

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и экология»

Н. З. Заглубоцкий, С. И. Устиненко

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

ПРАКТИКУМ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-43 80 03
«Теплоэнергетика и теплотехника»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2021

УДК 697.34(075.8)
ББК 31.38я73
3-14

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 22.06.2021 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. О. Добродей*

Заглубоцкий, Н. З.

3-14 Обеспечение эффективности и надежности работы теплоэнергетических систем :
практикум по одной дисциплине для студентов специальности 1-43 80 03 «Теплоэнергетика и теплотехника» днев. и заоч. форм обучения / Н. С. Заглубоцкий, С. И. Устиненко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 51 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Практикум позволит магистрантам овладеть основными навыками расчетов экономии топлива при работе теплофикационных турбин ТЭЦ на тепловом потреблении, при замене резервного топлива – мазута на печное бытовое топливо, научиться выполнять расчеты оптимальных температурных графиков работы теплоэнергетических систем и определять граничные критерии, при которых экономически обоснован отказ от установки в каждом объекте теплоснабжения индивидуальных тепловых пунктов.

Для практической подготовки магистрантов специальности 1-43 80 03 «Теплоэнергетика и теплотехника».

УДК 697.34(075.8)
ББК 31.38я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2021

ВВЕДЕНИЕ

В уставе (положении) каждого энергетического предприятия (филиала) записано, что основными целями энергопредприятия являются **надежное**, качественное, безопасное, **экономически эффективное** функционирование и инновационное развитие производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии потребителям. То есть, в формулировке целей прямо указано на необходимость одновременного обеспечения надежности и энергоэффективности в энергетике, что является предметом дисциплины.

В данном практикуме не рассматриваются мероприятия, проводимые предприятиями (филиалами) по планам работ экономии энергоресурсов и энергоаудиту, так как эти мероприятия изучались магистрантами ранее в других дисциплинах. Предлагается провести практические занятия по мероприятиям макроуровня:

- расчет экономии топлива при работе турбин ТЭЦ на тепловом потреблении (теплофикации);

- расчет оптимального температурного графика для теплоэнергетических систем, имеющих в своем составе ТЭЦ и/или котельные;

- расчет экономии топлива при замене резервного топлива – мазута на печное бытовое топливо (ПБТ), включая экологический эффект;

- экологические аспекты сжигания мазута и печного бытового топлива.

1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИИ

Энергетическая эффективность теплофикации оценивается по экономии топлива ΔB , получаемой при удовлетворении от ТЭЦ заданного энергопотребления (электрической и тепловой энергии) определенного круга потребителей или района в целом, по сравнению с расходом топлива при отдельном методе удовлетворения этих же нагрузок, т.е. при выработке электрической энергии на конденсационных электрических станциях (КЭС) и теплоты в котельных:

$$\Delta B = B_P - B_T, \quad (1.1)$$

где B_P – расход топлива при отдельной выработке электрической энергии и теплоты; B_T – то же при теплофикации.

Электрическая энергия – наиболее совершенный вид энергии, но зато и выработка ее на ТЭС связана со значительно большими топливными затратами, чем выработка теплоты.

Как известно из второго закона термодинамики, невозможно всю теплоту, подведенную к рабочему телу в теплосиловом цикле, превратить в работу. При превращении теплоты в работу необходимо часть подведенной теплоты отвести в холодный источник.

При выработке электрической энергии на современных КЭС в холодный источник, т.е. в окружающую среду, отводится около 60 % теплоты, подводимой в цикле. Этим в основном определяется низкий КПД выработки электрической энергии, составляющий 36–40 %.

Что же касается КПД установок производству теплоты, то даже в местных котельных с котлами устаревших конструкций при работе на твердом топливе он составляет 50–55 %, а в крупных современных районных котельных на газе 80–90 % и более.

1.1. Определение расхода топлива на комбинированную выработку электрической энергии и теплоты на паротурбинных ТЭЦ

Расход топлива на выработку электрической энергии и теплоты на паротурбинных ТЭЦ может быть определен как сумма двух слагаемых:

$$B_T = B_{T.Э} + B_{T.Т}, \quad (1.2)$$

где $B_{T.Э}$, $B_{T.Т}$ – расход топлива на выработку соответственно электрической энергии и теплоты.

Основными агрегатами большинства современных паротурбинных ТЭЦ являются теплофикационные турбины с отбором пара и с конденсаторами. Эти турбины могут развивать, как правило, полную электрическую мощность независимо от нагрузки теплофикационных отборов, однако они не всю электроэнергию вырабатывают комбинированным методом. Часть электрической энергии вырабатывается в этих турбинах с использованием потока пара, поступающего в конденсатор, т.е. конденсационным методом. Поэтому полное количество электрической энергии, вырабатываемой на ТЭЦ, является в общем случае суммой двух слагаемых:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_T + \mathcal{E}_{T.K}, \quad (1.3)$$

где \mathcal{E}_T – комбинированная выработка; $\mathcal{E}_{T.K}$ – конденсационная выработка.

Количество электрической энергии, вырабатываемой на ТЭЦ комбинированным методом, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_T = \varepsilon_T \cdot Q_T, \quad (1.4)$$

где ε_T – удельная комбинированная выработка электроэнергии, т. е. количество электроэнергии, произведенной на ТЭЦ в одном технологическом цикле с отпуском единицы теплоты внешним потребителям; Q_T – отпуск отработавшей теплоты (из отборов или противодавления) внешним тепловым потребителям.

Тепловая экономичность ТЭЦ характеризуется двумя основными показателями:

1. удельной комбинированной выработкой электроэнергии – ε_T ;
2. удельным расходом топлива на выработку электрической энергии по конденсационному циклу – $b_{T.K}^{\mathcal{E}}$.

Значение – равно удельной комбинированной выработке на базе внешнего теплового потребления. Сюда входит также комбинированная выработка на базе внутреннего теплового потребления, т. е. на базе регенеративного подогрева конденсата от температуры возврата в схему ТЭЦ до температуры питательной воды.

Удельная комбинированная выработка электрической энергии, отнесенная к единице отработавшей теплоты, отведенной из идеального цикла Карно (рис. 1.1)

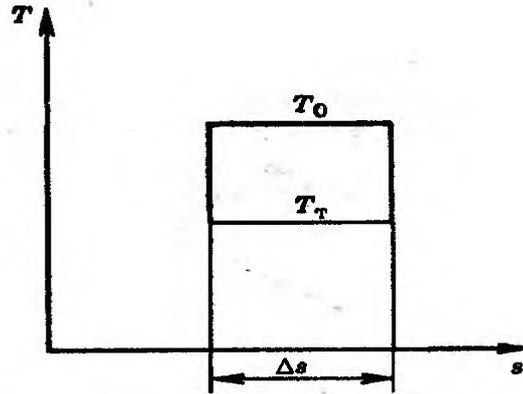


Рис. 1.1. Идеальный цикл Карно

$$\varepsilon_T = \frac{(T_0 - T_T) \cdot \Delta s}{T_T \cdot \Delta s} = \frac{T_0}{T_T} - 1, \quad (1.5)$$

где T_0 – средняя температура подвода теплоты в цикл, К; T_T – средняя температура отвода теплоты из цикла, К.

Значение ε_T , приведенное в (1.5), в безразмерном виде, представляет собой отношение количества выработанной электроэнергии к количеству отработавшей теплоты, отведенной из цикла, выраженных в одних и тех же единицах, Д например Дж/Дж или кВт·ч/(кВт·ч).

Для получения значения удельной комбинированной выработки ε_T , выраженной в единицах, обычно используемых на практике, необходимо значение ε_T , рассчитанное по (1.5), умножить на размерную единицу, т. е. на 278 кВт·ч/ГДж или 1163 кВт·ч/Гкал. При этом выражение (1.5) принимает вид:

$$\varepsilon_T = 278 \cdot \frac{(T_0 - T_T) \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{ЭМ}}{T_0 - (T_0 - T_T) \cdot \eta_{oi}}, \quad (1.5a)$$

где $\eta_{ЭМ}$ – электромеханический КПД турбоагрегата, т. е. произведение механического КПД турбины на КПД электрогенератора, η_{oi} – внутренний относительный КПД турбины.

