

## Технико-икономически показатели на ТЕЦ Основни технически данни за отчетния период

Отчетен период – смяна, денонощие, месец и т.н.

### 1. Произведена електроенергия - $\mathcal{E}$ .

$$\mathcal{E}_{ТЕЦ}^{бр.} = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i \quad n = \text{броя на турбоагрегатите в централата};$$

$\mathcal{E}_i$  – от електромерите на всеки генератор.

Част от  $\mathcal{E}_{ТЕЦ}^{бр.}$  се използва за собствени нужди.

Отчитането на технико-икономическите показатели се осъществява на базата на brutното електропроизводство.

### 2. Отпусната топлинна енергия.

ТИП се отчитат на основата на brutното електропроизводство и нетната топлинна енергия отпусната за външни консуматори, за централи с комбинирано производство.

$$Q_{omn} = Q_{omn}^{консум} + Q_{omn}^{сн}$$

$$Q_{omn} = Q_{omn}^n + Q_{omn}^m$$

$$Q_{omn}^n = \sum_{i=1}^n Q_n^i + \sum_{j=1}^m Q_{POY}^j + \sum_{k=1}^{\psi} Q_{върх}^k \quad - \text{отпусната топлина с парата};$$

$$Q_{omn}^m = \sum_{i=1}^n Q_m^i + \sum_{x=1}^l Q_{БК}^x \quad - \text{отпусната топлина с горещата вода}.$$

Обикновено топлината на парата отпусната от регулируеми топлофикационни паротнемания на турбината, се използва за подгриване на мрежовата вода за централизирано топлоснабдяване. Ето защо съгласно нашето приемане тази топлина ще считаме, че е отдадена с горещата вода.

- Топлина отпусната с пара от  $i$ -та турбина е:

$$Q_n^i = D_n^i \left[ \underbrace{h_n^i}_{[kJ/kg]} - (\varphi_1 h_{ДВ} + \varphi_2 h_{вр.к.}) \right] 10^{-3}, \quad GJ$$

$$\varphi_1 + \varphi_2 = 1$$

- Топлина отпусната с парата от  $j$ -то РОУ

$$Q_{POY}^j = D_{POY}^j \left[ h_{POY}^j - (\varphi_1 h_{ДВ} + \varphi_2 h_{вр.к.}) \right] 10^{-3}, \quad GJ$$

- Топлина отпусната с парата от  $k$ -тия върхов котел.

$$Q_{върх}^k = D_{върх}^k \left[ h_{върх}^k - (\varphi_1 h_{ДВ} + \varphi_2 h_{вр.к.}) \right] 10^{-3}, \quad GJ$$

- Топлина отпусната от  $i$ -та турбина с пара за подгриване на мрежовата вода е:

$$Q_m^i = \underbrace{D_{MB}^i}_{[t]} \left( \underbrace{h_{MB}''}_{[kJ/kg]} - h_{MB}' \right) \frac{1}{\eta_{BH}} 10^{-3}, \quad GJ$$

- Топлина отпусната с горещата вода от х<sup>Т</sup>ИЯ водогреен котел е:

$$Q_{BK}^x = D_{BK}^x (h_B'' - h_B') 10^{-3}, \quad GJ$$

### 3. Разход на гориво .

- Измерване на разхода на газово гориво.
- Измерване на разхода на течно гориво.
- Измерване на разхода на твърдо гориво.

$$B_H = B_{II} - (B_C'' - B_C'), \quad t$$

$$B_C = \underbrace{\rho}_{[kg/m^3]} \cdot V \cdot 10^{-3}, \quad t$$

Рамки с размер 1x1x0,5 [m]

+	o	□	x
o	+	x	□
□	x	+	o
x	□	o	+

- + - рамки в основата на фигурата;
- x - рамки на ниво 4 m;
- o - рамки на ниво 8 m;
- - рамки на ниво 12 m;

### 4. Топлина на изгаряне

$$Q_i^r; Q_s^r$$

$$Q_i^r = f(A^{r(d)}, W^r) \quad \text{калориметрична бомба}$$

Усредняването на качеството на горивото за отделния период се осъществява по формулата:

$$Q_i^r = \frac{\sum_{i=1}^n B_H^i \cdot (Q_i^r)_i}{\sum_{i=1}^n B_H^i}, \quad kJ / kg$$

### 5. Коефициенти за разпределение на изразходваното гориво при комбинирано производство.

Приемаме, че в една централа има:

- Кондензационна част – производство само на ел.енергия;
- Отоплителна част – производство само на топлинна енергия;
- Част ТФЕЦ – комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Разпределение на изразходваното гориво –  $B$

$B_{ел} = \beta_1 \cdot B$ ,  $t$  - разход на гориво за производство на електроенергия от кондензационната част.

$B_m = \beta_2 \cdot B$ ,  $t$  - разход на гориво за производство на топлинна енергия от отоплителната част.

$B_{комб} = B - (B_{ел} + B_m) = B [1 - (\beta_1 + \beta_2)]$ ,  $t$  - разход на гориво за част ТФЕЦ.

$$B = B_n + B_{m2} + B_2$$

$B_n$  - разход на твърдо гориво;

$B_{m2}$  - разход на течно гориво;

$B_2$  - разход на газ.

$$\beta_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Q_{K.ел}^i}{\eta_{ПГ.ел}^i} \cdot 10^3}{B_n Q_i^r + B_{m2} \cdot Q_{m2} + B_2 \cdot Q_2}$$

$Q_{K.ел}^i$  - количество топлина получено в  $i$ -тия котел, отдаващ топлината си само за производство на електроенергия, GJ.

$$\beta_2 = \frac{\sum_{j=1}^m \frac{Q_{K.m}^j}{\eta_{ПГ.m}^j} \cdot 10^3}{B_n Q_i^r + B_{m2} \cdot Q_{m2} + B_2 \cdot Q_2}$$

$Q_{K.m}^j$  - количество топлина получено в  $j$ -тия котел, отдаващ топлината си само за производство на топлинна енергия, GJ.

$B_{комб}$  също трябва да бъде разпределено между двата вида производство, независимо че е изразходвано заедно.

$$B_{комб}^{ел} = B_{комб} \cdot \alpha$$

$$B_{комб}^m = B_{комб} - B_{комб}^{ел} = B_{комб} (1 - \alpha)$$

$$\alpha = \frac{Q_{ел}}{Q_K^{бр} \cdot \eta_{тн}}$$

$Q_{ел}$  - количествата топлина, използвани за производство на ел.енергия в турбините с регулируеми паротнемания.

$$Q_{ел} = Q_K^{бр} \cdot \eta_{тн} - \sum_{i=1}^n Q_{П}^i - \sum_{j=1}^m Q_m^j - \sum_{x=1}^{\psi} Q_{POY}^x$$

$$Q_K^{бр} = \sum_{i=1}^n Q_K^{бр.i}, \quad GJ$$

$$Q_K^{бр.i} = \left[ D_{III}^i \cdot h_{III}^i + D_{МПП}^i (h_{ГМП} - h_{СМП}) - D_{П6}^i \cdot h_{П6}^i + D_{np}^i h_{np}^i - D_{енр}^i \cdot h_{енр}^i \right] 10^{-3}, \quad GJ$$

## 6. Загуби на пара и кондензат в електроцентралата.

$$D_{np} = D_{m} \frac{S_{не} - S_n}{S_{np} - S_{не}}$$

$S_{не}$  - солесъдържание на питателната вода, [mg/l].

$S_n$  - солесъдържание на парата, [mg/l].

7. Температура на изходящи газове.

8. Коефициент на излишък на въздух.

$$\alpha \approx \frac{RO_2^{\max}}{RO_2} \quad RO_2 - \text{резултат от газовия анализ.}$$

$$RO_2^{\max} = \frac{V_{RO_2}^o}{V_{CF}^o} \cdot 100, \% \quad \text{или} \quad RO_2^{\max} = \frac{RO_2}{100 - 4,76 \cdot O_2} \cdot 100, \%$$

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2} - \text{пълно горене;}$$

$$\alpha = \frac{21}{21 - (O_2 - 2CH_4 - 0,5 \cdot CO - 0,5 \cdot H_2)}$$

9. Налягане в кондензатора -  $P_K$ , [mmHg; %].

Абсолютното налягане в кондензатора се определя:

$$P_K = B - H, \quad [mmHg]$$

$B$  - барометрично налягане;

$H$  - вакуум измерен в [mmHg].

$$P_K = \frac{B - H}{7,5}, \quad [kP]$$

$$V = \frac{H}{B} \cdot 100, \quad \%$$

## Топлинен баланс и икономичност на инсталацията

### 1. Топлинен баланс на котела.

$$Q_p^r = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad kJ / kg$$

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad \%$$

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_p^r} \cdot 100, \quad \%$$

### 2. Разполагаема топлина: - $Q_p^r$

$$Q_p^r = Q_i^r + Q_{\text{възд}} + Q_{\text{зоп}}, \quad kJ / kg$$

$$Q_{\text{възд}} = \alpha'_{\text{ВП}} \cdot 0,35 (t_{\text{КФ}}'' - t_{\text{СВ}}) (1 + 0,0006 \cdot W^{\text{np}}) \cdot Q_i^r \cdot 10^{-3}, \quad kJ / kg$$

$\alpha'_{\text{ВП}}$  - коефициент на излишък на въздух пред въздухоподгревателя.

$$W^{\text{np}} = \frac{W^r \cdot 10^4}{Q_i^r} - \text{приведената влага, [g/MJ]}$$

$$Q_{\text{зоп}} = c_{\text{зоп}} \cdot t_{\text{зоп}}, \quad kJ / kg$$

### 3. Полезно използвана топлина.

$$Q_1 = \frac{Q_K^{\text{оп}}}{B}, \quad [kJ / kg]$$

### 4. Загуба на топлина с изходящите газове.

Загубите на топлина с изходящи газове се определя по зависимостта в зависимост от това какъв вид гориво се използва:

➤ За мазут, природен газ и въглища „АШ” и „Т”.

$$q_2 = \left( k \alpha_{\text{изх.г}} + c \right) \left( t_{\text{изх.г}} - \frac{\alpha_{\text{изх.г}}}{\alpha_{\text{изх.г}} + B} \cdot t_{\text{СВ}} \right) \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) \cdot A_t \cdot K_Q \cdot 10^{-2}, \quad \%$$

$k, c, B$  - коефициенти, зависещи от вида и приведената влага на горивото.

