

Расчет тепловой схемы ТЭЦ

Расчет тепловой схемы выполняется для четырех характерных режимов работы теплоэлектроцентрали:

I режим – максимально-зимний, соответствующий расчетной температуре наружного воздуха для отопления ($t_{нар}=t_{р.о.}$). Этот режим определяет максимальную выработку пара на ТЭЦ и, следовательно, суммарную мощность устанавливаемых котлоагрегатов (основных и пиковых). Отопительно-вентиляционные нагрузки и нагрузки по технологическому пару в этом режиме принимаются максимально-суточными, нагрузка горячего водоснабжения – среднечасовой за неделю.

II режим – расчетно-контрольный. Этот режим соответствует средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха ($t_{нар}=t_{ср}^{х.м.}$). и просчитывается при условии аварийной остановки одного наиболее мощного котлоагрегата ТЭЦ.

Второй режим определяет число и единичную мощность устанавливаемых на ТЭЦ паровых и водогрейных котлов.

III режим – среднеотопительный. Этот режим рассчитывается при средней за отопительный период температуре наружного воздуха ($t_{нар}=t_{ср}^{ом}$) и соответствующих отопительных нагрузках.

IV режим – летний, характеризующий работу ТЭЦ при отсутствии отопительных нагрузок. Нагрузка по технологическому пару в IV режиме принимается равной зимней, а нагрузка ГВС – 70 % от зимней.

Порядок расчета тепловой схемы ТЭЦ приведен в табл. 1, пароводяной баланс ТЭЦ – в табл. 2. Расчетные формулы либо пояснения также приведены в таблице.

Таблица – Значения средних температур самого холодного месяца

Город	$t_{ср}^{х.м.}$ (2 режим)
Винница	- 3,8
Луцк	- 3,4
Днепропетровск	- 4,4
Кривой Рог	- 3,5
Донецк	- 4,8
Мариуполь	- 3,4
Житомир	- 3,9
Белгород	- 1,0
Запорожье	- 3,8
Мелитополь	- 2,2
Ивано-Франковск	2,5
Киев	- 4,7
Кировоград	- 4,9
Севастополь	3,2
Симферополь	2,2
Ялта	5,8
Львов	- 2,2
Николаев	- 2,2
Одесса	- 1,4
Полтава	- 5,8
Ровно	- 3,6
Конотоп	- 5,9
Тернополь	- 3,9
Харьков	- 5,9
Херсон	- 1,0
Каменец-Подольский	- 3,6
Черкасы	- 4,5
Чернигов	- 5,3
Черновцы	- 3,1

Таблица 1 – Расчет тепловой схемы ТЭЦ.