Расход условного топлива, кг, на комбинированную выработку электрической энергии на ТЭЦ (без учета конденсационной выработки):

$$B_{Т.Э} = b_T^{\varepsilon} \cdot \varepsilon_T = b_T^{\varepsilon} \cdot \varepsilon_T \cdot Q_T, \quad (1.6)$$

где $b_T^{\text{э}}$ – удельный расход условного топлива на комбинированную выработку электрической энергии, кг/(кВт · ч); Q_T – количество отработавшей теплоты, отданной в систему теплоснабжения, ГДж; $\text{Э}_T = \text{э}_T \cdot Q_T$ – количество электрической энергии, выработанной комбинированным методом, кг/(кВт · ч).

Удельный расход условного топлива на комбинированную выработку электрической энергии, кг/(кВт · ч):

$$b_T^{\text{э}} = \frac{0,123}{\eta_{К.С} \cdot \eta_{ЭМ}}. \quad (1.7)$$

Из совместного решения (1.6)–(1.7):

$$B_{Т.Э} = 0,123 \frac{\text{э}_T Q_T}{\eta_{К.С} \cdot \eta_{ЭМ}}, \quad (1.8)$$

где $\eta_{К.С}$ – КПД котельной электростанции с учетом потерь теплоты в паропроводах между котельной и машинным залом; 0,123 – количество условного топлива, затрачиваемое на выработку 1 кВт · ч в идеальном случае при $\eta_{К.С} = 1$ и $\eta_{ЭМ} = 1$. В реальных условиях $\eta_{К.С} > 1$ и $\eta_{ЭМ} > 1$, поэтому $b_T^{\text{э}} > 0,123$ кг/(кВт · ч).

Для предварительных расчетов можно принимать следующие значения удельных расходов условного топлива (брутто) на комбинированную выработку электрической энергии $b_T^{\text{э}}$ на ТЭЦ в зависимости от типа турбинного оборудования:

- для турбин Т–50–130 и Р–100–130 – $b_T^{\text{э}} = 0,160–0,162$ кг/(кВт · ч);
- для турбин Т–100/120–130 и Т–175/210–130 – $b_T^{\text{э}} = 0,160–0,165$ кг/(кВт · ч);
- для турбин Т–180/215–130 и Т–250/300–240 – $b_T^{\text{э}} = 0,165–0,170$ кг/(кВт · ч).

На рис. 1.2 показана схема паротурбинной теплофикационной установки, а на рис. 1.3 – процесс ее работы в T,s -диаграмме. Из условия одинаковой работоспособности подведенной теплоты в цикле Карно и в реальном цикле средняя температура подвода теплоты T_0 :

$$T_0 = \frac{h_4 - h_1}{s_4 - s_1} = \frac{h_{II} - h_{II.B}}{s_{II} - s_{II.B}}, \quad (1.9)$$

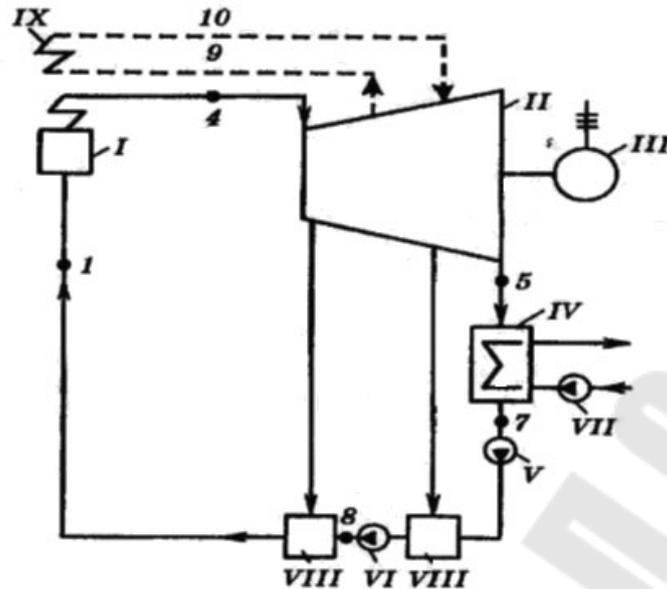


Рис. 1.2. Схема паротурбинной теплофикационной установки (с промперегревом):

I – котел; II – паровая турбина; III – электрогенератор;
 IV – теплофикационный подогреватель; V – конденсатный насос;
 VI – питательный насос; VII – сетевой насос; VIII – регенеративный подогреватель; IX – промперегреватель; 1–10 – характерные точки теплосилового цикла.

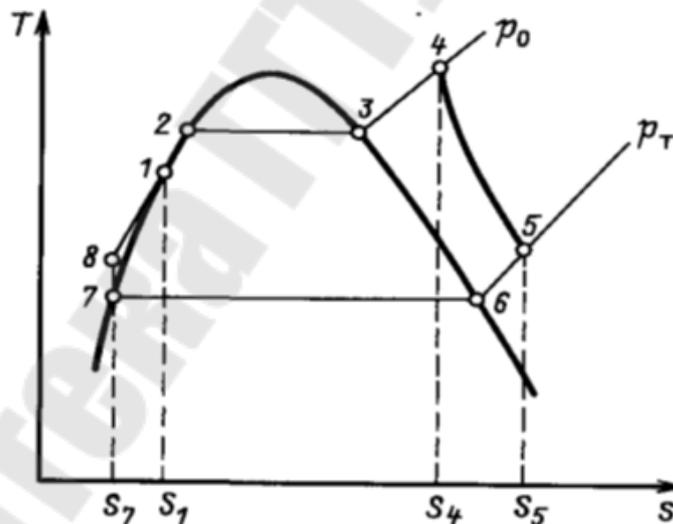


Рис. 1.3. Процесс работы паротурбинной теплофикационной установки в T,s -диаграмме:

p_0 – давление рабочего пара перед турбиной; p_t – давление отработавшего пара; 1 – питательная вода перед котлом;
 2 – вода при температуре кипения; 3 – сухой насыщенный пар;
 4 – рабочий пар на выходе из котла; 5 – отработавший пар на выходе из турбины; 6 – сухой насыщенный пар;
 7 – конденсат отработавшего пара на выходе из теплофикационного подогревателя

Средняя температура отвода теплоты из цикла T_T :

$$T_T = \frac{h_5 - h_1}{s_5 - s_1} = \frac{h_{П.О} - h_{К.Т.}}{s_{П.О} - s_{К.Т.}}. \quad (1.10)$$

В выражениях (1.9), (1.10) $h_{П.}, h_{П.О.}, h_{П.В.}, h_{К.Т.}$ – удельная энтальпия: пара на выходе из котла, отработавшего пара на выходе из турбины, питательной воды на входе в котел, конденсата отработавшего пара, кДж/кг, $s_{П.}, s_{П.О.}, s_{П.В.}, s_{К.Т.}$ – удельные энтропии тех же состояний пара и воды, кДж/(кг · К).

Снижение температуры отвода теплоты из цикла дает больший прирост удельной комбинированной выработки электрической энергии по сравнению с повышением на такое же значение средней температуры подвода теплоты в цикл.

Снижение средней температуры отвода теплоты из цикла достигается более простыми и менее затратными средствами, чем повышение средней температуры подвода теплоты в цикл. Эти средства могут быть использованы в основном у потребителей в их теплопотребляющих системах путем автоматизации процессов потребления теплоты не только на групповых и местных тепловых подстанциях, но и индивидуально на радиаторах в обогреваемых помещениях и на другом теплопотребляющем оборудовании.

В табл. 1.1 приведены характерные параметры и средняя температура подвода теплоты в цикл теплосиловых установок.