Вид на горивото	k	c	B
Въглища марка АШ, Т	3,5+0,008.W <sup>np</sup>	0,32+0,016.W <sup>np</sup>	0,11
Мазут	3,494+0,008.W <sup>np</sup>	0,437+0,016.W <sup>np</sup>	0,13
Природен газ	3,52	0,63	0,18

$A_t$  - коефициент, отчитащ влиянието на температурата на изходящите газове върху енталпията на продуктите на горене.

$$A_t = 1 + 0,013 \cdot \frac{t_{\text{изх.г}} - 150}{100}$$

$K_Q$  - коефициент, отчитащ допълнителната топлина, внесена в пещта с подгретите извън котела гориво и въздух.

$$K_Q = \frac{I}{I + \frac{Q_{\text{зоп}}}{Q_i^r} + \frac{Q_{\text{възд}}}{Q_i^r}}$$

$$\alpha = f(O_2)$$

➤ За лигнитни и кафяви въглища.

$$q_2 = \left[ \left( A + B \frac{t_{\text{изх.г}}}{100} + C \cdot 4,19 \cdot \frac{W^{np}}{100} \right) \frac{t_{\text{изх.г}}}{100} + D \alpha_{\text{изх.г}} \cdot \frac{\Delta t}{100} \right] \cdot (1 + 0,0006 \cdot 4,19 \cdot W^{np}) \left( 1 - P \frac{q_4}{100} \right) + \Delta q_2, \%$$

A, B, C, D, P – коефициенти.

Вид въглища	$W^{np}, [g/MJ]$	A	B	C	D	P
Лигнитни– Софийски басейн	20÷60 60÷?	0,5986	0,038	0,366	3,393	0,78
Лигнитни– останали басейни	100÷250 250÷?	0,5686	0,038	0,366	3,427	0,78
Кафяви	0÷419	0,467	0,038	0,419	3,427	0,90

$$\Delta t = t_{\text{изх.г}} - 0,98 t_{\text{с.в.}}, \text{ } ^\circ C$$

$$\Delta q_2 \approx 0,2 \cdot a_{\text{отн}} \cdot A^{np} \cdot t_{\text{изх.г}} \cdot 10^{-4}, \%$$

$$A^{np} = \frac{A^r \cdot 10^4}{Q_i^r} \cdot 10^{-4}, \text{ } g / MJ$$

Ако температурата на изходящите газове се отличава с повече от  $\pm 20$  °C от 160 °C (при тази температура са приети специфичните топлини на въздуха и водните пари), за по-голяма точност е желателно топлинните загуби с изходящите газове да бъдат коригирани по формулата:

$$q_2(t) = q_2 \left( 1 + 0,012 \cdot \frac{t_{\text{изх.г}} - 160}{100} \right), \%$$

5. Загуба на топлина от химическо недоизгаряне на горивото.

Наличието на CO, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> и др. в димните газове е критерий за химично недоизгаряне.

$$q_3 = A \cdot \alpha_{\text{изх.г}} \cdot CO, \%$$

A = 3,35 - за кафяви въглища.

За лигнитни въглища:

A	3,54	3,74	3,93	4,13
W <sup>np</sup>	628	1047	1466	1885

6. Загуба на топлина от механично недоизгаряне на горивото.

$$q_4 = \left( a_{c2} \frac{\Gamma_{c2}}{100 - \Gamma_{c2}} + a_{отн} \frac{\Gamma_{отн}}{100 - \Gamma_{отн}} \right) \frac{328 \cdot A^{\Gamma}}{Q_i^r}, *100\%$$

$a_{c2}, a_{отн}$  - частта на пепелта, отделена като сгурия и на отнесената с димните газове пепел, %

$$a_{c2} + a_{отн} = 1$$

$\Gamma_{c2}, \Gamma_{отн}$  - процентното съдържание на недоизгорялото гориво в сгурията и в отнесеното с димните газове.

$$a_{c2} = \frac{G_{c2} (100 - \Gamma_{c2})}{B \cdot A^{\Gamma}} 100, \%$$

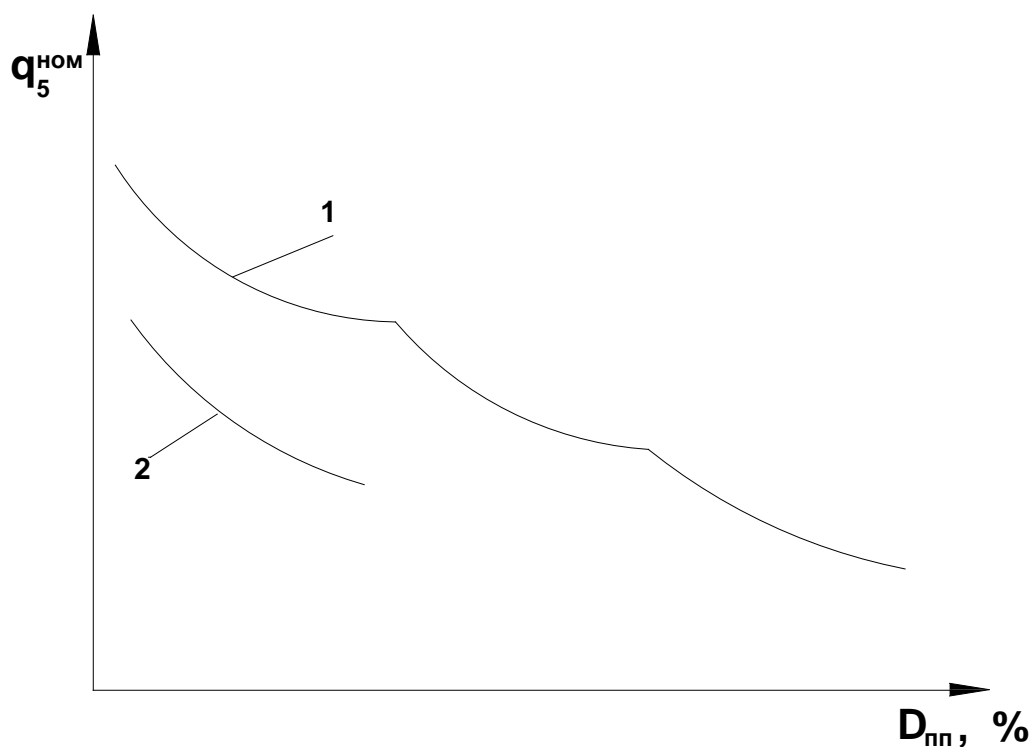
$G_{c2}$  - количество на сгурията по време на опита;

$B$  - разхода на гориво по време на опита.

$$a_{отн} = 1 - a_{c2}$$

7. Загуби на топлина от топлообмен с околната среда.

$$q_5 = q_5^{ном} \frac{D_{пп}^{номин}}{D_{пп}}$$



1- парогенератор с конвективна част;

2- парогенератор без конвективна част.

8. Загуба на топлина с физическата топлина на сгурията.

$$q_6 = \frac{A^r \cdot a_{c2} \cdot c_{c2} \cdot t_{c2}}{100(100 - \Gamma_{шл}) \cdot Q_i^r} \cdot 100 \quad \%$$

$t_{c2} = 600 \text{ } ^\circ\text{C}$  - при твърдо сгуроотделяне;

$$t_{c2} = t^T + 100$$

$t^T$  - температура на топене на сгурията.

$q_6$  се определя само ако:

$$A^r \geq \frac{Q_i^r}{419}, \quad \%$$

### Топлинен баланс и икономичност на паротурбинна инсталация

$$Q_I = Q_{ел} + Q_T$$

$Q_T$  - топлина за топлинна енергия.

$$Q_{ел} = 3600 \cdot P_T + \Delta Q_K, \quad [kJ]$$

$\Delta Q_K$  - загуба в кондензатора.

$P_T$  - вътрешна електрическа мощност на вала на турбината, kW.

$$q_T^{бр.} = \frac{Q_{ел}}{P_\Gamma} = \left( 3600 + \frac{\Delta Q_K}{P_T} \right) \frac{1}{\eta_{ем}}$$

$$P_T = \frac{P_\Gamma}{\eta_{ем}}$$

$P_\Gamma$  - електрическа мощност, измерена на клемите на генератора.

$\eta_{ем}$  - електромеханичен КПД

$$\eta_T^{бр.} = \frac{3600}{q_T^{бр.}}$$

$q_T^{бр.}$  - количество топлина, изразходвано за производство на 1 kWh електрическа мощност.

### Специфичен разход на условно гориво за производство на електроенергия

Основните ТИП са : 1. специфичен разход на условно гориво;  
2. разход на електроенергия за собствени нужди.

Съществува прав и обратен баланс за изчисляване на специфичния разход на условно гориво. Като разликите между двете изчисления не трябва да превишава 2,5%.

- Специфичният разход на условно гориво за електроенергия се изчислява по прав баланс → фактически.
- Специфичният разход на условно гориво по обратен баланс → изчислителен.



1. Фактически специфичен разход на условно гориво за производството на електроенергия.

➤ Фактически специфичен разход на условно гориво за производството на електроенергия в кондензационни централи.

$$b_{ел} = \frac{B^{ел} \cdot 10^3}{E_{ел}}, \quad g / kWh;$$

$$E_{ел}, \quad [MWh]$$

$$B^{ел}, \quad [t]$$

За кондензационни централи  $B^{ел} \equiv B$

$$B = \frac{B_H \cdot Q_i^r + B_{ТГ} \cdot Q_{ТГ}^r + B_{Г} \cdot Q_{Г}^r}{29330}, \quad [t]$$

$$Q_i^r, \quad [kJ / kg]$$

$$B_H, \quad [t]$$

$$B_{ТГ}, \quad [t]$$

$$B_{Г}, \quad [nm^3]$$

➤ Фактически специфичен разход на условно гориво за производството на електроенергия в централи с комбинирано производство:

Без отчитане на топлината за собствени нужди:

$$b_{ел_1}^{комб} = \frac{B_{ел_1}^{комб} \cdot 10^3}{E^{комб}}$$

## Изчислителен специфичен разход на условно гориво за производството на електроенергия (обратен баланс)

$$b_{ел}^u = b_{ел}^n + \sum \Delta b_{ел}, \quad g / kWh$$

$b_{ел}^n$  - СРУГ за производство на електроенергия при нормални условия.

$\sum \Delta b_{ел}$  - алгебрична сума на отклоненията на специфичния разход на условно гориво за производство на електроенергия поради нарушаване на нормалните условия.

$$b_{ел}^u = \frac{q^{бр.}}{29,3}, \quad g / kWh \quad q^{бр.} - \text{специфичният разход на топлина за } 1 \text{ kWh}$$

произведена електроенергия,  $kJ / kWh$ .

$$q^{бр.} = \frac{3600}{\eta_{ТЕЦ}^{бр.}}, \quad kJ / kWh \quad \eta_{ТЕЦ}^{бр.} - \text{брутния КПД на електроцентрала /или на}$$

онази част, която е свързана с производството на електроенергия/.

$$\eta_{ТЕЦ}^{бр.} = \eta_{ПГ}^{бр.} \cdot \eta_T^{бр.} \cdot \eta_{ПТ}^{бр.} \cdot \eta_{СЗ}^{бр.}$$

$\eta_{ПГ}^{бр.}$  - брутен КПД на котела;  
 $\eta_T^{бр.}$  - брутен КПД на турбоагрегата;  
 $\eta_{ПТ}^{бр.}$  - брутен КПД на топлинния поток;  
 $\eta_{СЗ}^{бр.}$  - брутен КПД на сушилния поток.