Расчетная величина	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или пояснение
Отпуск технологического пара промышленному потребителю			
Расход пара 1,4 МПа промышленному потребителю	D_n	т/ч	По заданию
Доля производственного конденсата, теряемого на производстве	$\gamma_{о.к.}$	%	Принимаем ($\gamma_{о.к.} = 20\%$)
Расход производственного конденсата, теряемого на производстве	$\Delta G_{о.к.}$	т/ч	$\Delta G_{о.к.} = \gamma_{о.к.} \cdot D_n / 100$
Расход обратного конденсата, возвращаемого на ТЭЦ	$G_{о.к.}$	т/ч	$G_{о.к.} = D_n - \Delta G_{о.к.}$
Температура обратного конденсата	$t_{о.к.}$	°C	$t_{о.к.} = 90\text{ °C}$
Температура добавочной воды после ХВО	$t_{ХВО}$	°C	$t_{ХВО} = 30\text{ °C}$. Вода на химоводоочистку берется из обратного циркудовода после конденсаторов турбин.
Максимально возможная паропроизводительность энергетических котлов	$\Sigma D_{ЭК}^{ном}$	т/ч	$\Sigma D_{ЭК}^{ном} = n_{ЭК} \cdot D_{ЭК}^{ном}$, где $n_{ЭК}$ – кол-во энерг. котлов. Во II реж. I энерг. котел аварийно отключен
Непрерывная продувка энергетических котлов	$D_{прод}$	т/ч	$D_{прод} = 0,01 \cdot \Sigma D_{ЭК}$ (для барабанных котлов)
Расход пара 0,6 МПа после расширителя непрерывной продувки в деаэратор 0,6 МПа	$D'_{прод}$	т/ч	$D'_{прод} = k_{сеп} \cdot D_{прод}$, где $k_{сеп}$ – коэффициент сепарации расширителя непрерывной продувки ($k_{сеп} = 0,45$)
Расход концентрата непрерывной продувки	$G_{к.л.}$	т/ч	$G_{к.л.} = D_{прод} - D'_{прод}$
Доля внутрицикловых стационарных утечек пара и конденсата	$\gamma_{ум}$	%	$\gamma_{ум} = 1,6\%$ (для промышленно-отопительных ТЭЦ); $\gamma_{ум} = 1,2\%$ (для отопительных ТЭЦ)
Внутрицикловые стационарные утечки пара и конденсата	$G_{ум}$	т/ч	$G_{ум} = \gamma_{ум} \cdot \Sigma D_{ЭК}^{ном} / 100$
Расход добавочной хим. обессоленной воды в Д-0,12 МПа	$G_{д.в.}$	т/ч	$G_{д.в.} = \Delta G_{о.к.} + G_{ум} + G_{к.л.}$
Температура концентрата продувки перед охладителем непрерывной продувки (ОКП)	$t_{к.л.}$	°C	$t_{к.л.} = 158\text{ °C}$
Температура концентрата продувки после ОКП	$t_{к.л.}^{ОКП}$	°C	$t_{к.л.}^{ОКП} = 40\text{ °C}$
Температура добавочной воды после ОКП	$t_6^{ОКП}$	°C	$t_6^{ОКП} = t_{ХВО} + (t_{к.л.} - t_{к.л.}^{ОКП}) \cdot G_{к.л.} / G_{д.в.}$
Температура добавочной хим. обессоленной воды после ПВП-0,12	$t_{о6}$	°C	$t_{о6} = 90\text{ °C}$. Подогрев осуществляется в специальных пароводяных подогревателях (ПВП) паром из коллектора собственных нужд 0,12 МПа.