Таблица 1.1

Характерные параметры и средняя температура подвода теплоты в цикл

Начальные параметры		Параметры промежуточного перегрева		Температура питательной воды $t_{п.в.}, ^\circ\text{C}$	Средняя температура подвода теплоты в цикл T_0, K
$p_0, \text{МПа}$	$t_0, ^\circ\text{C}$	$p_{п.п}, \text{МПа}$	$t_{п.п}, ^\circ\text{C}$		
3,5	435	–	–	150	519
6	274	1/0,9	260	220	521
9	535	–	–	215	590
13	555	–	–	230	616
13	545	3,2/2,9	545	230	623
17	545	3,6/3,3	545	250	642
24	545	4,0/3,6	545	260	658

На рис. 1.4 приведены зависимости удельной комбинированной выработки электрической энергии ε_T от температуры насыщения t_T соответствующей давлению p_T отработавшего пара. При построении зависимости принято $\eta_{ЭМ} = 0,98$. При $p_T \leq 100$ кПа $t_{К.Т} = t_T$; при $p_T > 100$ кПа $t_{К.Т} = 100$ °С.

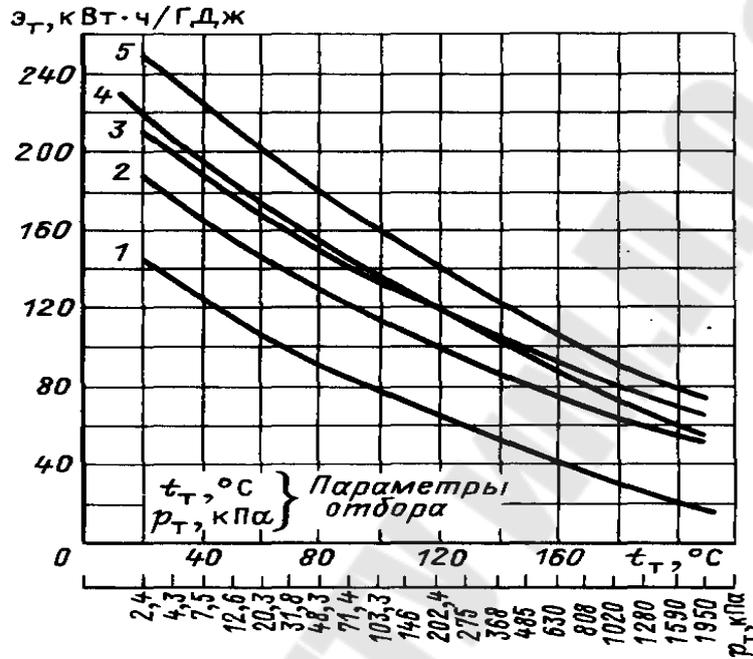


Рис. 1.4. Удельная комбинированная выработка электрической энергии

В табл. 1.2 представлены параметры исходя из зависимости представленной на рис. 1.4.

Таблица 1.2

Удельная комбинированная выработка электрической энергии

Номер кривой	p_0 , МПа	t_0 , °С	$p_{п.п.}$, МПа	$t_{п.п.}$, °С	$t_{п.в.}$, °С	η_{oi}
1	3,43	435	—	—	150	0,8
2	8,83	535	—	—	215	0,8
3	12,75	535	—	—	230	0,83
4	12,75	540	3,2/2,9	540	230	0,83
5	23,5	540	4,0/3,6	540	260	0,85

1.2. Определение расхода топлива на отдельную выработку электрической энергии и тепла

Расход условного топлива, кг, на конденсационную выработку электроэнергии:

$$B_K^{\text{э}} = b_K^{\text{э}} \cdot \text{Э}, \quad (1.11)$$

где $b_K^{\text{э}}$ – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на КЭС, кг/(кВт · ч); Э – количество выработанной электроэнергии, кВт · ч.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии на КЭС:

$$b_K^{\text{э}} = 0,123 / (\eta_{К.С} \cdot \eta_t \cdot \eta_{О.И} \cdot \eta_{ЭМ}), \quad (1.12)$$

где $\eta_t = 1 - T_K / T_0$ – термический КПД цикла; здесь T_K – средняя температура отвода тепла из конденсационного цикла, K , определяется давлением пара, отводимого из последней ступени турбины в конденсатор; T_0 – средняя температура подвода тепла в цикл, определяемая по (1.9).

Для предварительных расчетов можно принимать представленные в табл. 1.3 значения удельных расходов условного топлива $b_K^{\text{э}}$, г/(кВт · ч) (брутто) на выработку электрической энергии КЭС на твердом топливе в зависимости от типа турбоустановок:

Таблица 1.3

Значения удельных расходов условного топлива

Тип турбины	$b_K^{\text{э}}$, г/(кВт·ч)	Тип турбины	$b_K^{\text{э}}$, г/(кВт · ч)
К-800-240	310–315	К-200-130	335–340
К-500-240	315–320	К-160-130	350–355
К-300-240	320–325		

При газомазутном топливе $b_K^{\text{э}}$ снижается на 4–5 % удельный расход топлива на отпуск электроэнергии:

$$(b^{\text{э}})_{\text{НЕТТО}} = (b^{\text{э}})_{\text{БРУТТО}} / (1 - \phi_{С.Н}), \quad (1.13)$$

где $\phi_{С.Н}$ – коэффициент расхода на собственные нужды. Для предварительных расчетов можно принимать для КЭС $\phi_{С.Н} = 0,04 \div 0,06$ (меньшее значение – для газомазутного, большее – для твердого топлива).

1.3. Определение абсолютной экономии топлива при теплофикации от паротурбинных ТЭЦ

Полное количество электрической энергии, вырабатываемой на ТЭЦ:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_T + \mathcal{E}_{T.K},$$

где $\mathcal{E}_T = \varepsilon_T Q_T$ – комбинированная выработка электроэнергии на базе теплофикации, включающая выработку на базе регенеративного подогрева конденсата теплофикационной установки, кВт·ч; $\mathcal{E}_{T.K}$ – конденсационная выработка электроэнергии на ТЭЦ, включающая выработку на базе регенеративного подогрева конденсата из конденсатора турбины, кВт·ч.

Полное количество теплоты, отпускаемой от ТЭЦ:

$$Q = Q_T + Q_P,$$

где Q_T и Q_P – количество теплоты, отпущенной из отборов турбин и непосредственно из котлов, ГДж.

Расход условного топлива, кг, на ТЭЦ:

$$B_T = B_T^{\mathcal{E}} + B_T^T,$$

где $B_T^{\mathcal{E}}$ и B_T^T – расходы условного топлива на выработку электрической энергии и на покрытие тепловой нагрузки, кг.

Расход условного топлива на выработку электрической энергии:

$$B_T^{\mathcal{E}} = b_T^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_T + b_{T.K}^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_{T.K}, \quad (1.14)$$

где $b_T^{\mathcal{E}}$ и $b_{T.K}^{\mathcal{E}}$ – удельные расходы условного топлива на теплофикационную и конденсационную выработку электроэнергии на ТЭЦ, кг/(кВт·ч).

Первое слагаемое правой части уравнений (1.14) определяется по (1.5a)–(1.6).

Удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электрической энергии на ТЭЦ, кг/(кВт·ч), определяется по (1.12).

Средний удельный расход условного топлива (брутто) кг/(кВт·ч), на выработку электрической энергии на ТЭЦ:

$$b_T^{\mathcal{E}} = (b_T^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_T + b_{T.K}^{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{E}_{T.K}) / \mathcal{E}. \quad (1.15)$$

Средний удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии определяется по формуле (1.13). Для предварительных расчетов можно принимать для ТЭЦ $\varphi_{С,Н} = 0,06 \div 0,08$.

Разница в расходах условного топлива, кг, на выработку одного и того же количества электрической энергии на КЭС и ТЭЦ определяется по формуле Л. А. Мелентьева:

$$\Delta B_{\mathcal{E}} = B_K^{\mathcal{E}} - B_T^{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_T \cdot (b_K^{\mathcal{E}} - b_T^{\mathcal{E}}) - \mathcal{E}_{Т.К} \cdot (b_{Т.К}^{\mathcal{E}} - b_K^{\mathcal{E}}). \quad (1.16)$$

Первое слагаемое правой части – это экономия топлива, получаемая благодаря комбинированной выработке электроэнергии на ТЭЦ, второе слагаемое – перерасход топлива на ТЭЦ из-за выработки на ней электрической энергии конденсационным методом.

