $\Delta Э_{к}$ .

Затем из-за постоянного уменьшения темпа приростов комбинированной выработки  $\dot{Э}_{Т}$  и, наоборот, увеличения темпов прироста  $\dot{Э}_{к}$  наступит момент, когда прирост экономии топлива  $\Delta B_{эк}$  станет равным нулю, а при дальнейшем увеличении  $\alpha_{ТЭЦ}$  значение  $\Delta B_{эк}$  станет отрицательным.

Значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ , при котором прирост экономии топлива изменяет знак, т. е. когда  $\Delta V_{\text{ЭК}} = 0$ , соответствует оптимальному коэффициенту теплофикации, при котором возможная годовая экономия топлива достигает максимума.

При дальнейшем повышении  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  абсолютное значение  $V_{\text{ЭК}}$  станет уменьшаться, так как приросты экономии  $V_{\text{ЭК}}$  станут отрицательными, т. е. будет иметь место «растрачивание» накопленной экономии топлива.

Отношение  $\Delta \mathcal{E}_T / \Delta \mathcal{E}_K$ , при котором прирост экономии топлива становится равным нулю, может быть найдено из уравнения (1) путем подстановки в него **значений приростов** вместо абсолютных значений:

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = \Delta \mathcal{E}_T (\psi \cdot b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^T) - \Delta \mathcal{E}_K (b_{\text{Э}}^K - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}) = 0$$

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_T}{\Delta \mathcal{E}_K} = \frac{b_{\text{Э}}^K - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}}{\psi \cdot b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^T} \Rightarrow$$

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_T}{\Delta \mathcal{E}} = \frac{\Delta \mathcal{E}_T}{\Delta \mathcal{E}_T + \Delta \mathcal{E}_K} = \frac{b_{\text{Э}}^K - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}}{b_{\text{Э}}^K - b_{\text{Э}}^T}$$

С увеличением  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  на малое значение  $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  возрастают как отпуск теплоты из отборов  $\Delta Q_{\text{отб}}$ , так и электрическая мощность турбин.

В результате наблюдается прирост  $\Delta\mathcal{E}_{\text{Т}}$  и  $\Delta\mathcal{E}_{\text{К}}$ .

Прирост комбинированной выработки  $\Delta\mathcal{E}_{\text{Т}}$ , соответствующий  $\Delta Q_{\text{отб}}$ , составит

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{Т}} = \Delta Q_{\text{отб}} \cdot \varepsilon_{\text{Т}} \cdot h_{\text{Т}}$$

где  $\Delta Q_{\text{отб}}$  — прирост отпуска теплоты внешним потребителям из отборов турбин (ГДж/ч);

$\varepsilon_{\text{Т}}$  — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (кВт · ч/ГДж);

$h_{\text{Т}}$  — число часов работы турбин с полной загрузкой теплофикационных отборов

Прирост выработки электроэнергии на конденсационном режиме при том же значении  $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  составит

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{к}} = \Delta W_{\text{э}} \cdot h_{\text{к}}$$

$\Delta W_{\text{э}}$  — прирост электрической мощности турбин, соответствующий рассматриваемому приросту  $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  и  $\Delta Q_{\text{отб}}$  для данной турбины;

$h_{\text{к}}$  — число часов работы турбин на конденсационном режиме (когда отборы турбин загружены не до предела).

Для получения связи между  $\Delta Q_{\text{отб}}$  и  $\Delta W_{\text{э}}$  введем показатель  $q_{\text{отб}}$  — **удельный отпуск теплоты** внешним потребителям, равный

$$q_{\text{отб}} = Q_{\text{отб}} / W_{\text{э}},$$

который для каждой **конкретной турбины** имеет определенное численное значение.

Для определения **оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$**  представляют интерес только режимы, когда турбины работают **с полной или почти полной тепловой нагрузкой**.

При этих режимах работы значения  $q_{\text{отб}}$  практически не отличаются от значений при **номинальных электрической и тепловой мощности турбин** и определяются по справочникам.