Расход пара 0,12 МПа на ПВП-0,12 добавочной воды	$D^{ПВП-0,12}$	т/ч	$D^{ПВП-0,12} = 1,01 \cdot G_{д.в.} \cdot C_p (t_{о6} - t_6^{ОКП}) / (h^{0,12} - h_{др}^{0,12})$, где $C_p = 4,19$ кДж/кг, $h^{0,12}$, $h_{др}^{0,12}$ – соответственно, энтальпия греющего пара и дренажа ($h^{0,12} \approx 2610$ кДж/кг, $h_{др}^{0,12} \approx 440$ кДж/кг). (1,01 – коэффициент, учитывающий теплообмен подогревателя с окружающей средой)
Температура добавочной воды и обратного конденсата после Д-0,12 МПа	$t_6^{Д-0,12}$	°C	$t_6^{Д-0,12} = 102\text{ °C}$.
Суммарный расход добавочной воды и обратного конденсата после Д-0,12 МПа	$G_6^{Д-0,12}$	т/ч	$G_6^{Д-0,12} = \eta_n [G_{о.к.} \cdot C_p \cdot t_{о6} + G_{д.в.} \cdot C_p \cdot t_{о6} + D^{Д-0,12} \cdot h^{0,12} + D^{ПВП-0,12} \cdot h_{др}^{0,12}] / (C_p \cdot t_6^{Д-0,12})$, где $D^{Д-0,12} = G_6^{Д-0,12} - G_{о.к.} - G_{д.в.} - D^{ПВП-0,12}$ (т.е. имеем систему из 2 уравнений с 2 неизвестными: $G_6^{Д-0,12}$ и $D^{Д-0,12}$)
Расход пара 0,12 МПа на атмосферный деаэратор добавочной воды и обр. конденсата	$D^{Д-0,12}$	т/ч	$D^{Д-0,12} = G_6^{Д-0,12} - G_{о.к.} - G_{д.в.} - D^{ПВП-0,12}$
Температура добавочной воды и обратного конденсата после ПВП-0,6 (перед Д-0,6 МПа)	$t_6^{ПВП-0,6}$	°C	$t_6^{ПВП-0,6} = 140\text{ °C}$. Подогрев осуществляется в специальных ПВП паром из коллектора с.н. 0,6 МПа.
Расход пара 0,6 МПа на ПВП добавочной воды и обратного конденсата	$D^{ПВП-0,6}$	т/ч	$D^{ПВП-0,6} = 1,01 \cdot G_6^{Д-0,12} \cdot C_p (t_6^{ПВП-0,6} - t_6^{Д-0,12}) / (h^{0,6} - h_{др}^{0,6})$, где $h^{0,6}$, $h_{др}^{0,6}$ – соответственно, энтальпия греющего пара и дренажа ($h^{0,6} \approx 2840$ кДж/кг, $h_{др}^{0,6} \approx 660$ кДж/кг)
Расход пара 1,4 МПа на мазутохозяйство	$D_{мх}^{1,4}$	т/ч	$D_{мх}^{1,4} = k_{мх}^{1,4} \cdot \Sigma D_{ЭК}^{ном}$. В зависимости от режима $k_{мх}$ равен: $k_{мх}^I = 0,010$, $k_{мх}^{II} = 0,009$, $k_{мх}^{III} = 0,008$, $k_{мх}^{IV} = 0,004$
Суммарный расход пара на собственные нужды ТЭЦ (ПВП, Д-0,12, мазутохозяйство)	$D_{с.н.}$	т/ч	$D_{с.н.} = D^{ПВП-0,12} + D^{Д-0,12} + D^{ПВП-0,6} + D_{мх}^{1,4}$
Нагрузка внешних потребителей по горячей воде			
Горячее водоснабжение	$Q_{звс}$	МВт	$Q_{звс}^{зим} = \gamma_{звс} \cdot Q_{max}$; $Q_{звс}^{лет} = 0,7 \cdot Q_{звс}^{зим}$; $Q_{ов} = Q_{мс} - Q_{звс}$
Отопление и вентиляция	$Q_{ов}$	МВт	В I режиме: $Q_{мс} = Q_{max}$ (по заданию). Во II и III режимах – по графику Россандера в зависимости от т-ры наружного воздуха. В IV режиме: $Q_{мс} = Q_{звс}^{лет}$
Суммарная тепловая нагрузка потребителей по горячей воде	$Q_{мс}$	МВт	