КПД се отчитат по номограми за разход на топлина, които са номинални за съответните съоръжения.

### Специфичен разход на условно гориво за производство на топлинна енергия

1. Фактически специфичния разход на условно гориво за производство на топлинна енергия.

- без отчитане на собствените нужди:

$$b_{Т.1} = \frac{B_{Т.1} \cdot 10^3}{Q_{омн}^K}, \quad kg / GJ$$

$B_{Т.1}$  - количеството на изразходваното условно гориво за производство на топлинна енергия,  $t$  / без отчитане на топлината за собствени нужди/.

$Q_{омн}^K$  - количеството топлина, отпуснато с пара и гореща вода към външните консуматори,  $GJ$ .

$$B_{Т.1} = \frac{(B_{Н,Т1} + B_{Н,Т1}^{комб}) \cdot Q_{Г}^r + (B_{ТГ,Т1} + B_{ТГ,Т1}^{комб}) \cdot Q_{ТГ}^r + (B_{Г,Т1} + B_{Г,Т1}^{комб}) \cdot Q_{Г}^r}{29330}, \quad t$$

Където:  $B [t; t; nm^3]$

$$B_{H,T_1}^{комб} = B_H - B_{Неел_1}^{комб} - B_H^{ел}, \quad t$$

$$B_{ТГ,T_1}^{комб} = B_{ТГ} - B_{ТГел_1}^{комб} - B_{ТГ}^{ел}, \quad t$$

$$B_{Г,T_1}^{комб} = B_{ГГ} - B_{Г,ел_1}^{комб} - B_G^{ел}, \quad nm^3$$

- с отчитане на собствените нужди.

Използват се аналогични формули, само че индексът „1” се заменя с „2”.

2. Изчислителен СРУГ за производство на топлинна енергия.

$$b_T^u = b_T^H + \sum \Delta b_T, \quad kg / GJ$$

$b_T^H$  - специфичният разход на условно гориво за производство на топлинна енергия при нормални условия.

$\Delta b_T$  - алгебричен сбор на отклоненията на специфичния разход на условно гориво за производство на топлинна енергия, поради нарушаване на някои от нормалните условия.

### Определяне на специфичния разход на условно гориво за производство на топлинна енергия при нормални условия

$$b_T^H = b_{T(n)}^H \cdot k_1 + b_{T(T)}^H \cdot k_2, \quad kg / GJ$$

$$k_1 = \frac{Q_{omn}^n}{Q_{omn}}; \quad k_2 = \frac{Q_{omn}^T}{Q_{omn}}$$

$b_{T(n)}^H$  - СРУГ за отпуснатата топлина с парата при нормални условия;

$b_{T(T)}^H$  - СРУГ за отпуснатата топлина с водата при нормални условия.

$$b_{T(n)}^H = \frac{f \cdot 10^3}{29,3 \cdot \eta_{ПГ}^{бр.} \cdot \eta_{Т.П}^{бр.} \cdot \eta_{С.З}^{бр.}} \cdot \frac{\sum^n Q_{E(n)}^{бр.i}}{Q_{omn}^n} + \frac{10^3}{29,3 \cdot \eta_{върх}^{бр.}} \cdot \frac{\sum^\psi Q_{върх}^{бр.к}}{Q_{omn}^n}, \quad [kg / GJ]$$

$$b_{T(T)}^H = \frac{f \cdot 10^3}{29,3 \cdot \eta_{ПГ}^{бр.} \cdot \eta_{Т.П}^{бр.} \cdot \eta_{С.З}^{бр.} \cdot \eta_{Б.И}} \cdot \frac{\sum^n Q_{E(T)}^{бр.i}}{Q_{omn}^T} + \frac{10^3}{29,3 \cdot \eta_{в.к}^{бр.}} \cdot \frac{\sum^l Q_{ВК}^{бр.x}}{Q_{omn}^T} + l_{монл} \cdot b_{ел}^H \cdot 10^{-3}, [kg / GJ]$$

Където:

$\eta_{Б.И}$  - КПД на бойлерната инсталация при нормални условия;

$f$  - коефициент, отчитащ загубите на топлина от енергийните парогенератори  $f \in (1,005 \div 1,1)$ ;

$Q_{E(n)}^{бр.i}$  - топлина, отпусната от  $i$ -тия турбоагрегат за производство на топлинна енергия под формата на пара,  $[GJ]$ ;

$Q_{E(T)}^{бр,i}$  - топлина, отпусната от  $i$ -тия турбоагрегат за производство на топлинна енергия под формата на гореща вода,  $[GJ]$ ;

$l_{топл}$  - специфичният разход на електроенергия за топлофикационната уредба (взема се нормативната ѝ стойност),  $[kWh/GJ]$ ;

$Q_{върх}^{бр,k}$ ,  $Q_{ВК}^{бр,x}$  - топлопроизводството, съответно на  $k$ -тия върхов парогенератор и  $x$ -тия водогреен котел през отчетния период,  $[GJ]$ .

## **Отклонения на специфичния разход на условно гориво**

### **Отклонения на специфичния разход на условно гориво по обективни причини**

Както при производството на електроенергия, така и на топлинна енергия отклоненията на специфичния разход на условно гориво по различни причини се определя за всяко основно съоръжение (парогенератор, турбина и др.) в електроцентралата. Стойността на всяко от отклоненията общо за централата или за група съоръжения се изчислява като средна величина.

#### **1. Отклонения при работа на съоръженията с мощност, различна от номиналната**

В случай, че съществуват обективни причини, които не позволяват да бъде достигната номиналната мощност на основното съоръжение изобщо или за даден период от време, се определя нова стойност, която се приема за максимална. Тази стойност ще бъде наречена **условно технически максимум**. Преценка за такава промяна в мощността на основните съоръжения обикновено се прави от специална комисия и се утвърждава от висшестоящата организация. Тази промяна се отразява и върху специфичния разход на условно гориво.

### 1.1. Отклонение при работа на парогенератора по технически максимум.

$$\Delta b_{\text{ел.}(техн)}^{\text{ПГ}} = b_{\text{ел.}}^H \frac{\Delta \eta_{\text{ПГ}}^{\text{бр.}}}{\eta_{\text{ПГ.}(техн)}^{\text{бр.}}}, \quad [g / kWh]$$

$$\Delta \eta_{\text{ПГ}}^{\text{бр.}} = \eta_{\text{ПГ}(H)}^{\text{бр.}} - \eta_{\text{ПГ}(техн)}^{\text{бр.}}, \quad [kg / GJ]$$

### 1.2. Отклонение при работа на турбоагрегати по технически максимум.

$$\Delta b_{\text{ел.}(техн)}^T = b_{\text{ел.}}^H \frac{\Delta q_T^{\text{бр.}}}{q_{T(техн)}^{\text{бр.}}}, \quad [g / kWh]$$

$$\Delta q_T^{\text{бр.}} = q_{T(техн)}^{\text{бр.}} - q_{T(H)}^{\text{бр.}}, \quad [kg / GJ]$$

## 2. Отклонения при работа на съоръженията по Диспечерски график

### 2.1. Отклонение при работа на парогенератора по Диспечерски график (Д.Г.).

$$\Delta b_{\text{ел.}(Д.Г.)}^{\text{ПГ}} = b_{\text{ел.}}^H \frac{\Delta \eta_{\text{ПГ}(Д.Г.)}^{\text{бр.}}}{\eta_{\text{ПГ.}(Д.Г.)}^{\text{бр.}}} + \Delta b_{\text{ел.}(Д.Г.)}^{\text{ПГ,пуск}}, \quad [g / kWh]$$

$$\Delta b_{T(Д.Г.)}^{\text{ПГ}} = b_T^H \frac{\Delta \eta_{\text{ПГ}(Д.Г.)}^{\text{бр.}}}{\eta_{\text{ПГ}(Д.Г.)}^{\text{бр.}}} + \Delta b_{T(Д.Г.)}^{\text{ПГ,пуск}}, \quad [kg / GJ]$$

$\Delta b_{\text{ел.}}^{\text{ПГ,пуск}}$ ,  $\Delta b_T^{\text{ПГ,пуск}}$  - са разходите на условно гориво за спиране и пускане на парогенератора, отнесени съответно към производството на електрическа и топлинна енергия.

$$\Delta b_{\text{ел.}}^{\text{ПГ,пуск}} = \frac{n \cdot B_{\text{ПГ}(ел)}^{\text{пуск}}}{E} \cdot 10^3, \quad [g / kWh]$$

$n$  - брой пускания;

$B_{\text{ПГ}}^{\text{пуск}}$  - разход на условно гориво за едно пускане.

$$\Delta b_T^{\text{ПГ,пуск}} = \frac{n \cdot B_{\text{ПГ}(T)}^{\text{пуск}}}{Q_{\text{отп}}} \cdot 10^3, \quad [g / kWh]$$

$$\Delta \eta_{\text{ПГ}(Д.Г.)}^{\text{бр.}} = \eta_{\text{ПГ}(техн)}^{\text{бр.}} - \eta_{\text{ПГ}(Д.Г.)}^{\text{бр.}}$$

## 2.2. Отклонение при работа на турбоагрегати по Диспечерски график.

$$\Delta b_{ел.(Д.Г.)}^T = b_{ел.}^H \frac{\Delta q_{T(Д.Г.)}^{\bar{бр.}}}{q_{T(Д.Г.)}^{\bar{бр.}}} + \Delta b_{ел.(Д.Г.)}^{T,пуск}, \quad [g / kWh]$$

$\Delta q_{T(Д.Г.)}^{\bar{бр.}} = q_{T(Д.Г.)}^{\bar{бр.}} - q_{T(техн)}^{\bar{бр.}}$  - специфични разходи на топлина за производство на електроенергия.

$$\Delta b_{ел}^{T,пуск} = \frac{m \cdot B_{T(ел)}^{пуск}}{E} \cdot 10^6, \quad [g / kWh]$$

$m$  - брой на пусканията по диспечерски график през отчетния период;

$B_{T(ел)}^{пуск}$  - разход на условно гориво за едно пускане и предхождащото го спиране,  $t$ .

## 3. Отклонение при изменение на температурата на охлаждащата вода

$$\Delta b_{ел(t'_{охл.в})}^{турб} = b_{ел}^H \left( \alpha_{q(t'_{охл.в})} - 1 \right)$$

$$\alpha_{q(t'_{охл.в})} = \frac{P_T^{cp}}{P_T^{cp} \pm \Delta P_{T(t'_{охл.в})}}$$

$P_T^{cp}$  - Средна електрическа мощност на турбоагрегата през отчетния период;

$\Delta P_{T(t'_{охл.в})}$  - изменението на мощността на турбоагрегата вследствие на изменението на охлаждащата вода.