Запишем соотношения:

$$\Delta Q_{\text{отб}} = q_{\text{отб}} \cdot \Delta W_{\text{э}},$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{отб}} \cdot \varepsilon_{\text{т}} \cdot h_{\text{т}} = (q_{\text{отб}} \cdot \varepsilon_{\text{т}}) \cdot \Delta W_{\text{э}} \cdot h_{\text{т}};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{к}} = \Delta W_{\text{э}} \cdot h_{\text{к}};$$

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{т}}}{\Delta \mathcal{E}_{\text{к}}} = \frac{(q_{\text{отб}} \cdot \varepsilon_{\text{т}}) \cdot \Delta W_{\text{э}} \cdot h_{\text{т}}}{\Delta W_{\text{э}} \cdot h_{\text{к}}} = (q_{\text{отб}} \cdot \varepsilon_{\text{т}}) \cdot \frac{h_{\text{т}}}{h_{\text{к}}};$$

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{т}}}{\Delta \mathcal{E}_{\text{к}}} = \frac{b_{\text{э}}^{\text{к}} - \psi \cdot b_{\text{кэс}}}{\psi \cdot b_{\text{кэс}} - b_{\text{э}}^{\text{т}}} \quad (\text{получено ранее})$$

Из предыдущих равенств вытекает:

$$\left( q_{отб} \cdot \tau \right) \cdot \frac{h_T}{h_K} = \frac{b_{\text{э}}^K - \psi \cdot b_{KЭС}}{\psi \cdot b_{KЭС} - b_{\text{э}}^T} \Rightarrow$$

$$\frac{h_T}{h_K} = \frac{1}{\left( q_{отб} \cdot \tau \right) b} \cdot \frac{b_{\text{э}}^K - \psi \cdot b_{KЭС}}{\psi \cdot b_{KЭС} - b_{\text{э}}^T}; \quad (1)$$

$$\frac{h_T}{h_T + h_K} = \frac{1}{b \left( q_{отб} \cdot \tau \right)} \cdot \frac{b_{\text{э}}^K - \psi \cdot b_{KЭС}}{\psi \cdot b_{KЭС} - b_{\text{э}}^T} \quad (2)$$

**Произведение** численных значений  $\varepsilon_T$  и  $q_{отб}$  для турбин, у которых при полной тепловой нагрузке в конденсатор поступает только «вентиляционный» расход пара (например, Т-100-130, Т-250-240), при работе их с полной тепловой загрузкой **мало отличается от единицы:**

$$\varepsilon_T = W_T / Q_{отб}, \quad q_{отб} = Q_{отб} / W_\varepsilon ;$$

$$W_\varepsilon \approx W_T \Rightarrow \varepsilon_T \cdot q_{отб} \approx 1,$$

где  $W_T$  – теплофикационная мощность турбины (электрическая мощность, вырабатываемая паром отбора при полной загрузке отборов)

Для расчета таких турбин можно принимать:

$$\frac{h_T}{h_K} \cong \frac{b_{\text{э}}^{\text{К}} - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}}{\psi \cdot b_{\text{КЭС}} - b_{\text{э}}^{\text{Т}}}; \quad (1)$$

$$\frac{h_T}{h_T + h_K} \cong \frac{b_{\text{э}}^{\text{К}} - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}}{b_{\text{э}}^{\text{К}} - b_{\text{э}}^{\text{Т}}} \quad (2)$$

В пределе сумма  $h_T + h_K = 8760$  ч, т. е. равна годовому числу часов.

Обычно  $h_T + h_K < 8760$  ч, так как летом проводят плановые ремонты турбин.



Таким образом, по известным значениям  $b_{\text{э}}^{\text{к}}$ ,  $b_{\text{КЭС}}$ ,  $b_{\text{э}}^{\text{т}}$  для рассматриваемых турбин и рассчитанным по формулам (1) и (2) значениям  $h_{\text{т}}/h_{\text{к}}$  или  $h_{\text{т}}/(h_{\text{т}}+h_{\text{к}})$  можно при помощи годового графика тепловой нагрузки определить значение оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ , при котором прирост экономии топлива становится равным нулю, а абсолютное значение годовой экономии топлива  $B_{\text{эк}}$  достигает максимума.

При подобном способе определения оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  абстрагируются от конкретной единичной мощности турбин и ведут расчет по их удельным показателям (на единицу отпущенной теплоты и т. п.) или, что то же самое, при очень большом (в пределе — бесконечно большом) числе турбин данного типа.