Расчетная величина	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или пояснение
Температуры воды в теплосети:			
Подающая линия	$t_{под}$	°C	<p>Принят качественный способ регулирования нагрузки теплосети. При этом расход сетевой воды практически не изменяется, а регулирование осуществляется изменением тем-ры воды в теплосети. Тем-ра воды определяется температурным графиком (см. ниже).</p> <p>В I режиме: $t_{под}/t_{обр}=150/70$ °C.</p> <p>Во II и III режимах: $t_{под}$ и $t_{обр}$ <i>опр. по температурному графику в зависимости от $t_{нар}$</i></p> <p>В IV режиме: $t_{под}/t_{обр}=70/40$ °C</p>
Обратная линия	$t_{обр}$	°C	
Средняя температура воды в теплосети	$t_{мс}^{cp}$	°C	
Температура исходной (сырой) воды	$t_{исх}$	°C	Принимаем ($t_{исх} = 5$ °C – зимой, $t_{исх} = 15$ °C – летом)
Утечка воды из теплосети	$G_{ум}^{TC}$	м ³ /ч	Для I-III режимов: $G_{ум}^{TC}=0,15 \cdot Q_{max}$; Для IV режима: $G_{ум}^{TC}=0,05 \cdot Q_{max}$
Суммарный расход подпиточной воды	$G_{подп}^{TC}$	м ³ /ч	$G_{подп} = G_{ум}^{TC}$
Тепловая потеря с утечкой из теплосети	$Q_{ум}^{TC}$	МВт	$Q_{ум}^{TC} = G_{ум}^{TC} \cdot C_p (t_{мс}^{cp} - t_{исх}) / 3600$
Тепло, вносимое с подпиточной водой	$Q_{подп}^{TC}$	МВт	$Q_{подп} = G_{подп}^{TC} \cdot C_p (t_{хво} - t_{исх}) / 3600$
Суммарная теплофикационная нагрузка ТЭЦ (сетевых подогревателей и ПВК)	$Q_{ТЭЦ}$	МВт	$Q_{ТЭЦ} = Q_{мс} + Q_{ум}^{TC} - Q_{подп}^{TC}$
Расход сетевой воды	$G_{св}$	м ³ /ч	$G_{св} = 3600 \cdot Q_{ТЭЦ} / [C_p (t_{под} - t_{обр})]$
Расчет турбоустановок			
Средний расход технологического пара 1,4 МПа от турбины типа Р	D_n^P	м ³ /ч	
Суммарный расход технологического пара 1,4 МПа от турбин типа Р	ΣD_n^P	м ³ /ч	$\Sigma D_n^P = n_P \cdot D_n^P$
Средний расход острого пара на турбину типа Р	D_0^P	м ³ /ч	Расход пара на турбины типа Р определяется по расходной характеристике турбины
Суммарный расход острого пара на турбины типа Р	ΣD_0^P	м ³ /ч	$\Sigma D_0^P = n_P \cdot D_0^P$
Средняя электрическая мощность турбины типа Р	N_3^P	МВт	$N_3^P = f(D_0^P)$ – по диаграмме режимов
Суммарная электрическая мощность турбин типа Р	ΣN_3^P	МВт	$\Sigma N_3^P = n_P \cdot N_3^P$
Средний расход технологического пара 1,4 МПа от турбины типа ПТ	D_n^{PT}	м ³ /ч	
Суммарный расход технологического пара 1,4 МПа от турбин типа ПТ	ΣD_n^{PT}	м ³ /ч	$\Sigma D_n^{PT} = n_{PT} \cdot D_n^{PT}$
Средняя теплофикационная нагрузка сетевых подогревателей турбины ПТ	$Q_{сн}^{PT}$	МВт	По диаграмме режимов
Суммарная теплофикационная нагрузка сетевых подогревателей турбин ПТ	$\Sigma Q_{сн}^{PT}$	МВт	$\Sigma Q_{сн}^{PT} = n_{PT} \cdot Q_{сн}^{PT}$
Средний расход острого пара на турбину типа ПТ	D_0^{PT}	м ³ /ч	По диаграмме режимов
Суммарный расход острого пара на турбины типа ПТ	ΣD_0^{PT}	м ³ /ч	$\Sigma D_0^{PT} = n_{PT} \cdot D_0^{PT}$
Средняя электрическая мощность турбины типа ПТ	N_3^{PT}	МВт	$N_3^{PT} = f(D_0^{PT}, D_n^{PT}, Q_{сн}^{PT})$ – по диаграмме режимов
Суммарная электрическая мощность турбин типа ПТ	ΣN_3^{PT}	МВт	$\Sigma N_3^{PT} = n_{PT} \cdot N_3^{PT}$
Средняя теплофикационная нагрузка сетевых подогревателей турбины Т	$Q_{сн}^T$	МВт	
Суммарная теплофикационная нагрузка сетевых подогревателей турбин Т	$\Sigma Q_{сн}^T$	МВт	$\Sigma Q_{сн}^T = n_T \cdot Q_{сн}^T$
Средний расход острого пара на турбину типа Т	D_0^T	м ³ /ч	По диаграмме режимов
Суммарный расход острого пара на турбины типа Т	ΣD_0^T	м ³ /ч	$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T$
Средняя электрическая мощность турбины типа Т	N_3^T	МВт	По диаграмме режимов
Суммарная электрическая мощность турбин типа Т	ΣN_3^T	МВт	$\Sigma N_3^T = n_T \cdot N_3^T$
Расход пара 1,4 МПа технологическому потребителю от РОУ (если это предусмотрено)	D_n^{POV}	м ³ /ч	$D_n^{POV} = D_n - \Sigma D_n^P - \Sigma D_n^{PT}$
Суммарный расход пара на турбины	ΣD_0	м ³ /ч	$\Sigma D_0 = \Sigma D_0^P + \Sigma D_0^{PT} + \Sigma D_0^T$
Суммарная электрическая мощность турбин	ΣN_3	МВт	$\Sigma N_3 = \Sigma N_3^P + \Sigma N_3^{PT} + \Sigma N_3^T$
Суммарная теплофикационная нагрузка сетевых подогревателей турбин Т и ПТ	$\Sigma Q_{сн}$	МВт	$\Sigma Q_{сн} = \Sigma Q_{сн}^T + \Sigma Q_{сн}^{PT}$
Суммарная теплофикационная нагрузка пиковых водогрейных котлов	$Q_{ПВК}$	МВт	$Q_{ПВК} = Q_{ТЭЦ} - \Sigma Q_{сн}$
Суммарная паропроизводительность энергетических котлов	$\Sigma D_{ЭК}$	м ³ /ч	$\Sigma D_{ЭК} = \Sigma D_0 + G_{ум} + D_{с.л.}$
Суммарный расход питательной воды энергетических котлов	$\Sigma D_{пв}$	м ³ /ч	$\Sigma D_{пв} = \Sigma D_{ЭК} + D_{прод}$