## 4. Отклонение при изменение на качеството на твърдото гориво

Отклонение на качеството на твърдо гориво, което се изразява в изменение на пепелното съдържание и влага, дава отражение върху горивния процес, респективно върху СРУГ.

$$\Delta b_{ел(A^r, W^r)}^{ПГ} = b_{ел}^H \frac{\Delta q_{4(A^r, W^r)} + \Delta q_{2(A^r, W^r)}}{\eta_{ПГ}^{\bar{бр.}}} = b_{ел}^H \frac{\Delta \eta_{ПГ(A^r, W^r)}^{\bar{бр.}}}{\eta_{ПГ}^{\bar{бр.}}}, \quad g / kWh$$

## **5. Отклонение при изменение температурата на студения въздух**

Изменението на КПД на парогенератора вследствие на промяната на температурата на студения въздух, постъпващ за подгриване във въздухоподгревателя спрямо разчетния води до промяна на СРУГ по зависимостта:

$$\Delta b_{ел.(t_{cm.г-x})}^{ПГ} = b_{ел.}^H \frac{\Delta \eta_{ПГ}^{бр.}}{\eta_{ПГ}^{бр.}}, \quad [g / kWh]$$

$$\Delta b_{T(t_{cm.г-x})}^{ПГ} = b_T^H \frac{\Delta \eta_{ПГ}^{бр.}}{\eta_{ПГ}^{бр.}}, \quad [kg / GJ]$$

## **6. Отклонение при невърнат кондензат от консуматорите.**

## **7. Отклонение при отпускане на топлина от нерегулируеми паротнемания на кондензационни турбини.**

### Отклонения на специфичния разход на условно гориво по субективни причини

1. Отклонение при изменение на температурата на изходящите газове и неплътностите на котела.
2. Отклонение при химическо недоизгаряне на горивото.
3. Отклонение при механично недоизгаряне /повече от нормалното/.
4. Отклонение при загуби на пара и кондензат в електроцентралата, различни от нормативните.
5. Отклонения при неспазване на диспечерския график и при извънпланови спирания и пускания на котела.
6. Отклонения при неспазване на диспечерския график и при извънпланови спирания и пускания на турбината.
7. Отклонения при изменения на параметрите на работа на турбоагрегатите спрямо нормалните.
8. Отклонения при изменение на вакуума в кондензатора на турбоагрегата спрямо нормалния за фактичката температура на охлаждащата вода.
9. Отклонение при изменение на температурата на подхранващата вода.
10. Отклонение при отпускане на топлина през РОУ /извън нормалното/.

11. Отклонение при влошаване работата на бойлерните инсталации, водогрейните котли и върховите котли.
12. Отклонение при изменение на работата на сушилните инсталации.

### Разход на електроенергия за собствени нужди

$$E_{CH} = c(A_2 - A_1)$$

$A_i$  - показанията на електромера;

$c$  - константа на електромера.

$E_{CH}^{el} = E_{CH} - E_{CH}^T$  - количеството електроенергия за собствени нужди, изразходвана при производството на топлинна енергия през отчетния период, [kWh].

Показател при оценка работата на съоръженията в електроцентралата е специфичния разход на електроенергия.

- специфичен разход на електроенергия за производство на електроенергия:

$$l_{CH}^{el} = \frac{E_{CH}^{el}}{E} \cdot 100, \quad \%$$

$$E_{CH} = E_{CH}^{el} + E_{CH}^T$$

- за производството на топлинна енергия:

$$l_{CH}^T = \frac{E_{CH}^T}{Q_{omn}} \cdot 10^3, \quad [kWh/GJ]$$

- за подаваната подхранваща вода:

$$l_{CH}^{ПЕП} = \frac{E_{CH}^{ПЕП}}{D_{нс}} \cdot 100, \quad [kWh/t]$$

- за димосмукателите и въздушните вентилатори:

$$l_{CH}^{ДВ} = \frac{E_{CH}^{ДВ}}{D_{м}}, \quad [kWh/t]$$

$$l_{CH}^{ВВ} = \frac{E_{CH}^{ВВ}}{D_{м}}, \quad [kWh/t]$$

- за прахоприготвяне:

$$l_{CH}^{np} = \frac{E_{CH}^{np}}{B}, \quad [kWh/t]$$



- за циркуляционни помпи:

$$l_{CH}^{ЦП} = \frac{E_{CH}^{ЦП}}{E} \cdot 100, \quad \%$$

- специфичен разход на електроенергия за топлофикационната уредба:

$$l_{CH}^{ТФ} = \frac{E_{CH}^{ТФ}}{Q_{omn}}, \quad [kWh / GJ]$$

# Основни и оборотни фондове в енергетиката

## 1. Същност и състав на производствените фондове.

Производствените фондове биват два вида:

- Основни производствени фондове /ОсПФ/.

Това са средствата на труда в тяхната натурно-веществена форма. Към тях се отнасят промишлените сгради, машините (котли, турбини, генератори и др.), трайния стопански инвентар и др. Те обслужват производството през дълъг период от време и участват в много производствени цикли.

ОсПФ в процеса на производство обикновено запазват своята натурална форма, макар и подложени на постепенно изхабяване (физическо и морално), като предават стойността си върху произведения продукт постепенно по части в зависимост от изхабяването си.

ОсПФ имат дълъг срок на използване, но в повечето случаи след известен период от време изискват частично възстановяване чрез текущ или основен ремонт или чрез модернизация.

Към ОсПФ се отнасят и резервните части, необходими за редовно и сигурно електроснабдяване, както и непроизводствените фондове, като жилищни и административни сгради, ясли, клубове и др.

- Оборотни производствени фондове /ОбПФ/.

Това са предметите на труда в тяхната натурно-веществена форма (суровините, материалите, горивата и др.). Те участват само в един производствен цикъл, като се изразходват изцяло и пренасят своята стойност върху новия продукт. В енергетиката Основният предмет на труда е горивото.

В нормалната стопанска практика се използват три вида оценки на основните производствени фондове.

- 1) Първоначална стойност е стойността на ОсПФ в тяхното създаване.
- 2) Възстановителната стойност показва колко струват ОсПФ в момента на тяхното възстановяване – (ако се прави преоценка).
- 3) Остатъчна стойност е стойността, която ОсПФ още не е пренесъл върху произведената от тях продукция.

Структурата на основните производствени фондове на енергетиката, както и на другите отрасли е различна. Това се обяснява с особеностите на технологичния процес.

Така например:

Относителният дял на сградите в нефтената промишленост е около 10 %.

Относителният дял на сградите в машиностроенето – 40 %.

Относителният дял на сградите в ТЕЦ – 35 ÷ 40 %.

Относителният дял на сградите в ВЕЦ – 70 ÷ 80 %.

**Докато активните производствени фондове (това са тези фондове, които оказват пряко влияние върху производството, с помощта на които се произвежда).**

Активните производствени фондове в ТЕЦ – 60 ÷ 65 %.

Активните производствени фондове в ВЕЦ – 20 ÷ 30 %.

## 2. Възстановяване на основните производствени фондове.

Основните производствени фондове (ОсПФ) са изложени на постоянно физическо изхабяване, както от използването им, така и от действието на редица естествени природни фактори.

Ето защо е необходимо постоянно възстановяване на основните производствени фондове.

**Паричният израз на изхабяването на основните производствени фондове в производството или онази част от тяхната стойност, която е пренесена върху готовия продукт, се нарича амортизация.**

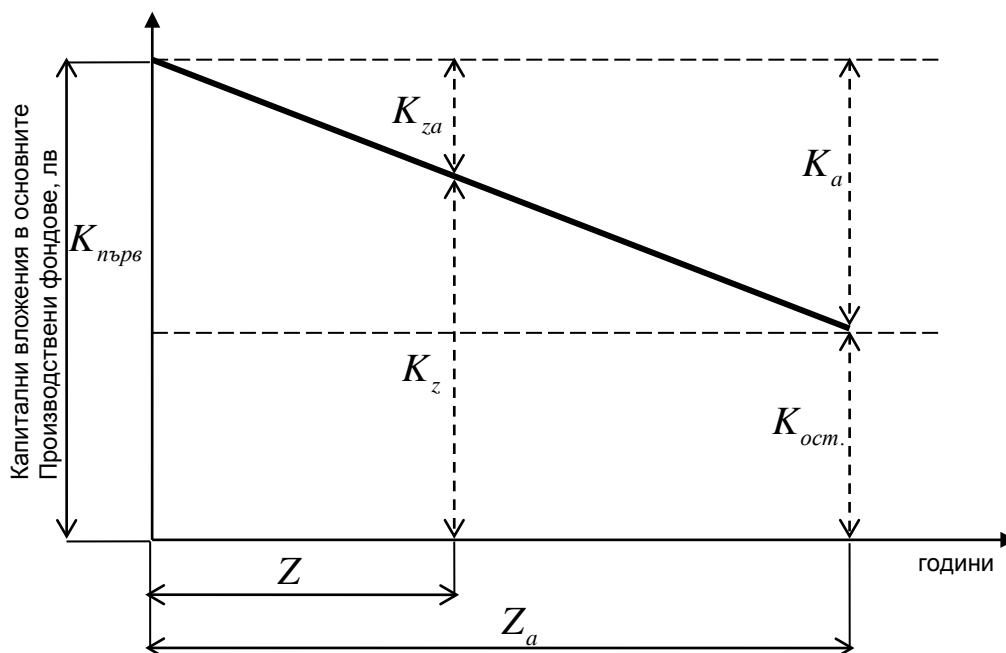
Тя е източникът за възстановяване на напълно изхабените и излезли от строя ОсПФ. Амортизацията се включва в себестойността на продукцията. Тъй като ОсПФ участват продължително време в процеса на производството, набирането на средства за тяхното възстановяване става постепенно – чрез отчисления. Тези отчисления трябва да осигурят както основните ремонти на Основните фондове, така и пълното им възстановяване.

Размерът на амортизационните отчисления се определя с помощта на амортизационни норми, които показват каква част от стойността на ОсПФ се пренася върху готовата продукция за една година.

Амортизационната норма на електроцентралата зависи от следното:

- Вида на горивото – за ниско сернист мазут и газ тя е най-малка.  
– за лигнитни въглища – най-висока.
- Продължителността на работа.
- Единичната мощност на агрегатите – колкото тя е по-голяма, толкова амортизационната норма е по-висока.
- Типа на електроцентралата – КЕЦ, ТФЕЦ.

Като се приеме, че зависимостта на постепенното пренасяне на стойността на ОсПФ е праволинейна, остатъчната стойност на ОсПФ след  $Z$  години е  $K_z$  - фиг.1.