Этот методический прием позволяет получать непрерывные (не ступенчатые) графики различных зависимостей и находить действительные оптимумы.

С учетом **единичной тепловой мощности** реальных турбин оптимальный  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  должен определяться исходя из **максимально возможного приближения** ступенчатых значений  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  к значению, найденному по удельным характеристикам, аналогично тому, как применительно к реальному сортаменту выбирается, например, конкретный диаметр трубы после определения по формулам его оптимального значения и т. п.

Рассмотренная методика определения энергетически оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  наглядно показывает, что его численное значение не зависит от таких факторов, как доля горячего водоснабжения  $\gamma_{\text{Г.В}}$ , продолжительность отопительного периода  $h_{\text{от}}$ , а также от конфигурации нижней части годового графика нагрузки (ниже горизонтали, соответствующей оптимальному  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ ).

Эти факторы **сильно влияют** на абсолютное значение годовой экономии топлива, даваемой ТЭЦ  $B_{\text{эк}}$ , но не влияют на оптимальный  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .

**Пример.** Определить оптимальное значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  для условий:  $b_{\text{кЭС}} = 0,332$  кг/(кВт·ч);  $b_{\text{э}}^{\text{Т}} = 0,15$  кг/(кВт·ч);  $b_{\text{к}}^{\text{к}} = 0,393$  кг/(кВт·ч);  $\text{э}^{\text{Т}} = 0,55$  (152 кВт·ч/ГДж);  $q_{\text{отб}} = 1,85$  (6700 кДж/(кВт·ч));  $\Psi = 1$  (топливо условное).

По формуле (2):

$$\frac{h_{\text{Т}}}{h_{\text{Т}} + h_{\text{к}}} = \frac{1}{1,85 \cdot 0,55} \frac{0,393 - 0,332}{0,392 - 0,15} \approx 0,25$$

Примем годовое число часов использования установленной электрической мощности турбин  $h_{\text{Т}} + h_{\text{к}} = 6500$  ч/год (из-за плановых ремонтов турбин и их работы летом с пониженной электрической мощностью время использования установленной электрической мощности теплофикационных турбин  $h_{\text{Т}} + h_{\text{к}}$  значительно ниже 8760 ч. Это повышает значение оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ ), тогда

$$h_{\text{Т}} \approx 0,25 \cdot 6500 = 1630 \text{ ч}$$

Выше были рассмотрены способы определения энергетически оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  по энергетическим показателям ТЭЦ, которые определяются годовой экономией топлива  $B_{\text{ЭК}}$ , даваемой ТЭЦ по сравнению с отдельным вариантом.

## Определение экономически оптимального коэффициента теплофикации

Экономически оптимальный  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ , при котором ТЭЦ дает максимальную годовую экономию приведенных затрат по сравнению с отдельным вариантом, имеет другое (меньшее) значение, чем энергетически оптимальный  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .

Объясняется это в основном разной удельной стоимостью установленного киловатта электрической мощности на ТЭЦ и КЭС, которая существенно влияет на себестоимость электроэнергии, а также неодинаковыми расходами на обслуживающий персонал, собственные нужды и др.

Так, на **КЭС** при мощности турбин 200÷500 МВт **стоимость 1 кВт** установленной мощности конденсационных турбин составляет примерно **20 тыс. руб** (на 2010 г.).

На **отопительных ТЭЦ** стоимость 1 кВт установленной мощности на теплофикационных турбинах типа Т примерно **на 40 %** выше, чем на КЭС.

На **производственных ТЭЦ** стоимость 1 кВт установленной мощности на теплофикационных турбинах типа ПТ примерно **на 70 %** выше, чем на КЭС.

Значение экономически оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  может быть определено по изменению знака прироста экономии приведенных затрат  $\Delta Z_{\text{эк}}$ .