Расчетная величина	Обозначение	Единица измерения	Расчетная формула или пояснение
Энергетические показатели ТЭЦ			
Полный суммарный расход тепла на турбоустановки	$\Sigma Q_{ТУ}$	<i>MВт</i>	$\Sigma Q_{ТУ} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{нв}) + (D^{ПВП-0,12} + D^{Т-0,12}) \cdot h^{0,12} + D^{ПВП-0,6} h^{0,6} + D_{\max}^{1,4} h^{1,4} + G_{к.п.} C_p (t_{к.п.} - t_{к.п.}^{ОКП}) / 3600 - \text{для турбин без вторичного перегрева пара (где } h^{1,4} = 2970 \text{ кДж/кг)}$ $\Sigma Q_{ТУ} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{нв}) + \Sigma D_{вн}(h''_{вн} - h'_{вн}) + D_{\max}^{1,4} h^{1,4}] / 3600 - \text{для турбин с ВПП (Т-250-240, Т-180-130)}$ где $h_0, h_{нв}$ – энтальпии острого пара и питательной воды, соответственно, кДж/кг; $h''_{вн}, h'_{вн}$ – энтальпии вторичного пара после и до промперегрева, соответственно, кДж/кг; $\Sigma D_0, \Sigma D_{вн}$ – суммарные расходы острого и вторичного пара, соответственно, т/ч; при $p_0 = 13 \text{ МПа}$: $h_0 = 3520 \text{ кДж/кг}$, $h_{нв} = 1010 \text{ кДж/кг}$ при $p_0 = 23,5 \text{ МПа}$: $h_0 = 3330 \text{ кДж/кг}$, $h_{нв} = 1160 \text{ кДж/кг}$, $h''_{вн} = 3550 \text{ кДж/кг}$, $h'_{вн} = 2960 \text{ кДж/кг}$ $\Sigma D_{вн} \approx 0,83 \cdot \Sigma D_0$
Расход тепла на производственных потребителей	ΣQ_n	<i>MВт</i>	$\Sigma Q_n = [D_n \cdot h_n - C_p \cdot G_{о.к.} \cdot t_{ок} - C_p \cdot \Delta G_{о.к.} \cdot t_{ХОВ}] / 3600$, где $h_n \approx 2970 \text{ кДж/кг}$
Суммарный расход тепла на внешних потребителей	$\Sigma Q_{вн}$	<i>MВт</i>	$\Sigma Q_{вн} = \Sigma Q_n + \Sigma Q_{сн}$
Расход тепла на турбоустановки по производству электроэнергии	$\Sigma Q_{ТУ}^э$	<i>MВт</i>	$\Sigma Q_{ТУ}^э = \Sigma Q_{ТУ} - \Sigma Q_{вн} - [G_{\text{гт}} + G_{кп}] \cdot (h_{нв} - C_p \cdot t_{ХВО}) / 3600$
КПД турбоустановок по производству электроэнергии	$\eta_{ТУ}^э$	–	$\eta_{ТУ}^э = \Sigma N_э / \Sigma Q_{ТУ}^э$
Удельный расход тепла на производство электроэнергии	$q_{ТУ}^э$	– кДж/кВт·ч	$q_{ТУ}^э = 1 / \eta_{ТУ}^э$ $q_{ТУ}^э = 3600 / \eta_{ТУ}^э$
Тепловая нагрузка энергетических котлов	$\Sigma Q_{ЭК}$	<i>MВт</i>	$\Sigma Q_{ЭК} = [\Sigma D_{ЭК}(h_{нн} - h_{нв}) + D_{\text{прод}}(h_{\text{прод}} - h_{нв}) + \Sigma D_{вн}(h''_{вн} - h'_{вн} + \Delta q_{\text{ВПП}})] / 3600$, где $h_{\text{прод}} = 1600 \text{ кДж/кг}$, $h_{нн} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}$, $\Delta q_{\text{ВПП}}$ – дополнительное количество теплоты, теряемое паром промперегрева за счет теплообмена паропроводов с окр. средой ($\approx 30 \text{ кДж/кг}$)
КПД трубопроводов	$\eta_{\text{тп}}$	–	$\eta_{\text{тп}} = \Sigma Q_{ТУ} / \Sigma Q_{ЭК}$
КПД ТЭЦ по производству электроэнергии	$\eta_{\text{ТЭЦ}}^э$	–	$\eta_{\text{ТЭЦ}}^э = \eta_{ТУ}^э \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{ЭК}$ где $\eta_{ЭК}$ – КПД энергетических котлов (для газа – 0,91...0,94, для твердого топлива – 0,86...0,90)
КПД ТЭЦ по производству и отпуску тепла на отопление, вентиляцию и ГВС	$\eta_{\text{ТЭЦ}}^T$	–	$\eta_{\text{ТЭЦ}}^T = \eta_{\text{тф}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{ЭК}$ где $\eta_{\text{тф}}$ – КПД теплофикационной установки ($\eta_{\text{тф}} = 0,99 \dots 0,995$)
Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии	$b_y^э$	г/кВт·ч	$b_y^э = 123 / \eta_{\text{ТЭЦ}}^э$
Удельный расход условного топлива на производство и отпуск тепловой энергии	b_y^T	кг/ГДж	$b_y^T = 34,1 / \eta_{\text{ТЭЦ}}^T$