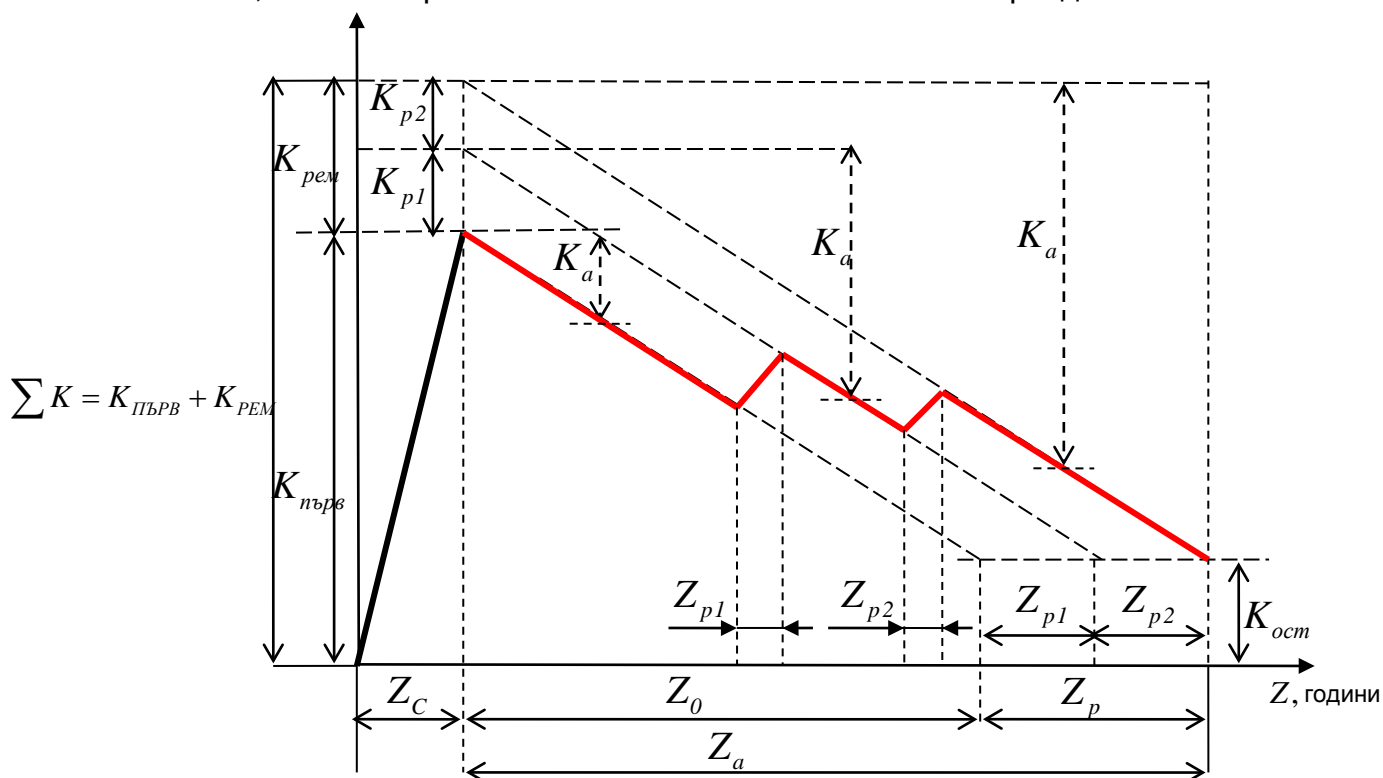
След влизането в експлоатация  $K_z$  - остатъчната ликвидационна стойност след  $Z$  години работа се определя по зависимостта:

$$(0) \quad K_z = K_{\text{първ}} - \frac{K_a}{Z_a} Z$$

Периодичното възстановяване на част от основните производствени фондове се нарича основен ремонт.

Текущите ремонти се извършват за сметка на експлоатационните разходи на предприятието, а основният ремонт се извършва за сметка на амортизационните отчисления.

Основният ремонт трябва да се разглежда като допълнителни капитални вложения, които се прибавят към стойността на основните фондове.



На фигурата е представен амортизационният процес на основните фондове с отчитане на разходите (вложенията) за основен ремонт и остатъчната (ликвидационната) стойност. Лявата част изобразява нарастването на стойността от нула до  $K_{\text{първ}}$ , т.е. до първоначалната стойност на основните производствени фондове на строящото се предприятие (ел.централа) за разглеждания период на строителство -  $Z_c$ .

След провеждането на първият основен ремонт стойността на ОсПФ се увеличава с величината на ремонта  $K_{p1}$  и продължителността на експлоатационния период се увеличава с известен срок  $Z_{p1}$ . Аналогично се увеличава и стойността на ОсПФ и срокът на използването им след провеждането на втория ремонт и т.н.

Размерът на амортизационните отчисления зависи от продължителността на срока за възстановяване на стойността на основните производствени

фондове. Колкото по-дълъг е този срок, толкова по-малки са амортизационните отчисления и обратно.

Годишната сума на ежегодните амортизационни отчисления се определя от израза :

$$(1) \quad S_a = \frac{\sum K_{\text{първ.}} + \sum K_{\text{рем}} - K_{\text{ост}}}{Z_a}, \quad \text{лв / год.}$$

Практически амортизационните отчисления ежегодно се определят като процент от първоначалната стойност на ОсПФ, т.е.

$$(2) \quad S_a = \frac{P_a}{100} \sum K_{\text{първ.}}, \quad \text{лв / год.}$$

При установяването на амортизационната норма  $P_a$  се изхожда от това, че така нареченият нормативен срок за използване на ОсПФ  $Z_H$  ( на практика по-малък от очаквания), трябва да осигури получаването на амортизационни средства, включващи не само първоначалната стойност на основните фондове ( $\sum K_{\text{първ.}}$ ), но и разходите за основни ремонти на основните фондове ( $\sum K_{\text{рем.}}$ ) за времето  $Z_a$ . От тази сума трябва да бъде извадена стойността на ОсПФ в момента на ликвидацията  $K_{\text{ост}}$ , т.е. остатъчната стойност.

Ако приравним уравненията (1) и (2) се получава:

$$P_a = \frac{S_a}{\sum K_{\text{първ.}}} 100 = \frac{\sum K_{\text{първ.}} + \sum K_{\text{рем}} - K_{\text{ост}}}{\sum K_{\text{първ.}} Z_a} 100, \quad \%$$

В частния случай, като  $\sum K_{\text{рем}} = K_{\text{ост}}$ , тогава

$$P_a = \frac{100}{Z_a}, \quad \% \quad \Rightarrow \quad Z_a = \frac{100}{P_a}, \quad \%$$

Тогава уравнение (0) ще придобие вида:

$$K_z = K_{\text{ост}} + \frac{K_a}{Z_a} \cdot Z = K_{\text{ост}} + \frac{K_a P_a}{100} z$$

Амортизационната норма се състои от две самостоятелни части. Едната част е предназначена за възстановяване на основните производствени фондове, а другата част – за основен ремонт и за евентуална модернизация.

Наред с физическото изхабяване на основните производствени фондове, съществува и така нареченото морално остаряване, което се състои в намаляване стойността на оръдията на труда в резултат на увеличаване на обществената производителност на труда и ускоряване на научно-технологичния прогрес. Ако съоръженията продължат да се използват (тези които са подложени на морална амортизация), те ще бъдат по-неефективни (по-скъпи) от новите. Ето защо при определяне на амортизационните норми не се изхожда само от физическото изхабяване, но и от морално остаряване.

### **3. Показатели за използване на основните производствени фондове.**

Увеличаването на производството с помощта на действащите производствени фондове е възможно или чрез:

- 1) Удължаване на времето на действие (т.е. чрез подобряване на използването им по време /екстензивно/);
- 2) Подобряване на използването им по мощност /интензивно/.

$$K_{екст} = \frac{Z_{раб}}{Z_{год}} = \frac{Z_{раб}}{8760} \qquad K_{инт} = \frac{Z_{раб}^{н.п.}}{Z_{раб}}$$

$Z_{раб}^{н.п.}$  - време работа на блока на номинална мощност.

$Z_{раб}$  - общо време работа на блока.

$$Z_{раб}^{н.п.} = \frac{W_{год}}{N_{инст}^{н.п.}}$$

$W_{год}$  - [kWh] – общо произведена електроенергия.

$N_{инст}^{н.п.}$  [kW] – номинална мощност.

$$K_{общ}^{изп} = K_{екст} \cdot K_{инт}$$

Едно от най-важните средства за увеличаване степента на използване на основните производствени фондове в енергетиката е намаляване на престоите на агрегатите при аварии и борбата за намаляването им.

## Себестойност на енергията и тарифи Същност и структура на себестойността

Себестойността на продукцията представляват всички парични разходи на предприятието за производство на дадена продукция.

Себестойността е основна част от стойността на продукцията, като в нея не се включват само печалбата и данък оборота, които се определят като продукт за обществото.

В енергетиката се определят две себестойности:

- При шините на електроцентрала – на изход от ТЕЦ.
- При консуматора – пълна себестойност.

Процентното отношение между отделните видове разходи в общата себестойност на продукцията се нарича структура на себестойността:

Отрасли	Суровини и материали	Гориво и енергия	Работна заплата + ДОО	Амортизационни начисления	Други разходи
Машиностроене	56.5	4.0	31.9	3.8	3.8
Въгледобивна промишленост	17.3	3.9	63.5	7.2	8.1
Характерна ТЕЦ	0.7	65	6.2	18.5	9.6
Характерна ЯЕЦ	1.5	55.5	8.0	20.0	11.0
Топлинни мрежи	7.0	1.0	20.0	52.0	20

$$S_{год} = S_B + S_a + S_{занр} + S_{др}$$

Себестойността на единица нето продукция (1kWh) се определя за термичните КЕЦ, ЯЕЦ и ВЕЦ по зависимостта:

$$s_{ел} = \frac{S_{ел}^{год}}{W_{отн}^{год}}, \quad [лв / kWh] \quad W_{отн}^{год} = W_2^{год} - W_{сн}^{год}, \quad [kWh / год]$$

За ТФЕЦ:

$$S_{ТФЕЦ}^{год} = S_{ел}^{год} + S_{т.е}^{год}$$

$S_{ел}^{год}$  - годишни експлоатационни разходи свързани с производството на електроенергия;  
 $S_{т.е}^{год}$  - годишни експлоатационни разходи свързани с производството на топлинна енергия.

$$s_{ел}^{-ТФЕЦ} = \frac{S_{ел}^{год(ТФЕЦ)}}{W_{отн(ТФЕЦ)}^{год}}, \quad [лв / kWh]$$

$$s_{те}^{-ТФЕЦ} = \frac{S_{т.е}^{год(ТФЕЦ)}}{Q_{отн}^{год}}, \quad [лв / GJ]$$

## Елементи на себестойността – видове разходи за производство на енергия

### I. Гориво

Най-големият относителен дял от експлоатационните разходи в ТЕЦ имат разходите за гориво, които при скъпо гориво могат да достигнат 60÷65 %. Те се определят от:

$$S_B = \bar{s}_B \cdot B_{год} (1 + \xi), \quad [лв / год]$$

$\xi$  - коефициент, отчитащ загубите на гориво при транспортирането и складирането;

$\bar{s}_B$  - цените на горивото.