Годовая экономия приведенных затрат на ТЭЦ определяется в основном экономией затрат на топливо за вычетом дополнительных затрат, связанных с более высокими капиталовложениями на сооружение ТЭЦ по сравнению с раздельной схемой и вычисляется по формуле

$$\Delta Z_{\text{эк}} = B_{\text{эк}} \cdot z_{\text{топ}} - W_{\text{э}} \left[ \left( k_{\text{ТЭЦ}} - \cdot k_{\text{разд}} \right) (E_{\text{н}} + f) + \text{доп} \right]$$

- $B_{\text{эк}}$  – **ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА** на ТЭЦ по сравнению с отдельным вариантом, т.у.т./год;
- $z_{\text{т}}$  – удельные **затраты** на условное **топливо**, руб/т;
- $W_{\text{э}}$  – установленная электрическая **мощность** ТЭЦ, кВт;
- $k_{\text{ТЭЦ}}$  – удельная **стоимость** установленного **киловатта** на **ТЭЦ**, включая пиковую котельную (руб/кВт);
- $k_{\text{разд}}$  – удельная **стоимость** установленного **киловатта** при отдельном варианте (**КЭС** плюс стоимость районных котельных) с учетом разной стоимости тепловых сетей при ТЭЦ и КЭС (руб/кВт);
- $E_{\text{н}}$  – **нормативный коэффициент** отчислений от капиталовложений, равный 0,12÷0,15;
- $f$  – доля ежегодных отчислений на **амортизацию, текущий ремонт** и другие расходы (по нормам), процент капиталовложений;
- $z_{\text{доп}}$  — удельные **дополнительные** годовые **затраты** на ТЭЦ по сравнению с годовыми затратами при отдельном варианте, отнесенные к установленному киловатту. При предварительных расчетах последним членом можно, как правило, пренебречь.

Для определения экономически оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  применим использованный ранее метод сопоставления приростов

$$\Delta Z_{\text{ЭК}} = f(\Delta Q_{\text{отб}})$$

Величина  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  достигает оптимального (переломного) значения при условии, когда

$$\Delta Z_{\text{ЭК}} = 0,$$

или в развернутом виде

$$\Delta Z_{\text{ЭК}} = \Delta B_{\text{ЭК}} \cdot Z_{\text{топ}} - \Delta W_{\text{э}} \left[ (k_{\text{ТЭЦ}} - k_{\text{разд}})(E_{\text{н}} + f) + \text{доп} \right] =$$

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{T}} (\psi \cdot b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^{\text{T}}) - \Delta \mathcal{E}_{\text{К}} (b_{\text{Э}}^{\text{К}} - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}); \quad (1)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = (q_{\text{отб}} \cdot \mathcal{E}_{\text{T}}) \cdot \Delta W_{\text{Э}} \cdot h_{\text{T}}; \quad \Delta \mathcal{E}_{\text{К}} = \Delta W_{\text{Э}} \cdot h_{\text{К}}; \quad (2)$$

$$\Delta B_{\text{ЭК}} = \Delta W_{\text{Э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{T}} \cdot q_{\text{отб}} \cdot h_{\text{T}} \cdot (\psi b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^{\text{T}}) - \Delta W_{\text{Э}} \cdot h_{\text{К}} (b_{\text{Э}}^{\text{К}} - \psi b_{\text{КЭС}}); \quad (3)$$