Критическая доля комбинированной выработки электрической энергии на ТЭЦ, при которой $\Delta B_{\mathcal{E}} = 0$:

$$(\bar{\mathcal{E}}_T)_* = \frac{b_{Т.К}^{\mathcal{E}} - b_K^{\mathcal{E}}}{b_{Т.К}^{\mathcal{E}} - b_T^{\mathcal{E}}}. \quad (1.17)$$

При отношении комбинированной выработки к полной выработке электроэнергии на ТЭЦ \mathcal{E}_T меньше, чем $(\bar{\mathcal{E}}_T)_*$ ТЭЦ дает не экономию, а перерасход топлива из-за повышенной конденсационной выработки электрической энергии. При начальных параметрах КЭС 24 МПа и начальных параметрах ТЭЦ 13 Мпа $(\bar{\mathcal{E}}_T)_* \approx 0,2$.

Формула (1.16) удобна для расчета экономии топлива при проектировании новых электростанций, а также для анализа тепловой экономичности ТЭЦ.

Для определения экономии топлива на выработке электроэнергии на ТЭЦ по отчетным данным, когда известны значения $b_K^{\mathcal{E}}$ и $b_{Т.СР}^{\mathcal{E}}$, более удобна другая модификация формулы (1.16):

$$\Delta B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E} \cdot (b_K^{\mathcal{E}} - b_{Т.СР}^{\mathcal{E}}). \quad (1.18)$$

Расход условного топлива, кг, на централизованное теплоснабжение:

$$B_T^T = b_T^T \cdot Q, \quad (1.19)$$

где $b_T^T = 34,1/\eta_{К.С}$ – удельный расход условного топлива на выработку теплоты на ТЭЦ, кг/ГДж; $\eta_{К.С}$ – КПД котельной электростанции с учетом потерь в паропроводах между котельной и машинным залом.

Отпуск теплоты от ТЭЦ для централизованного теплоснабжения:

$$Q = Q_a / \eta_{C.T}, \quad (1.20)$$

где Q_a – теплота, отданная тепловым потребителям (абонентам); $\eta_{C.T}$ – КПД тепловой сети при подаче теплоты от ТЭЦ.

С учетом (1.19)–(1.20) расход условного топлива, кг, при централизованном теплоснабжении от ТЭЦ:

$$B_T^T = 34,1 \cdot Q_a / (\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T}). \quad (1.21)$$

Расход условного топлива, кг, при централизованном теплоснабжении от котельной при количестве теплоты Q_a отданном тепловым потребителям:

$$B_K^T = 34,1 \cdot Q_a / (\eta_K \cdot \eta_{C.K}), \quad (1.22)$$

где η_K – КПД котельной; $\eta_{C.K}$ – КПД тепловой сети при подаче теплоты от котельной.

Разница в расходах условного топлива, кг, на централизованное теплоснабжение от котельных и ТЭЦ при подаче абонентам одного и того же количества теплоты:

$$\Delta B_T = B_K^T - B_T^T = 34,1 \cdot \frac{Q_a}{\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T} \cdot \left(\frac{\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T}}{\eta_K \cdot \eta_{C.K}} - 1 \right)}. \quad (1.23)$$

Из (1.23) следует, что экономия топлива при централизованном теплоснабжении от ТЭЦ по сравнению с теплоснабжением от котельных имеет место только в том случае, когда:

$$\frac{\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T}}{\eta_K \cdot \eta_{C.K}} > 1. \quad (1.24)$$

Для предварительных расчетов можно принимать следующие значения КПД котельных и тепловых сетей:

$\eta_{H.C}$ котельной ТЭЦ или КЭС при работе на топливе:

– твердом 0,82–0,86;

– газомазутном 0,88–0,92.

$\eta_{K.P}$ районной или крупной промышленной котельной при работе на топливе:

– твердом 0,75–0,80;

– газомазутном 0,80–0,85.

$\eta_{К.М}$ местной котельной при работе на топливе:

– твердом 0,50–0,55;

– газомазутном 0,60–0,70.

$\eta_{С.Т}$ тепловой сети от ТЭЦ – 0,9–0,95;

$\eta_{С.Р}$ тепловой сети от районных котельных – 0,92–0,96;

$\eta_{С.М}$ тепловой сети от местных котельных – 0,98–1,0.

Суммарный расход топлива при раздельном энергоснабжении для выработки на КЭС такого же количества электрической энергии, что и на ТЭЦ, и для отпуска потребителям такого же количества теплоты, что и при теплоснабжении от ТЭЦ:

$$B = B_K^{\mathcal{E}} + B_K^T.$$

Значение $B_K^{\mathcal{E}}$ определяется по (1.11), B_K^T – по (1.22).

Абсолютная экономия топлива при теплофикации по сравнению с раздельным энергоснабжением:

$$\Delta B = (B_K^{\mathcal{E}} - B_K^{\mathcal{E}}) + (B_K^T - B_T^T) = \Delta B_{\mathcal{E}} + \Delta B_T, \quad (1.25)$$

где $\Delta B_{\mathcal{E}}$ – разница в расходах условного топлива на выработку одного и того же количества электроэнергии на КЭС и ТЭЦ, определяемая по (1.16) и (1.18), кг; ΔB_T – разница в расходах условного топлива на выработку теплоты в котельных и на ТЭЦ из условия подачи абонентам одного и того же количества теплоты, определяемая по (1.23), кг.

1.4. Определение удельной экономии топлива при теплофикации

Удельная экономия условного топлива при теплофикации, кг на 1 ГДж отданной теплоты:

$$\Delta b = \Delta b_{\mathcal{E}} + \Delta b_T, \quad (1.26)$$

где $\Delta b_{\mathcal{E}}$ – удельная экономия условного топлива за счет электрической выработки ТЭЦ, кг/ГДж; Δb_T – удельная экономия условного топлива за счет концентрации топливосжигания и централизации теплоснабжения, кг/ГДж.

Удельная экономия условного топлива за счет электрической выработки ТЭЦ при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отданной абонентам, определяется по формуле:

$$\Delta b_{\text{Э}} = \frac{0,123}{\eta_{K.C} \cdot \eta_{\text{ЭМ}}} \left[\alpha \cdot \varepsilon_T \left(\frac{1}{\eta_{iT} \cdot \eta_{OiT}} - 1 \right) - \frac{\varepsilon}{Q} \cdot \frac{1}{\eta_{iK} \cdot \eta_{OiK}} \left(\frac{\eta_{iK} \cdot \eta_{OiK}}{\eta_{iT} \cdot \eta_{OiT}} - 1 \right) \right], \quad (1.27)$$

где $\alpha = Q_T / Q$ – доля отработавшей теплоты в полном отпуске теплоты от ТЭЦ; η_{iT} и η_{OiT} – термический и внутренний относительный КПД паротурбинной установки ТЭЦ; η_{iK} и η_{OiK} – те же показатели паротурбинной установки конденсационной электростанции.

Удельная экономия условного топлива за счет концентрации топливосжигания и централизация теплоснабжения определяется по формулам:

– при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отданой абонентам:

$$\Delta b_T = \frac{34,1}{\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T}} \cdot \left(\frac{\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T}}{\eta_K \cdot \eta_{K.C}} - 1 \right), \quad (1.28)$$

– при отнесении удельной экономии к 1 ГДж теплоты, отпущенной в тепловую сеть:

$$\Delta b_T = \frac{34,1}{\eta_{K.C}} \cdot \left(\frac{\eta_{K.C} \cdot \eta_{C.T}}{\eta_K \cdot \eta_{K.C}} - 1 \right). \quad (1.29)$$

2. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА ДЛЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Экономический критерий при обосновании температурного графика

Оптимальная температура нагрева теплоносителя на теплоисточнике определяется из условия минимума суммарных затрат:

$$Z_{\text{ПР}} = f(Z_{\text{ТС}}, Z_{\text{ПЕР}}, Z_{\text{НАС}}, Z_{\text{Т.П}}, Z_{\text{П.З}}, Z_{\text{Э.Э}}) = \min, \quad (2.1)$$

где $Z_{\text{ТС}}$ – затраты в тепловые сети: затраты на приготовление теплоносителя и подпиточной воды, на строительство теплотрасс; $Z_{\text{ПЕР}}$ – затраты на перекачку теплоносителя в тепловой сети; $Z_{\text{НАС}}$ – затраты на строительство и оборудование подкачивающих насосных станций; $Z_{\text{Т.П}}$ – тепловые потери через изоляцию теплопроводов; $Z_{\text{П.З}}$ – потери из-за перетопов зданий при положительных наружных температурах из-за срезки отопительного графика для обеспечения нужд горячего

водоснабжения; $Z_{ЭЭ}$ – затраты на выработку электроэнергии на ТЭЦ на тепловом потреблении.