### II. Амортизационни отчисления - $S_a$

Определят се от амортизационните норми, които показват какъв процент от първоначалната стойност на основните производствени фондове трябва ежегодно да се отчислява в амортизационните фондове.

### III. Работна заплата за персонала и начисления за ДОО - $S_{запл}$

$$S_{запл} = s_{запл} \cdot П_{ТЕЦ} = s_{запл} \cdot \bar{n}_{ТЕЦ} \cdot N_{ТЕЦ}, \quad [лв / год]$$

$s_{запл}$  - средногодишна заплата с начисленията за ДОО, [лв / раб];

$П_{ТЕЦ}$  - числеността на персонала в електроцентралата;

$\bar{n}_{ТЕЦ}$  - щатен коефициент за ТЕЦ и ЯЕЦ.

### IV. Други разходи - $S_{др}$

Включват разходите за текущи ремонти, за различните материали – масла, за химикали, за работни дрехи, за заплащане на услуги от други предприятия.

15÷20 % от амортизационните отчисления са за текущ ремонт.

Най-често:

$$S_{др} = (0,25 \div 0,30)(1,2 \cdot S_a + S_{запл}), \quad [лв / год]$$

### V. Собствени нужди.

При определянето на себестойността на отпусканата електроенергия е необходимо да се отчита разходът на електроенергия за покриване на собствени нужди на електроцентралата. Този разход зависи от вида на електроцентралата, от топа на съоръженията, от качеството на горивото.

Отчитайки собствените нужди себестойността се определя по зависимостта:

$$\rho_{ел}^{от} = \frac{S_{год}}{W_{год} - W_{сн}^{год}} = \frac{S_{год}}{W_{отп}^{год}} = \frac{S_{год}}{W_{год} \left(1 - \frac{k_{сн}}{100}\right)}$$



$$k_{сн} \approx \begin{cases} 5 \div 7\% & - \text{за КЕЦ с течно гориво;} \\ 7 \div 10\% & - \text{за КЕЦ с твърдо гориво;} \\ 10 \div 15\% & - \text{за КЕЦ с твърдо гориво - лигнити.} \end{cases}$$

## Влияние на годишната използваемост на инсталираната мощност върху себестойността при КЕЦ

$$Z_{инст} - \text{показател за използваемост} \equiv Z_{раб}^{н.п} = \frac{W_{год}}{N_{инст}^{н.п}}$$

Нека  $Z_{инст} = Z_{раб}^{н.п}$  е фиксирано и при тази негова стойност себестойността е  $s_{ел}$ . При друга стойност на степента на използване -  $Z'_{инст}$ , себестойността  $s'_{ел}$  ще бъде:

$$s'_{ел} = \alpha \cdot s_{ел} \frac{Z_{инст}}{Z'_{инст}} + \beta \cdot s_{ел}$$

$\alpha, \beta$  - относителен дял на съответните условно-постоянни и променливи разходи в себестойността.

$$\alpha + \beta = 1$$

Съгласно горивната характеристика, сумарният разход на гориво за производство на електроенергия е:

$$B_{год} = a \cdot Z_{раб} + r \cdot W_{год}$$

$a, r$  - емпирични коефициенти в зависимост от типа на горивото и типа на турбината:

$$b_{ел} = \frac{B_{год}}{W_{год} - W_{сн}} = \frac{B_{год}}{W_{год} \left(1 - \frac{k_{сн}}{100}\right)} = \frac{B_{год}}{N_{инст} Z_{инст} \left(1 - \frac{k_{сн}}{100}\right)}$$

$$W_{год} = N_{инст} Z_{инст}$$

# Разпределение на товарите между съвместно работещите електроцентрали в енергийната система.

## I. Особености на водните, термичните и ядрените централи при съвместната им работа в енергийната система.

Режимът на работа на отделните електроцентрали в ЕС се определя, като се изхожда от най-малките разходи в ЕС като цяло. По-важните особености на ВЕЦ, ТЕЦ, ЯЕЦ, ТФЕЦ са:

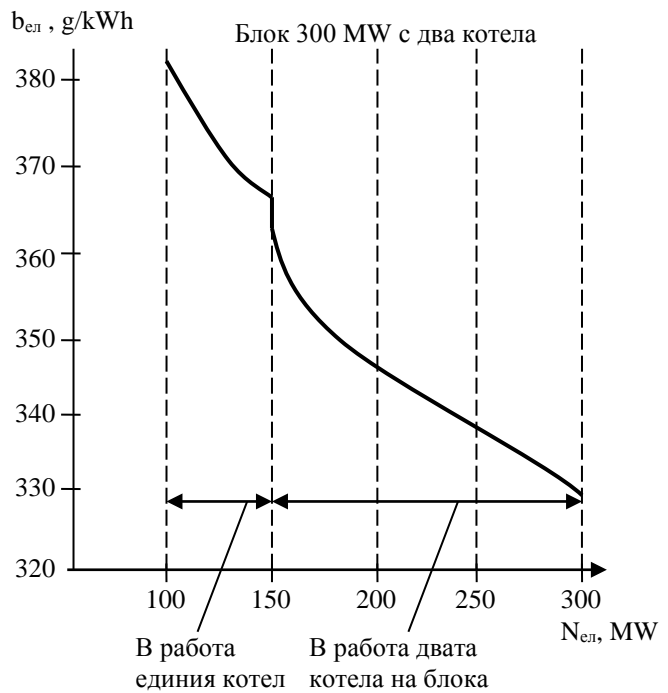
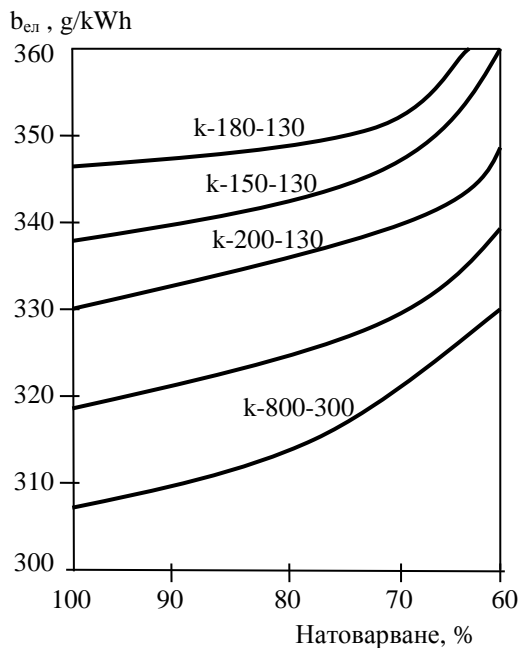
### 1. ВЕЦ

- Ниско променливи разходи при производството на електроенергия от ВЕЦ /до няколко пъти по-ниски от променливите разходи на ТЕЦ и ЯЕЦ/.
- Изграждането на ВЕЦ изисква по-големи първоначални капитални вложения.
- Изграждането на ВЕЦ почти изцяло зависи от местните условия (от мястото на изграждане, геоложките условия, капацитета на водохранилището и др.).
- КПД на ВЕЦ – 85-90 %.
- ВЕЦ не използва гориво.
- ВЕЦ има висока експлоатационна сигурност (няколко пъти по-висока от ТЕЦ и ЯЕЦ).
- Възможност за бързо пускане 2÷5 мин.
- Зависи от водния отток, който се изменя през годината и при различните години.

При използването на ВЕЦ, трябва да се вземат под внимание интересите и на другите консуматори на водата – напояване, водоснабдяването и др.

### 2. КЕЦ

- Съществено експлоатационно предимство на КЕЦ е това, че електрическата мощност в по-малка степен зависи от режима на потреблението на енергия, както и от топлинните товари.
- Широка възможност за териториално разположение (ограничаващ фактор може да се окажат условията на водоснабдяването).
- Мястото на КЕЦ в покриването на товаровия график на енергийната система се определя главно от изискванията за рационалното използване на горивото при производството на електроенергия.
- КПД не по-високо от 30÷35 %.
- Ниска маневреност, поради ограниченията за икономичност.



### 3. ТФЕЦ

- Характерно за ТФЕЦ е високата ефективност при производството на електрическа енергия на базата на топлинна консумация – КПД около 60÷65 %.
- Винаги изисква повече средства от колкото КЕЦ със същата електрическа мощност.
- Пренасяне на топла вода до 15÷25 км.
- Пренасяне на пара от 3 до 6 км.

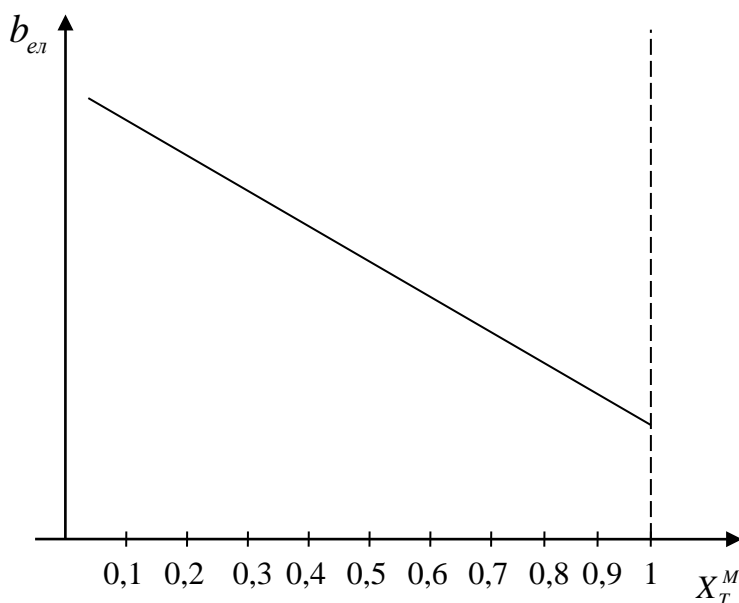
Икономичността на топлофикационните турбини зависи преди всичко от това, каква част от общото производство на електрическа енергия представлява производството на базата на топлинна консумация.

Отношението на мощността, произведена на базата на топлинната консумация  $N_T$ , към пълната електрическа мощност в същия момент  $N_{ТФЕЦ}$ , се нарича топлофикационно-електрически коефициент на ТФЕЦ.

$$X_T^M = \frac{N_T}{N_{ТФЕЦ}}$$

$X_T^M = 0$ , ако при П-турбина, пароотбора е затворен

$$0 \leq X_T^M < 1.$$



Електрическата мощност от ТФЕЦ бива – принудено – регулируема.  
 – свободно – регулируема.