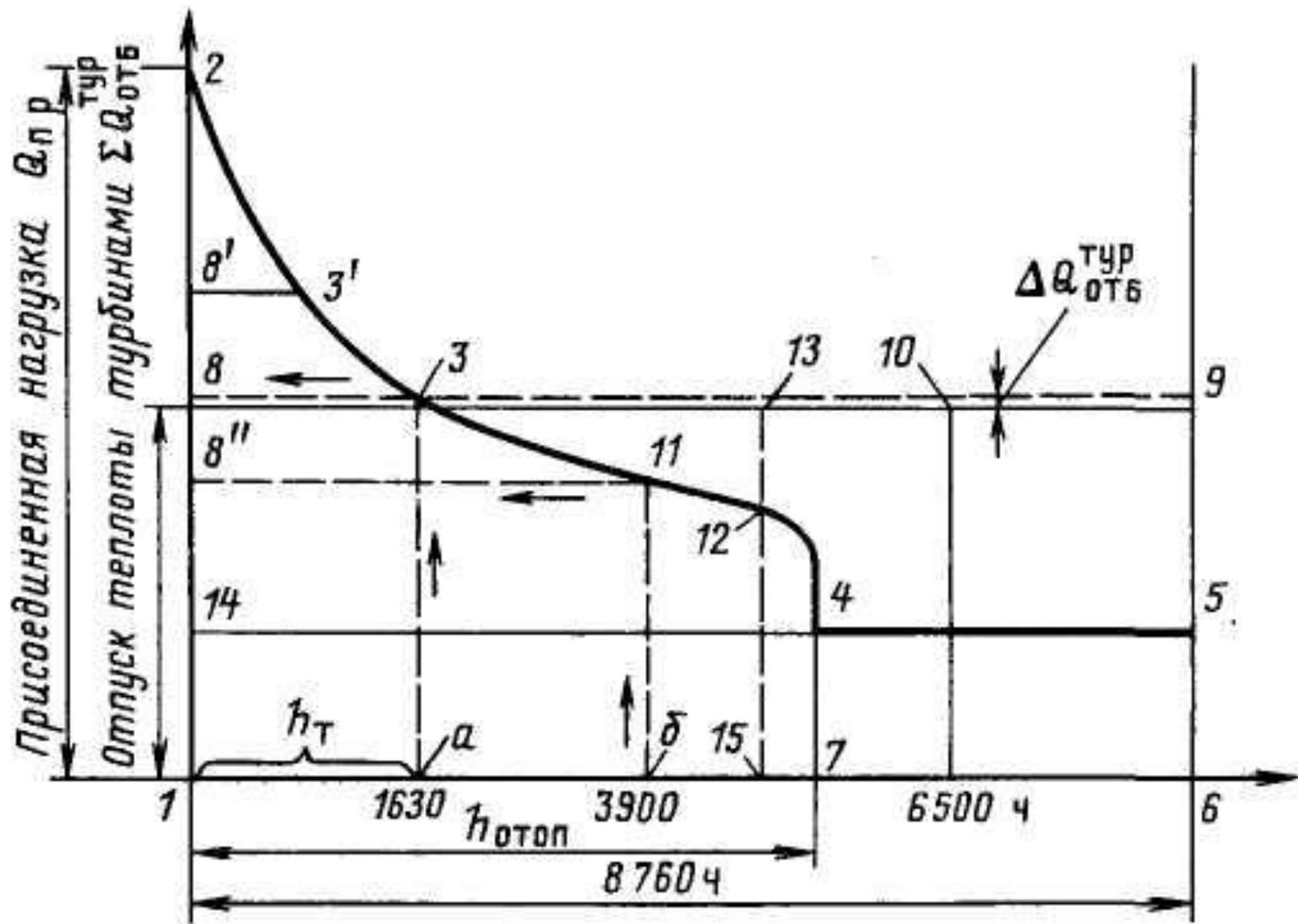
$$\begin{aligned} & h_{\text{T}} \cdot q_{\text{T}} \cdot q_{\text{отб}} (\psi b_{\text{КЭС}} - b_{\text{Э}}^{\text{T}}) - b_{\text{К}} (b_{\text{Э}}^{\text{К}} - \psi \cdot b_{\text{КЭС}}) = \\ & = \frac{(k_{\text{ТЭС}} - \psi \cdot k_{\text{разд}})(E + f) + \text{доп}}{3_{\text{ТОП}}} \end{aligned} \quad (4)$$

Так как сумма  $h_T + h_K$  задана, выражение (4) содержит только одно неизвестное  $h_T$  и легко решается. По графику тепловых нагрузок определяется  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .

Чем больше  $h_T$  (число часов в году, когда теплофикационные отборы турбин загружены до предела), тем меньше оптимальный коэффициент теплофикации  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .

Экономически оптимальный  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  тем меньше, чем больше разница удельных стоимостей ТЭЦ и КЭС  $k_{\text{ТЭЦ}} - \psi \cdot k_{\text{разд}}$  и чем меньше удельные затраты на топливо  $z_{\text{топ}}$ .

На величину  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  существенно влияет также число использования установленной электрической мощности турбин  $(h_T + h_K)$ .