В Республике Беларусь системы централизованного теплоснабжения сформированы, и в ближайшей перспективе появление новых крупных теплоисточников не планируется. Для действующих систем теплоснабжения условие минимума суммарных затрат для выбора оптимального температурного графика упрощается, так как изменение температурного графика не несет за собой в большинстве случаев дополнительных капитальных вложений:

$$Z_{ПР} = Z_{ПЕР} + Z_{Т.П} + Z_{ЭЭ} = \min. \quad (2.2)$$

Или в пересчете на расход топлива условием оптимизации может быть минимум расхода топлива для обеспечения эксплуатационных затрат на производство, транспорт и распределение тепла:

$$B_{ПР} = B_{ПЕР} + B_{Т.П} + B_{ЭЭ} = \min. \quad (2.3)$$

где $B_{ПЕР}$ – расход топлива на производство электроэнергии в энергосистеме, расходуемой на перекачку теплоносителя; $B_{Т.П}$ – расход топлива на производство теплоты, теряемой с тепловыми потерями; $B_{ЭЭ}$ – изменение расхода топлива в энергосистеме при изменении выработки на тепловом потреблении.

2.1. Алгоритм расчета оптимального температурного графика

I. Ввод данных:

- Тепловая нагрузка магистрали отопительная Q_o , вентиляционная Q_v , горячего водоснабжения $Q_{ГВ}$ (Дж/ч).

Если с прошлого года не было присоединения дополнительной тепловой нагрузки, то в расчете используется фактическая тепловая нагрузка за предыдущий отопительный период. Берется средний фактический отпуск тепла для средней температуры наружного воздуха за предыдущий отопительный период. По этому отпуску тепла рассчитывается возможный отпуск тепла при расчетной наружной температуре для отопления:

$$Q_{РАСЧ}^{ПОФАКТУ} = \frac{Q_{СР}^{ФАКТ}}{\frac{t_{ПР}^{СР} - t_H^{СР}}{t_{ПР}^P - t_H^{СР}}}. \quad (2.4)$$

Если была присоединена новая тепловая нагрузка, то к фактической за прошлый отопительный период добавить договорную нагрузку новых потребителей.

Так как температурный график по данной методике будет рассчитываться для каждого конкретного источника и магистрали с учетом всех текущих особенностей и характеристик, то в расчете используются не расчетные нагрузки, так как эти величины в настоящее время гораздо выше фактически и, следовательно, расчет будет неверен.

- Наиболее распространенные схемы присоединения систем отопления (независимая; зависимая) и горячего водоснабжения (открытая, закрытая, параллельная, смешенная или последовательная);

- Данные по магистрали, для которой определяется температурный график: количество трубопроводов в канале, протяженность магистрали, диаметр, тип изоляции, канала и их характеристики, тип прокладки трубопровода (подземная, надземная, канальная, бесканальная);

- Средняя температура грунта на глубине заложения оси теплопровода, °С;

- Продолжительность отопительного периода в районе, h , часов, средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

- Расчетные температуры отопления и вентиляции в районе.

II. Расчетные точки

Для предотвращения увеличения зоны «перетопа» зданий при снижении температурного графика от теплоисточника (снижение температуры излома температурного графика приводит к увеличению периода стояния температур, при которых в сети поддерживается постоянная температура 70 °С), принимаем, что до температуры наружного воздуха, соответствующей точке «излома» при расчетном для теплоисточника графика температура теплоносителя +70 (60, 65) °С. Расчет производим в зоне температур от расчетной температуры для отопления до температуры излома для расчетного для данной теплосети графика.

III. Расчет

1. Расчет расхода теплоносителя, необходимого для обеспечения заданной нагрузки для графиков от 150/70 до 95/70, от 150/65 до 95/65 и 150/60 до 95/60 с шагом изменения температуры прямой сетевой воды.

2. Сравнение полученного расхода по каждому тепловому графику с пропускной способностью магистрали. Если расход больше

пропускной способности, то этот вариант в дальнейшем не рассматривается.

3. Если условие выполняется расчет расхода электроэнергии на перекачку полученного расхода и топлива на производство этой электроэнергии.

4. Расчет расхода топлива на компенсацию тепловых потерь через изоляцию при транспортировке теплоносителя в теплосети.

5. По полученному расходу теплоносителя и заданному температурному графику расчет изменения теплофикационной выработки и изменения расхода топлива на ТЭЦ.

6. Расчет суммарных дополнительных эксплуатационных затрат при изменении температурного графика.

7. Выбор графика с наименьшими суммарными затратами.

8. Построение температурного графика. Температура обратной сетевой воды рассчитывается исходя из наиболее применимой схемы присоединения потребителей.

Все расчеты проводятся для отопительного периода.

2.2. Расчет изменения расхода сетевой воды при изменении температурного графика

Изменение температуры прямой сетевой воды приводит к пропорциональному увеличению расхода сетевой воды для обеспечения заданной тепловой нагрузки:

$$Q = c \cdot G \cdot (\tau_1 - \tau_2), \text{ Дж}, \quad (2.5)$$

где c – теплоемкость воды, $c = 4,19 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; G – расход сетевой воды, $\text{кг}/\text{с}$; τ_1 – температура сетевой воды в подающем трубопроводе, $^\circ\text{C}$; τ_2 – температура сетевой воды в обратном трубопроводе, $^\circ\text{C}$.

При заданной тепловой нагрузке $Q = Q_o + Q_{\text{в}} + Q_{\text{тв}}$ (Применяем фактическую нагрузку за предыдущий отопительный период с добавлением расчетной нагрузки вновь присоединенных потребителей если они есть) и температурном графике расход воды равен:

$$G = \frac{Q}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \text{ кг/с}, \quad (2.6)$$

где τ_1, τ_2 – принимаются по графикам 150/70 до 95/70, от 150/65 до 95/65 и 150/60 до 95/60 с шагом изменения температуры прямой сетевой воды $5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Пропускная способность магистрали:

$$Q = A_G^B \cdot R_L^{0,5} \cdot d^{2,625}, \text{ кг/с}, \quad (2.7)$$

где A_G^B – коэффициент, характеризующий отношение плотности и коэффициента шероховатости. Для $k_s = 0,0005$ м (коэффициент шероховатости для стальных водопроводов) $A_G^B = 269 \text{ кг}^{0,5}/\text{м}^{2,625}$; R_L – удельное линейное падение давления; d – диаметр трубопровода, м.

$$R_L = \delta H \cdot \rho \cdot g / l_{\Pi}, \quad (2.8)$$

где δH – потеря напора в магистрали, м.

$$\delta H = H_{\text{С.Н}} - (\sum z - z_{\text{С.Н}}), \quad (2.9)$$

где $\sum z$ – сумма всех геометрических высот, м; $z_{\text{С.Н}}$ – геометрическая высота расположения сетевого насоса, м; $\rho \cdot g = 9,81 \cdot 975 = 9570 \text{ Н/м}^3$ – плотность воды и ускорение свободного падения тепла соответственно; $l_{\Pi} = l + l_3$ – приведенная длина теплосети, м; l – длина прямолинейных участков, м; l_3 – эквивалентная длина местных сопротивлений, $l_3 = \sum \xi \cdot d / \lambda$, м; $\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений (табличные данные от формы местного сопротивления).

Принимаем, что $w > w_{\text{пр}}$, следовательно $\lambda = (k_s/d)^{0,25}$. $k_s = 0,0005$ м – эквивалентная относительная шероховатость.