Принудено регулируема е онази мощност, която се развива от потока на парата, отдавана на топлинните консуматори –  $N_T$ . Тази мощност е необходимо да се вписва в основната част на товарния график на системата.

Свободно регулируемата мощност на ТФЕЦ в зависимост от икономически и други съображения може да се вписва в произволна зона на товарния график.

За правилното определяне на регионалната структура на енергийната система се въвежда т.нар. структурни коефициенти.

Те се определят по следния начин:

$N_\Sigma$  - обща мощност на енергийната система.

$$N_\Sigma = N_{ТФЕЦ} + N_{ВЕЦ} + N_{КЕЦ+ЯЕЦ}$$

$$X_{ТФЕЦ}^M = \frac{N_{ТФЕЦ}}{N_\Sigma}; \quad X_{ВЕЦ}^M = \frac{N_{ВЕЦ}}{N_\Sigma}; \quad X_{КЕЦ}^M = \frac{N_{КЕЦ}}{N_\Sigma}$$

$$X_{ТФЕЦ}^M + X_{ВЕЦ}^M + X_{КЕЦ}^M = 1$$

Структурните коефициент показват каква част от електроенергията или мощността на системите се осигурява от даден вид енергия.

При планирането се използва т.нар. топлоелектрическа характеристика на потребителя или района.

$$\bar{\omega} = \frac{W_{год}}{\sum Q_{omn}^{год}}, \quad kWh / GJ$$

Където  $W_{год}$  - годишната потребност на един консуматор (предприятие, промишлен център, икономически район) от електроенергия, kWh.

$\sum Q_{omn}^{год}$  - топлинната енергия, потребна на този консуматор, GJ.

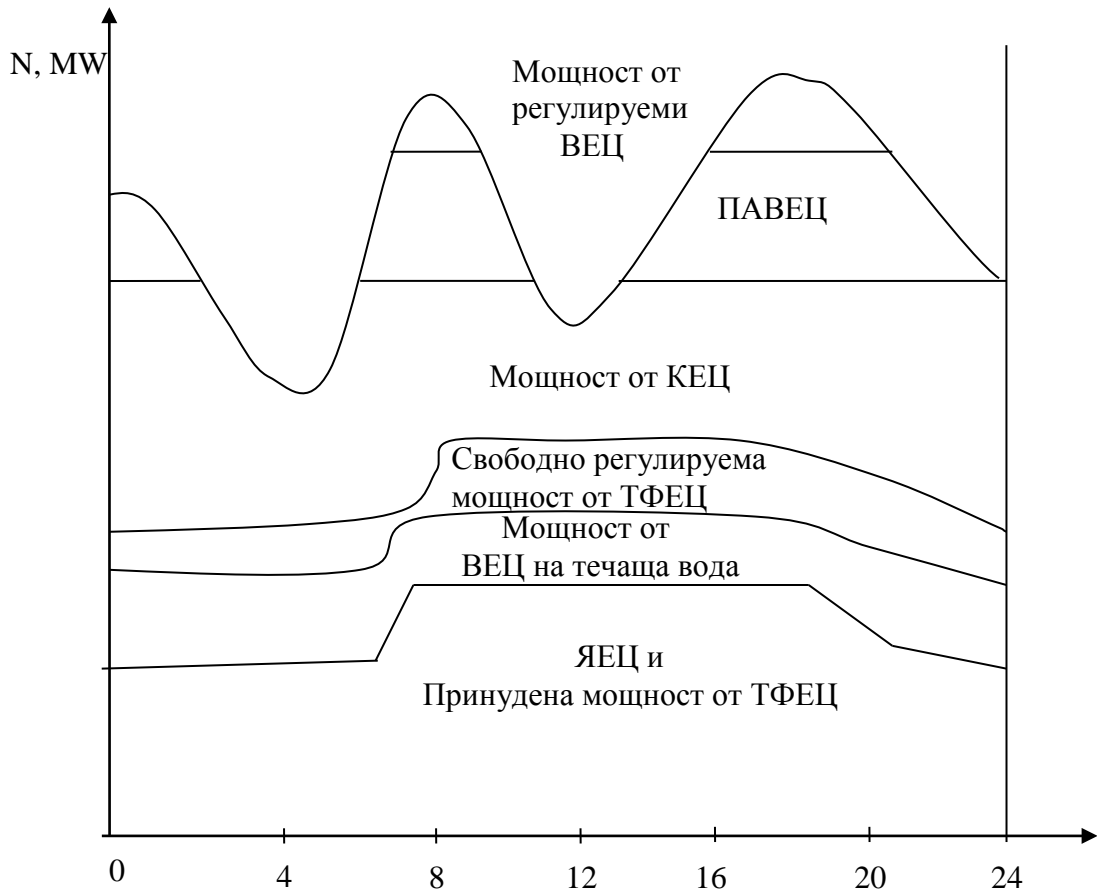
За еднородни консуматори този показател трябва да има близки стойности.

Например:

Тежкото машиностроене -  $\bar{\omega} = (1300 \div 1500)$ ,  $kWh/GJ$

Хранителната промишленост -  $\bar{\omega} = (350 \div 400)$ ,  $kWh/GJ$

Захарните заводи -  $\bar{\omega} \approx 70$ ,  $kWh/GJ$



Регулиращи честотата централи обикновено ВЕЦ.

В енергийната система е необходимо да има включен и т.нар. въртящ се резерв на мощност, представляващ допълнителна в работещите, но не напълно натоварените агрегати.

## Икономично разпределение на товара между агрегатите на централата

За осигуряване на икономично, сигурно и безаварийно енергоснабдяване на консуматорите от първостепенно значение е правилното разпределение на зададения товаров график на електроцентралата между нейните агрегати.

За тази цел се използват енергийните характеристики на съоръженията, установяващи зависимост между разход на гориво и товар на агрегата (блока).

Основен принцип при разпределянето на товара между агрегатите е принципът за минималния разход на гориво. Това разпределение се извършва с помощта на метода на специфичните (относителни) прирасти на разхода на топлина –  $r$  [GJ/kWh].

### **1. Видове режими на работа на съоръженията.**

- При работа с пълен товар те развиват своята номинална или максимално продължителна мощност, при която могат да работят продължително време (хиляди часове) надеждно и с достатъчно висок КПД. Номиналната мощност е основната паспортна характеристика на всяко съоръжение;
- Изчислителна или т.н. икономична мощност на съоръженията е тази, при която те работят с максимален КПД. Номиналната мощност може да бъде равна на икономичната или да я превишава с (10 ÷ 20) %;
- Максималната мощност: Понякога се предвижда възможност за кратковременна работа на съоръженията при по-нисък КПД, но с мощност, която е до 20 % по-голяма от номиналната;
- Ако едно съоръжение работи с номинален товар при номинални стойности на основните му параметри или при тяхното изменение в определени граници, този режим на работа се нарича стабилен (устойчив);
- Режим на работа с постоянен товар, който се различава от номиналния или с неустановен товар се нарича нестабил (променлив). При този режим е възможно някои от параметрите да останат постоянни и да имат номинални стойности, а други да се изменят в определени допустими граници. Например при частично натоварване на един блок налягането и температурата на парата пред турбината могат да останат равни на номиналните, докато в същото време вакуумът в кондензатора и параметрите на парата в пароотнеманията се сменят значително.

Съществуват също режими, при които всички параметри се променят – това са пускане и спиране или резки изменения на товара.

## 2. Енергийни характеристики на кондензационна парна турбина.

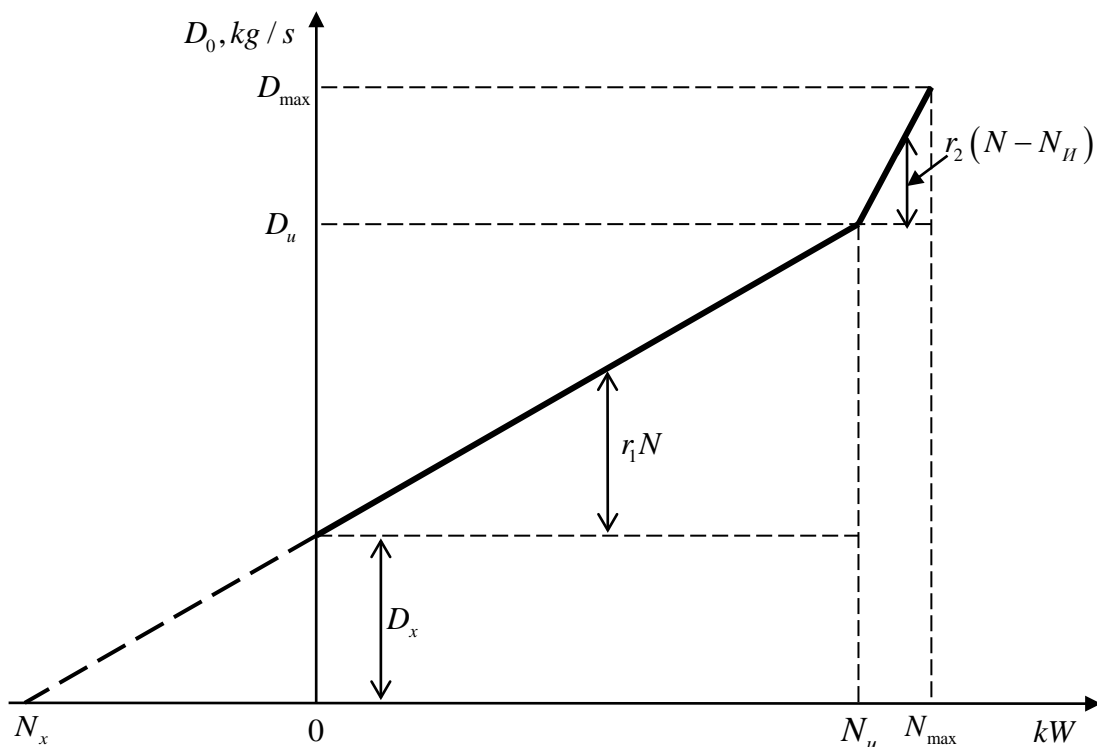
Енергийна характеристика на съоръженията се нарича зависимостта между количествата изразходвана и получена енергия, изразена във вид на графики или математически съотношения при различни установени режими на натоварване. Енергийните характеристики се съставят въз основа на изчисления или данни от изпитвания и експлоатация на съоръжения.

Енергийните характеристики на кондензационната парна турбина дават зависимостта на електрическа мощност  $N_{el}$  от разхода на пара  $D_o$  или от разхода на топлина  $Q_o$ .

Зависимостта  $D_o = f(N_{el})$  - се нарича парна характеристика,

$Q_o = f(N_{el})$  - топлинна характеристика.