- Для правильного определения оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  важно учесть **неизбежную неоднозначность исходной информации**, под которой понимается невозможность точного определения численного значения целого ряда данных. Как правило, более или менее точно могут быть определены только пределы, в которых они могут изменяться.
- Рассматриваемый метод позволяет учесть неоднозначность исходной информации. Так, подставляя в формулу (4) **возможные пределы колебания** значений влияющих факторов  $z_{\text{топ}}$ ,  $k_{\text{ТЭЦ}}$ ,  $k_{\text{разд}}$ ,  $b_{\text{КЭС}}$ ,  $b_{\text{э}}^{\text{к}}$  и др. находят несколько соответствующих значений  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .
- Знание зоны оптимальных значений  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  позволяет наиболее обоснованно, с учетом направленности возможных погрешностей при определении значений исходных величин, **выбирать оптимальное число турбин на ТЭЦ, их типы и единичные мощности.**

- **Единичные мощности** применяемых реальных турбин **изменяются ступенчато**, поэтому  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  также может изменяться только ступенчатым образом. Из-за этого возникает вопрос, **как выбирать турбины**, зная значение оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ .
- Когда число турбин на ТЭЦ превышает **три-четыре** агрегата, **ступенчато-оптимальное** значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  по известному предельно оптимальному его значению определяется однозначно.
- Так, например, если предельно оптимальное значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  для данного типа турбин примерно равно 0,6 (кривая 3 рис. 2), а единичная мощность турбин такова, что интервал ступенчатого изменения  $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  равен 0,2 присоединенной тепловой нагрузки, то оптимальное число турбин равно  $0,6/0,2 = 3$ , а ступенчато-оптимальное значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  совпадает с предельно оптимальным.