2.3. Расчет затрат на перекачку теплоносителя

Значительной составляющей эксплуатационных затрат в водяных тепловых сетях являются затраты на перекачку теплоносителя от источника до потребителя и обратно. Основные затраты – стоимость электроэнергии, расходуемой сетевыми насосами.

Для каждого определенного в п. 1 расхода сетевой воды определяются затраты электроэнергии и топлива на перекачку:

$$Z_{\text{ПЕР}} = \mathcal{E}_{\text{ОТ}}^{\text{ПЕР}} \cdot c_3, \text{ руб/год}, \quad (2.10)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ОТ}}^{\text{ПЕР}}$ – расход электроэнергии на перекачку теплоносителя в отопительный период, кВт · ч; c_3 – тариф на потребленную электроэнергию, руб/кВт · ч.

$$\mathcal{E}_{\text{ОТОП}}^{\text{ПЕР}} = G \cdot \Delta P \cdot \tau / (\rho \cdot \eta_{\text{Н}}), \text{ кВт} \cdot \text{ч/отоп}, \quad (2.11)$$

где G – расход теплоносителя в сети, $кг/с$; ΔP – потеря напора, Па, принимаем ΔP по данным гидравлических испытаний; L – длина теплотрассы, м; τ – число часов использования пропускной способности теплопровода: для отопительного периода – 5000 ч, для неотапительного периода – 3400 ч; ρ – плотность теплоносителя, $кг/м^3$, в среднем $\rho = 975 кг/м^3$ для средней температуре теплоносителя $t_{np}=82$ °С при средней за отопительный период; $t_{нар} = -1,2$ °С (?); η_H – КПД насосной установки, $\eta_{ну} = \eta_{насоса} \cdot \eta_{эл.двигателя}$, принимаем $\eta_{ну} = 0,7$; $k_э$ – эквивалентная шероховатость трубопровода. Для водопроводов принимаем $k_э = 0,0005$ м; d – диаметр трубопровода, м; α – коэффициент местных потерь. Принимаем $\alpha = 0,6$.

Расход топлива на транспорт сетевой воды:

$$B_{OT}^{ПЕР} = \mathcal{E}_{OT}^{ПЕР} \cdot B_T^{\mathcal{E}}, [т.у.т], \quad (2.12)$$

где $B_T^{\mathcal{E}}$ – удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии по теплофикационному циклу $кг/(кВт \cdot ч)$.

Из формулы видно, что потеря напора (располагаемый напор) $\Delta h = h_{пр} - h_{обр}$ зависит от расхода в третьей степени. Однако, это будет справедливо лишь для насосов с идеальным качественным регулированием производительности. В действительности, когда такого регулирования нет, используем конкретные характеристики насосных станций с учетом числа работающих насосов.

Кроме того, перерасход топлива за счет дополнительных затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя в размере $\Delta \mathcal{E}_{CH}$ должен определяться с учетом того, что в сетевых насосах производится подогрев сетевой воды:

$$\Delta B_{CH} = \Delta \mathcal{E}_{CH} \cdot (B_{ЗАМ} - \eta_{ДВ} \cdot B_q), \quad (2.13)$$

где $B_{ЗАМ}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС $\approx 0,32$ т.у.т/(МВт · ч); $\eta_{ДВ}$ – КПД электродвигателей сетевых насосов, учитывающий диссипацию потерь энергии, подведенной к электродвигателю в окружающую среду; B_q – удельный расход топлива на производство тепловой энергии в котельных $\approx 0,138-0,14$ т.у.т/(МВт · ч).

В случае, если нагрев воды в сетевых насосах вытесняет тепловую нагрузку отопительных отборов турбин ТЭЦ:

$$\Delta B_{CH} = \Delta \mathcal{E}_{CH} \cdot (B_{ЗАМ} \cdot \eta_{ДВ} - (B_q - w_{OT} \cdot (B_{ЗАМ} - B_n^{ТЭЦ}))), \quad (2.14)$$

где $w_{от}$ – удельная выработка электроэнергии на базе отопительных отборов; $B_n^{ТЭЦ}$ – удельный расход топлива на теплофикационную выработку электроэнергии на ТЭЦ $\approx 0,16$ т.у.т/(МВт · ч).

2.4. Расчет тепловых потерь

При снижении температурного графика тепловые потери через изоляцию и ограждающие конструкции уменьшаются, так как они не зависят от расхода теплоносителя в тепловой сети, а зависят от средневзвешенной температуры воды:

$$Q_{пот} = q_{уд} \cdot L \cdot h, \text{ Вт}, \quad (2.15)$$

где $q_{уд}$ – удельные тепловые потери на 1 м длины трубопровода, Вт/м; l_n – длина трубопровода, м, $l_n = l + l_s$; h – продолжительность работы тепловой сети, ч;

$$q_{уд} = (\tau - t_0) / R, \quad (2.16)$$

где τ – температура теплоносителя, °С; t_0 – температура окружающей среды, °С.

2.4.1. Расчет термических сопротивлений

R – суммарное термическое сопротивление цепи «теплоноситель – окружающая среда» (термическое сопротивление изоляции теплопровода), м·К/Вт.

Изолированном трубопроводе, окруженном наружным воздухом, теплота должна пройти через четыре последовательно соединенных сопротивления: внутреннюю поверхность рабочей трубы (сопротивление – R_B), стенку трубы ($R_{тр}$), слой изоляции ($R_{и}$) и наружную поверхность изоляции ($R_{н}$):

$$R = R_B + R_{тр} + R_{и} + R_{н}, \text{ м} \cdot \text{°С/Вт} \quad (2.17)$$

Для теплового расчета существенное значение имеют слои с большим термическим сопротивлением. Такими слоями являются тепловая изоляция, стенка канала и массив грунта. По этому при тепловом расчете изолированных теплопроводов обычно не учитывается термическое сопротивление металлической стенки рабочей трубы. Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности трубопровода весьма велики, что определяет малые значения термического

сопротивления внутренней поверхности трубопровода Поэтому при практических расчетах этим сопротивлением можно пренебречь.

Термическое сопротивление системы «теплоноситель– окружающая среда», м·°С /Вт:

$$R = R_{II} + R_H + R_{II.K} + R_K + R_{ГР}, \quad (2.18)$$

где R_H – сопротивление наружной поверхности изоляции; R_{II} – сопротивление слоя изоляции; $R_{II.K}$ – сопротивление внутренней поверхности канала; R_K – сопротивление стенок канала; $R_{ГР}$ – сопротивление грунта.

1. Термическое сопротивление цилиндрической поверхности изоляции, м·°С /Вт:

$$R_H = 1/(\pi \cdot d \cdot \alpha_H), \quad (2.19)$$

где d – диаметр внутренней поверхности трубы или поверхности изоляции, м; α – коэффициент теплоотдачи на поверхности, Вт/(м²·°С).

2. Термическое сопротивление слоя изоляции, м·°С /Вт:

Выражение для термического сопротивления однородного цилиндрического слоя выводится из уравнения Фурье:

$$R_{II} = 1/(2\pi \cdot \lambda_{II}) \cdot \ln[d_2 / d_1], \quad (2.20)$$

где λ_u – теплопроводность слоя материала, Вт/(м·°С); d_2, d_1 – внутренний и наружный диаметры слоя, м.

3. Термическое сопротивление грунта, м·°С/Вт:

$$R_{ГР} = 1/(2\pi \cdot \lambda_{ГР}) \cdot \ln\left[2 \cdot h / d + \sqrt{4 \cdot h^2 / d^2 - 1}\right], \quad (2.21)$$

где $\lambda_{гр}$ – теплопроводность грунта, Вт/(м·°С). Принимаем $\lambda_{гр} = 1,92$ Вт/(м·°С); h – глубина заложения оси теплопровода, м; d – диаметр теплопровода, м.