Таблица 2 – Пароводяной баланс ТЭЦ.

Источник	Единица измерения	Режим				Потребитель	Единица измерения	Режим			
		I режим	II режим	III режим	IV режим			I режим	II режим	III режим	IV режим
1. Пароводяной баланс энергетических котлов											
Суммарный расход питательной воды энергетических котлов	<i>m/ч</i>	- суммарный расход острого пара на турбины	<i>m/ч</i>
						- внутростанционные потери пара и конденсата на ТЭЦ	<i>m/ч</i>
						- расход пара на собственные нужды ТЭЦ	<i>m/ч</i>
						- непрерывная продувка энергетических котлов	<i>m/ч</i>
Всего	<i>m/ч</i>	Всего	<i>m/ч</i>
2. Пароводяной баланс внешнего потребителя технологического пара											
Расход пара 1,4 МПа внешнему потребителю от турбин Р	<i>m/ч</i>	- расход обратного конденсата, возвращаемого на ТЭЦ	<i>m/ч</i>
Расход пара 1,4 МПа внешнему потребителю от турбин ПТ	<i>m/ч</i>	- потеря конденсата на производстве	<i>m/ч</i>
Расход пара 1,4 МПа внешнему потребителю от РОУ (если это предусмотрено)	<i>m/ч</i>						
Всего	<i>m/ч</i>	Всего	<i>m/ч</i>
3. Пароводяной баланс собственных нужд ТЭЦ											
Коллектор пара 0,12 МПа	<i>m/ч</i>	- расход пара 0,12 МПа на ПВП добавочной воды и атмосферный деаэрактор добавочной воды и обр. конденсата	<i>m/ч</i>
Коллектор пара 0,6 МПа	<i>m/ч</i>	- расход пара 0,6 МПа на ПВП добавочной воды и обр. конденсата	<i>m/ч</i>
Коллектор пара 1,4 МПа	<i>m/ч</i>	- расход пара 1,4 МПа на мазутохозяйство					
Всего	<i>m/ч</i>	Всего	<i>m/ч</i>