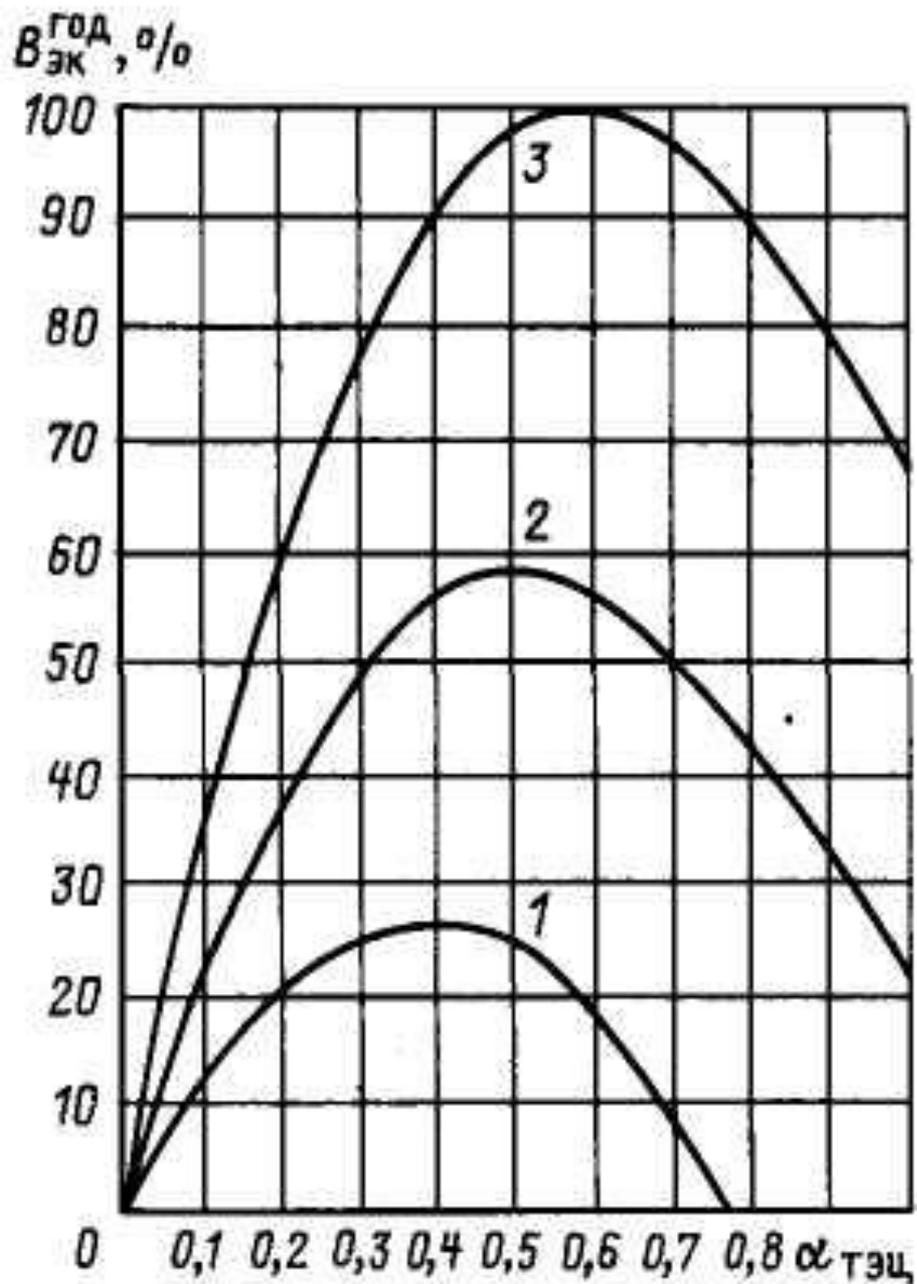


Рис. 2. Зависимость годовой экономии топлива, даваемой ТЭЦ, от  $\alpha_{ТЭЦ}$ , типа и параметров турбин:  
 1 — Т-25-35/435;  
 2 — Т- 25-90/535;  
 3 — Т-100-130/565;  
 годовой отпуск теплоты и выработка электроэнергии во всех случаях одинаковы  
 (за 100% принята экономия топлива для турбины Т-100-130/565)

Если же интервал возможного ступенчатого изменения  $\Delta\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  равен, например, 0,25 при данных турбинах, то ступенчатые значения  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  могут составить только 0,5 или 0,75.

Иными словами, могут быть установлены две или три турбины.

Значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$  ближе к оптимальному значению  $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,6$ , поэтому в данном случае предпочтительнее установить две турбины, а не три, если против этого нет каких-либо дополнительных противопоказаний (например, по условиям резервирования).

При этом надо учитывать, что если при двух соседних ступенчатых значениях  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  ЭКОНОМИЯ топлива и приведенных затрат различается незначительно и роста тепловых нагрузок в ближайшие годы не предвидится, то предпочтение следует, как правило, отдавать ТЭЦ меньшей мощности.

При этом уменьшится годовой расход топлива на ТЭЦ, которая располагается обычно недалеко от предприятия или города.

Поэтому уменьшение их мощности снижает загрязнение окружающей среды в районе предприятия и города.

Как известно, кривые  $V_{\text{эк}}$  и  $Z_{\text{эк}}$  **около максимальных своих значений изменяются плавно** (рис. 2), поэтому вынужденные умеренные отклонения ступенчатых значений  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  от предельно оптимального значения не вызывают обычно больших отклонений от теоретически максимально возможной экономичности.

На ТЭЦ устанавливают, как правило, **не меньше двух-трех турбин**, в связи с чем при обычном значении оптимального  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ , примерно **равном 0,5**, вынужденное ступенчатое значение  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  **не приводит** к существенному снижению экономичности ТЭЦ.

Описанным методом можно определять оптимальный  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$  и при **промышленных паровых нагрузках** – по известному их годовому графику и рассмотренным формулам.

В этом случае, однако, **неоднозначен выбор оптимального числа турбин**, например, типа ПТ по известному  $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ , так как если у турбин типа Т тепловая мощность отбора **однозначна**, например 185÷200 МВт для турбин типа Т-100-130, то для турбин с двумя регулируемыми отборами типа ПТ значения тепловой мощности **отбора П** сильно изменяются в зависимости от загрузки **отбора Т**.