При $h/d \geq 2$:

$$R_{ГР} \approx 1/(2\pi \cdot \lambda) \cdot \ln[4 \cdot h / d]. \quad (2.22)$$

4. Термическое сопротивление внутренней поверхности канала, м·°С /Вт:

$$R_{II.K} = 1/(\pi \cdot d_{\text{э}} \cdot \alpha_K), \quad (2.23)$$

где $d_{\text{э}}$ – эквивалентный диаметр для каналов, имеющих форму отличную от цилиндрической, м, $d_{\text{э}} = 4F/\Pi$; $F = a \cdot b$ – площадь сечения

канала, м²; $P = a + b + c + d$ – периметр канала, м; α_K – коэффициент теплопроводности конструкции канала.

5. Термическое сопротивление конструкции канала, м^{°C}/Вт:

$$R_K = 1/(2\pi \cdot \lambda_K) \cdot \ln[d_{HЭ} / d_{BЭ}], \quad (2.24)$$

где λ_K – теплопроводность слоя материала, Вт/(м^{°C}). Принимаем $\lambda_K = 2,04$ м^{°C}/Вт; $d_{HЭ} / d_{BЭ}$ – внутренний и наружный эквивалентные диаметры канала, м; $d_{BЭ} = 4F_в / \Pi_в$, $d_{HЭ} = 4F_н / \Pi_н$.

2.4.2. Расчет тепловых потерь двухтрубного бесканального трубопровода

Взаимное влияние соседних труб учитывается условным дополнительным сопротивлением R_0 :

$$R_0 = 1/(2\pi \cdot \lambda_{ГР}) \cdot \ln \sqrt{[1 + (2 \cdot h / d)^2]}, \quad (2.25)$$

где $\lambda_{ГР}$ – теплопроводность грунта, Вт/(м^{°C}); h – глубина заложения оси теплопровода от поверхности земли, м; b – расстояние по горизонтали между осями труб, м.

Теплопотери первой трубы:

$$q_{уд1} = ((\tau_1 - t_0) \cdot R_2 - (\tau_2 - t_0) \cdot R_0) / (R_1 \cdot R_2 - R_0^2). \quad (2.26)$$

Теплопотери второй трубы:

$$q_{уд2} = ((\tau_2 - t_0) \cdot R_1 - (\tau_1 - t_0) \cdot R_0) / (R_1 \cdot R_2 - R_0^2), \quad (2.27)$$

где τ_1, τ_2 – температура теплоносителя в первой и второй трубе, °C; t_0 – естественная температура грунта на глубине оси теплопровода, °C; R_1 – суммарное термическое сопротивление изоляции первой трубы и грунта, м^{°C}/Вт, $R_1 = R_{И1} - R_{ГР}$; R_2 – суммарное термическое сопротивление изоляции второй трубы и грунта, м^{°C}/Вт, $R_2 = R_{И2} - R_{ГР}$.

$$Q_{ПОТ} = q_{уд1} \cdot L_1 \cdot h_1 + q_{уд2} \cdot L_2 \cdot h_2, \text{ Вт.} \quad (2.28)$$

Расход топлива на выработку тепла для возмещения тепловых потерь:

$$B_{ОТ}^{Т.П.} = Q_{ПОТ} \cdot B_T^T, \text{ т.у.т,} \quad (2.29)$$

где B_T^T – удельный расход условного топлива на выработку тепла по теплофикационному циклу кг/ГДж.

2.5. Изменение выработки электроэнергии турбинами ТЭЦ на тепловом потреблении при изменении температуры прямой сетевой воды

На изменение теплофикационной выработки электроэнергии турбинами ТЭЦ в общем случае влияет:

1. Температура сетевой воды перед подогревателями турбины (τ_2) и после них (τ_1). τ_1 – связана с коэффициентом теплофикации ($\alpha_{\text{тэц}}$) – отношением количества тепла, отпускаемого с сетевой водой из отборов турбины, к общему расчетному отпуску тепла потребителям;

2. Количество ступеней подогрева сетевой воды и соотношение подогрева в них;

3. Расход сетевой воды через подогреватели турбины;

4. Температурный напор в подогревателях.

При изменении температурного графика изменятся температура прямой, температура обратной сетевой воды и расход сетевой воды через подогреватели турбины.

1. Снижение температуры обратной сетевой воды:

Приводит к увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении при ступенчатом подогреве сетевой воды в конденсаторе и двух последовательных сетевых подогревателях на турбинах *T-50*, *T-110*, *T-175*, *T-180*, *T-250*, *ПТ-80*, *ПТ-135* и на противодавленческих турбинах с одноступенчатым подогревом *T-25*, *ПТ-25*, *ПТ-60*.

У турбин с одноступенчатым подогревом при заданной температуре прямой воды снижение температуры обратной не влияет на выработку электроэнергии. При этом необходимость поддержания заданной температуры прямой потребует снижение расхода сетевой воды через подогреватель и во всей тепловой сети.

2. Повышение температуры обратной сетевой воды:

Приводит при заданной температуре прямой сетевой воды к снижению выработки электроэнергии в отборах турбин за счет повышения давления отбираемого пара. При этом возможного ограничения отпуски тепла от турбин из-за ограничения давления в верхнем отопительном отборе и пропуска сетевой воды через подогреватели.

Известно, что изменение τ_2 на 1 °С приводит к пропорциональному изменению выработки электроэнергии на ступенчатом подогреве сетевой воды на 4–6 кВт · ч на 1 Гкал тепла.

Однако, при снижении температуры прямой сетевой воды не всегда происходит снижение температуры обратной воды. Объясняется это тем, что для сохранения требуемой температуры в отапливаемых помещениях и теплообменных характеристик отопительных приборов необходимо уменьшить коэффициент смешения воды в элеваторных узлах. Что уже и произошло во многих элеваторных узлах путем рассверливания сопел элеваторов.

Поэтому можно принять что температура обратной сетевой воды мало зависит от температурного графика отпуска теплоты. Это подтверждается опытом эксплуатации. По данным исследования БЭРНа в последние годы фактические значения температуры обратной сетевой воды на различных теплоисточниках, не смотря на значительное снижение температуры прямой на 13–20 °С от расчетного графика, не только не уменьшались, но в большинстве случаев увеличились по сравнению с расчетными величинами.

Для более строгого анализа влияния изменения температурного графика отпуска тепла на температуру обратной сетевой воды необходимо рассматривать схемы присоединения потребителей.

Изменение температуры обратной сетевой воды может сказаться на теплофикационной выработке электроэнергии только для турбин со ступенчатым подогревом сетевой воды

В основном, изменение температурного графика при работе теплофикационных турбин приводит к изменению температуры воды после сетевых подогревателей и, следовательно, давлению пара в верхнем отопительном отборе. Наибольшее увеличение теплофикационной выработки электроэнергии при снижении температуры прямой воды возможно для современных теплофикационных установок с высокими начальными параметрами пара, таких как блоки Т-250 и 180 МВт с промежуточным перегревом пара.

Исследования кафедры ТЭС БГПА показали, что указанные блоки при частичной тепловой нагрузке должны работать по электрическому графику с мощностью более высокой, чем мощность, обеспечиваемая при работе блоков с минимальным расходом пара в конденсаторы. Объясняется это тем, что при увеличении расхода пара на турбины за счет повышения внутреннего относительного КПД ЦВД и роста давления пара в промперегреве, происходит существенное увеличение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, в результате чего дополнительная (сверх теплового графика) выработка электроэнергии получается с относительным приростом

расхода топлива меньшим, чем для блоков замещающей КЭС. Поэтому, для таких блоков снижение давления пара в отопительных отборах будет способствовать не только увеличению теплофикационной мощности, но и повышению экономичности конденсационной выработки электроэнергии за счет уменьшения степени дросселирования пара в поворотных диафрагмах части низкого давления турбин (ЧВД).

В других случаях эффект от снижения температурного графика будет зависеть от режима работы ТЭЦ и характеристик установленных турбин.

Например, отопительные отборы части турбин ТЭЦ обычно ПТ-60-135/13, подключены к коллектору собственных нужд и давление в них поддерживается на уровне 1,5–1,8 атм, что может быть выше требуемого по графику подогрева сетевой воды. Следовательно, для таких турбин снижение температуры прямой сетевой воды не может привести к увеличению теплофикационной выработки электроэнергии.