Топлинните пресмятания, изпитванията и експлоатационните данни показват, че парната характеристика може да се приеме праволинейна при изменение на мощността от нула до съответната икономична мощност  $N_u$  (фиг.1). Праволинеен е и участъкът на характеристиката от  $N_u$  до  $N_{max}$ , но наклонът на съответната права е по-голям.



$D_x$  - разход на пара на празен ход при  $N = 0$ . Тази пара отива за преодоляване на вътрешни и механични загуби на турбината; механични и ел. загуби в генератора и да се приведат в действие маслената и регулиращата система на турбината.

$$\frac{D_x}{D_u} = x \text{ - коефициент на празен ход.}$$

$x = 0,03 \div 0,08$  (малките стойности са за турбина с голяма мощност).

I. За първия участък от характеристиката може да се запише (при  $N < N_u$ )

$$D_o = D_x + r_1 N$$

$r_1$  - относителен (специфичен) прираст на разхода на пара в разглеждания диапазон на изменение на товара.

$$r_1 = \frac{D_u - D_x}{N_u}, \quad \text{т.к. } D_x = D_u \cdot x \quad :$$

$$\frac{D_u}{N_u} = d_u \text{ - специфичен разход на пара при икономичен режим.}$$

$$\Rightarrow r_1 = \frac{D_u - D_u x}{N_u} = d_u (1 - x)$$

$$\Rightarrow D_o = x D_u + (1 - x) d_u N$$

II. При натоварвания, които са по-големи от изчислителната мощност:

$$D_o = D_x + r_1 N_u + r_2 (N - N_u) \quad \text{или}$$

$$D_o = D_x + r_1 N_u + r_2 N - r_2 N_u + r_1 N - r_1 N$$

$$D_o = D_x + r_1 N + r_2 (N - N_u) - r_1 (N - N_u) = D_x + r_1 N + (r_2 - r_1)(N - N_u)$$

$$D_o = D_x + r_1 N + (r_2 - r_1)(N - N_u)$$

$r_2$  - относителният прираст на разхода на пара за  $N > N_u$ .

Парните характеристики се използват при експлоатацията на електроцентралите, но с изменението на електрическия товар се изменя и разходът на топлина за производство на 1 kg пара. Ето защо само по тези характеристики не може да се оцени топлинната икономичност на агрегатите за различните режими на работа.

Такава оценка може да бъде направена единствено с помощта на топлинната характеристика, за построяването на която се използва зависимостта  $D_o = f(N)$ .

Наистина :

$$Q_o = D_o (h_o - h_{ng})$$

Ако вземем зависимостта за  $D_o = f(N)$  при  $N < N_u$  получаваме :

$$Q_o = \underbrace{(D_x + r_1 N)}_{D_o} (h_o - h_{ng})$$

При  $N > N_u$



$$Q_o = \underbrace{\left[ D_x + r_1 N + (r_2 - r_1)(N - N_u) \right]}_{D_o} (h_o - h_{ns})$$

Ако положим:

$$D_x (h_o - h_{ns}) = Q_x$$

$$r_1 (h_o - h_{ns}) = r_{Q_1}$$

$$r_2 (h_o - h_{ns}) = r_{Q_2}$$

$$\text{За } N < N_u \quad \Rightarrow Q_o = Q_x + r_{Q_1} \cdot N$$

$$\text{За } N > N_u \quad \Rightarrow Q_o = Q_x + r_{Q_1} N + (r_{Q_2} - r_{Q_1})(N - N_u)$$

### 3. Разпределение на ел.товар между съвместно работещи агрегати.

Електрическият товар на една електроцентрала се разпределя между агрегатите така, че общият разход на топлина при зададена ел.мощност да бъде минимален.

Например, ако в електроцентрала има два турбоагрегата, които работят при  $N < N_u$  с обща електрическа мощност  $N_\Sigma$ .

$N_\Sigma = N_I + N_{II}$ , съгласно предните формули.

$$Q_{o\Sigma} = Q_x^I + Q_x^{II} + r_{Q_1}^I N^I + r_{Q_1}^{II} (N_\Sigma - N^I), \text{ където}$$

$r_{Q_1}^I$  и  $r_{Q_1}^{II}$  са прирасти на разхода на топлина за двата турбогенератора.

Величината  $Q_{o\Sigma}$  приема минимална стойност при:

$$\frac{dQ_{o\Sigma}}{dN^I} = r_{Q_1}^I - r_{Q_1}^{II} = 0, \text{ от където следва, че}$$

$$r_{Q_1}^I = r_{Q_1}^{II}$$

За три агрегата:

$$N_\Sigma = N_I + N_{II} + N_{III};$$

$$Q_{o\Sigma} = Q_x^I + Q_x^{II} + Q_x^{III} + r_{Q_1}^I N^I + r_{Q_1}^{II} N^{II} + r_{Q_1}^{III} (N_\Sigma - N^I - N^{II})$$

Величината  $Q_{o\Sigma}$  приема минимална стойност при:

$$\frac{dQ_{o\Sigma}}{dN^I} = \frac{dQ_{o\Sigma}}{dN^{II}} = 0$$

$$\frac{dQ_{o\Sigma}}{dN^I} = r_{Q_1}^I - r_{Q_1}^{III} = 0; \quad \frac{dQ_{o\Sigma}}{dN^{II}} = r_{Q_1}^{II} - r_{Q_1}^{III} = 0$$

$$\Rightarrow r_{Q_1}^I = r_{Q_1}^{II} = r_{Q_1}^{III}$$

Следователно при дадена обща електрическа мощност на електроцентралата може да се получи минимален разход на топлина за турбогенераторите, ако разпределението на товара между отделните агрегати осигурява равни относителни прирасти, т.е.:

$$r_{Q_1}^I = r_{Q_1}^{II} = r_{Q_1}^{III} = \dots = r_Q$$

Когато се избира най-икономичния режим за работа на електроцентралата като цяло, е необходимо да се вземат под внимание още енергийните характеристики на другите агрегати и преди всичко на парогенератора.

$$r_u = \frac{dQ_u}{dN} = \frac{dQ_u}{dQ_{III}} \cdot \frac{dQ_{III}}{dQ_o} \cdot \frac{dQ_o}{dN}, \text{ ако пренебрегнем } \frac{dQ_{III}}{dQ_o} \approx 1$$

$$r_u = r_Q \cdot r_Q^{III}$$

- В електроцентралите с блокова структурата минимален разход на топлина и гориво се осигурява, когато относителните прирасти на разхода на топлина за всеки блок имат еднакво стойности.
- При електроцентрали с неблокова технологична структура е необходимо равенство в относителните прирасти на разхода на топлина за паротурбинните инсталации ( $r_Q = const$ ) и отделно за парогенераторите ( $r_Q^{III} = const$ ).
- Аналогични зависимости се използват при разпределението на натоварването между термичните електроцентрали и блокове в енергийната система. В този случай обаче трябва да се вземе под внимание обстоятелството, че електроцентралите в системата работят с различни горива, при което оптимално с това разпределение на товара, при което променливите разходи за производство на дадено количество електроенергия са по-малки.

При различно разпределение на товара между електроцентралите в системата се изменят главно разходите за гориво. Ето защо с достатъчна за практиката точност, разпределението на товара може да се прави така, че относителните прирасти на разходите за гориво на различните блокове и електроцентрали да бъдат еднакви, т.е. да се използва следната зависимост:

$$r_u^I \cdot s_B^I = r_u^{II} \cdot s_B^{II} = \dots = r_u^{(n)} \cdot s_B^{(n)}, \text{ където}$$

$s_B$  е стойността на условното гориво в лв/t (лв/GJ), когато  $r_u$  е изразен в t/MWh (GJ/MWh).

Горното уравнение показва, че електроцентрали с евтино гориво работят при режими с по-високи стойности на съответните относителни прирасти и следователно при равни други условия те трябва да се натоварват повече.

Нека разгледаме следния пример

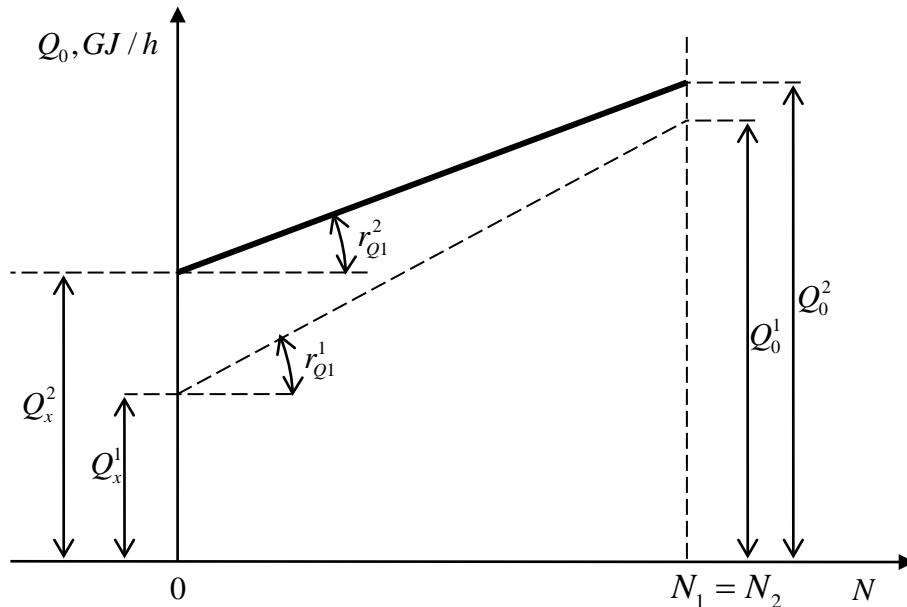
Агрегатите I и II покриват съвместно товар  $N = N_1 + N_2$ , при което  $N_1 = N_2$

I агрегат има характеристика  $Q_o^1 = Q_x^1 + r_{Q_1}^1 N_1$ .

II агрегат има характеристика  $Q_o^2 = Q_x^2 + r_{Q_1}^2 N_2$ .

$Q_x^1 < Q_x^2$  - разходите на празен ход.

$r_{Q_1}^1 > r_{Q_1}^2$  - специфичните прирасти.



I Да приемем, че се налага намаление на общия товар с  $\Delta N$ .

Тогава, ако се разтовари I агрегат:  $\Delta Q_o^1 = r_{Q_1}^1 \cdot \Delta N$

II агрегат:  $\Delta Q_o^2 = r_{Q_1}^2 \Delta N$

т.к.  $r_{Q_1}^1 > r_{Q_1}^2 \Rightarrow \Delta Q_o^1 > \Delta Q_o^2$

$\Rightarrow$  Ще разтоварим I агрегат, защото изхождаме от условието за минимален разход на първична енергия.

II Да приемем, че се налага увеличение на общия товар с  $\Delta N$ .

$\Delta Q_o^1 > \Delta Q_o^2$

$\Rightarrow$  ще натоварим II агрегат, защото изхождаме от условието за минимални разходи на първична енергия.