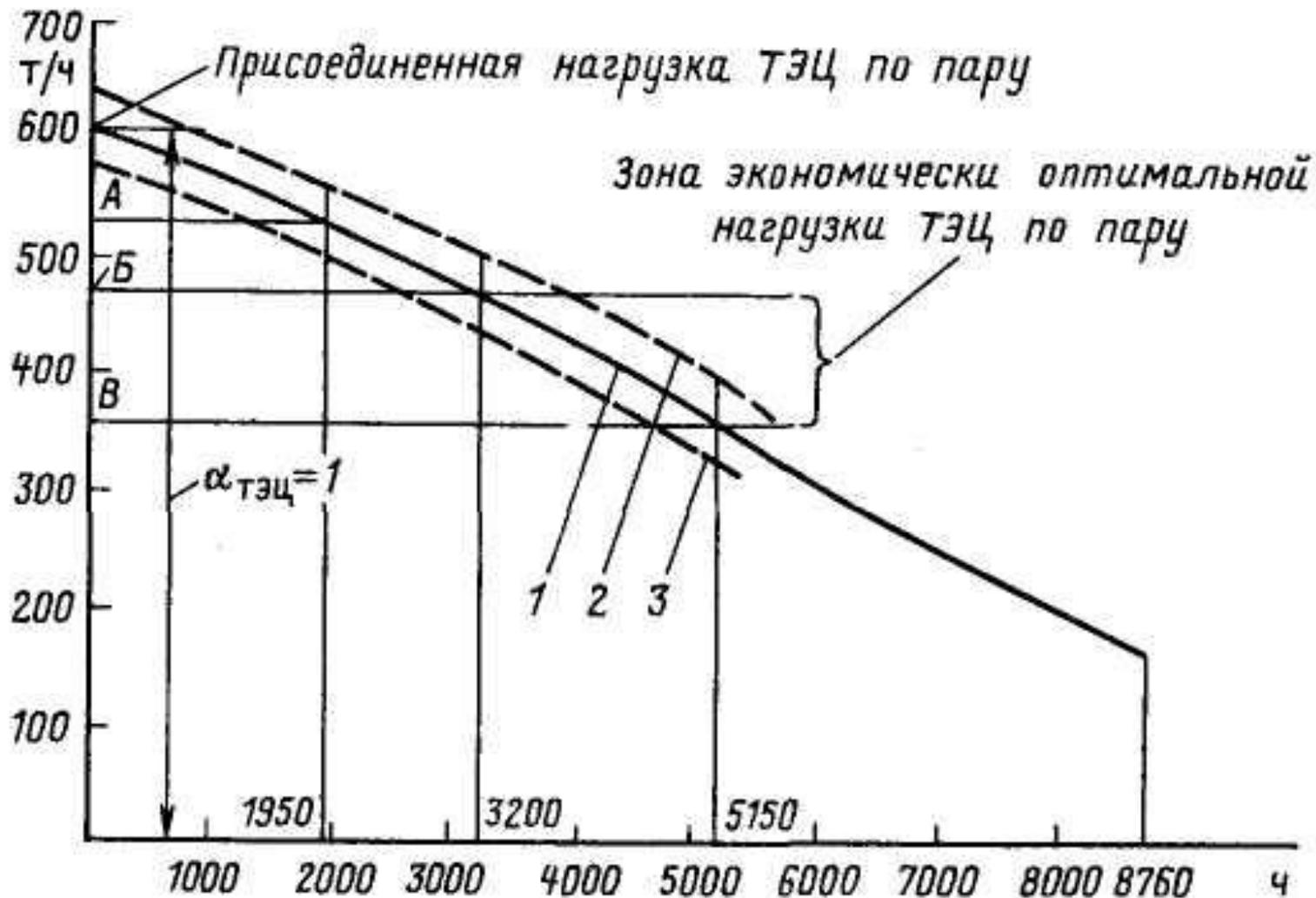


Рис. 5. Годовой график нагрузки по пару заводской ТЭЦ (после вычета пара утилизационных установок): 1— график, построенный по среднемесячным значениям фактических расходов пара; 2,3 — графики, оконтуривающие суточные и часовые отклонения фактических расходов пара от среднемесячных (2— превышения; 3 — понижения)

Соотношение тепловых мощностей отборов П и Т может изменяться в значительных пределах. Так, у турбины ПТ-60-130 номинальный расход пара отбора П равен 115 т/ч при отборе Т, равном 85 т/ч, а максимальный — 230 т/ч при закрытом отборе Т.

Возникает вопрос, по какому расходу пара отбора П надо выбирать число турбин ПТ на ТЭЦ.

Как показали исследования, данный расход пара в отборе П зависит от большого числа разнородных факторов, в том числе и от роли ТЭЦ в балансировании приходов и расходов пара на заводе при широком использовании ВЭР.

В большинстве случаев данный расход пара в отборе П, лежит между максимальным и номинальным значениями.