Изменение температурного графика не скажется на эффективности работы ПГУ Оршанской ТЭЦ, так как на ней для отпуска теплоты с горячей водой используется пар из противодавления паровых турбин 6 атм, что также существенно выше требуемого давления пара для подогрева сетевой воды.

Следовательно, расчет возможного повышения эффективности работы ТЭЦ при снижении температурного графика отпуска теплоты должен производиться для каждой ТЭЦ в отдельности с учетом особенностей ее технологической схемы и режимов использования ТЭЦ в энергосистеме.

2.6. Расчет эффективности снижения температурного графика для котельных

На котельных снижение температурного графика приводит к повышению расхода сетевой воды, затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя. При этом также положительным моментом является снижение тепловых потерь через изоляцию.

$$B = B_{\text{ПЕР}} + B_{\text{Г.П.}} = \min. \quad (2.30)$$

При этом надо учитывать коэффициент загрузки магистралей.

При низкой тепловой и гидравлической загрузке теплосетей и, следовательно, низких скоростях транспортировки теплоносителя и остыванию воды в трубопроводах, для расчета следует принимать расчетный для тепловых сетей и оборудования расход сетевой воды.

Линейное падение давления на участке трубопровода:

$$\delta p_{\text{Л}} = R_{\text{Л}} \cdot L, \quad (2.31)$$

где $R_{\text{Л}}$ – удельное падение давления отнесенное к единице длины трубопровода, Па/м; L – длина трубопровода, м.

$$R_{\text{Л}} = \lambda \cdot \omega^2 \cdot \rho / 2d, \quad (2.32)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения; ω – скорость среды, м/с. ρ – плотность среды, кг/м³; d – внутренний диаметр трубопровода, м; Так как $G = \pi d^2 \cdot w / 4w$, значит при уменьшении расхода уменьшается скорость теплоносителя, увеличивается время его нахождения в трубопроводе и снижается температуры воды.

2.7. Расчет суммарных затрат и выбор графика с минимальными дополнительными затратами

Для всех температурных графиков рассчитывается сумма дополнительных затрат топлива и выбирается график с минимальным значением дополнительного расхода топлива:

$$B = B_{\text{ПЕР}} \pm B_{\text{Т.П}} \pm B_{\text{Э.Э}} = \min, \quad (2.33)$$

где $B_{\text{ПЕР}}$ – расход топлива на производство электроэнергии в энергосистеме, расходуемой на перекачку теплоносителя; $B_{\text{Т.П}}$ – расход топлива на производство теплоты, теряемой с тепловыми потерями; $B_{\text{Э.Э}}$ – изменение расхода топлива в энергосистеме при изменении выработки на тепловом потреблении.

3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕХОДА НА ПЕЧНОЕ БЫТОВОЕ ТОПЛИВО

3.1. Определение затрат на подогрев мазута

Определяется расход топлива на поддержание мазутного хозяйства в «горячем» резерве в отопительный период. Выполнено с использованием практических данных котельных Гомельского теплофикационного комплекса.

При перебоях в подаче основного вида топлива (природный газ), резервный запас топлива (мазут) должен обеспечить автономную работу теплоисточника в течении 10 дней. Для РК «Черниговская» дан-

ное количество резервного топлива равно 1200 тонн (при работе 2-х котлов ПТВМ-30 с единичной нагрузкой около 60 %).

$$B_{\text{маз}} = 1200 \text{ т.}$$

Для разогрева данного количества мазута в расходном резервуаре из остывшего состояния при средней температуре около 0 °С до температуры ниже 80 °С (СНиП II-35-76 «Котельные установки»):

$$Q_{\text{маз}}^{\text{разогр}} = (t_{\text{разогр}} \cdot c_{M80} - t_{\text{ост}} \cdot c_{M0}) \cdot B_{\text{маз}} \cdot 10^3; \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{маз}}^{\text{разогр}}$ – количество теплоты на разогрев мазута, Гкал; $t_{\text{разогр}}$, $t_{\text{ост}}$ – температура разогретого и остывшего мазута (80 °С и 0 °С соответственно), °С; c_{M80} , c_{M0} – теплоемкость прогретого до 80 °С и «холодного» мазута (при 0 °С), ккал/кг·°С; $B_{\text{маз}}$ – количество резервного топлива (мазута), т.

Теплоемкость мазута в зависимости от его температуры определяется по формуле:

$$c_M = 0,415 + 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot t, \quad (3.2)$$

где t – температура мазута, °С.

$$c_{M0} = 0,415 + 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0 = 0,415 \text{ ккал/кг} \cdot \text{°С};$$

$$c_{M80} = 0,415 + 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 80 = 0,463 \text{ ккал/кг} \cdot \text{°С}.$$

Тогда количество теплоты на разогрев мазута составит:

$$Q_{\text{маз}}^{\text{разогр}} = (80 \cdot 0,463 - 0 \cdot 0,415) \cdot 1200 \cdot 10^3 = 44448000 \text{ ккал} = 44,448 \text{ Гкал}.$$

В тоннах условного топлива:

$$\Delta B_{\text{МАЗ}}^{\text{РЕЗ}} = Q_{\text{маз}}^{\text{разогр}} \cdot b_{\text{тэ}}^{\text{уд}}, \quad (3.3)$$

где $b_{\text{тэ}}^{\text{уд}}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии (составляет 169,18 кг у.т./Гкал по усредненным данным котельных, работающих в пиковом режиме РУП «Гомельэнерго»), кг у.т./Гкал.

В соответствии с этим, получаем:

$$\Delta B_{\text{МАЗ}}^{\text{РЕЗ}} = 44,448 \cdot 169,18 \cdot 10^{-3} = 7,52 \text{ т.у.т.}$$

Для поддержания температуры разогретого мазута на уровне не менее 80 °С необходимо затратить следующее количество теплоты:

$$Q_{\text{час}}^{\text{поддерж}} = G_{\text{пар}} \cdot t_{\text{пар}} \cdot c_{\text{пар}} - G_{\text{конд}} \cdot t_{\text{конд}} \cdot c_{\text{конд}}, \quad (3.4)$$

где $G_{\text{пар}}$, $G_{\text{конд}}$ – расход греющей среды (насыщенный пар с абсолютным давлением 4 кгс/см² – принимаем $G_{\text{пар}} = 1$ т/ч) и возвращаемого конденсата (принимаем равным 0, так как возврата конденсата нет); $t_{\text{пар}}$ – температура греющей среды – составляет 144 °С; $c_{\text{пар}}$ – теплоемкость греющей сред – составляет 4,5857 ккал/кг·°С.

Таким образом, получаем:

$$Q_{\text{час}}^{\text{поддерж}} = 1000 \cdot 144 \cdot 4,5857 - 0 = 660340,8 \text{ ккал/ч} = 0,66034 \text{ Гкал/ч.}$$

За отопительный период (согласно СНБ 2.04.02-2000 «Строительная климатология» для Гомеля составляет 151 день в год) количество тепла на поддержание мазутного хозяйства в «горячем» резерве составит:

$$Q_{\text{поддерж}} = 0,66034 \cdot 151 \cdot 24 = 2393 \text{ Гкал.}$$

В тоннах условного топлива:

$$\Delta B_{\text{поддерж}} = Q_{\text{поддерж}} \cdot b_{\text{тэ}}^{\text{уд}}, \quad (3.5)$$

$$\Delta B_{\text{поддерж}} = 2393 \cdot 169,18 \cdot 10^{-3} = 404,848 \text{ т.у.т.}$$

Экономия на подогреве и поддержании в разогретом состоянии резервного топлива мазут составит:

$$\Delta B_{\text{подогр}} = \Delta B_{\text{маз}}^{\text{рез}} \cdot \Delta B_{\text{поддерж}} = 7,520 + 404,848 = 412,368 \text{ т.у.т.}$$

$$1 \text{ т.у.т} = 29,3 \text{ ГДж} = 7 \text{ Гкал.}$$

$$1 \text{ Гкал} = 4,187 \text{ ГДж.}$$

3.2. Расчет экономии топлива

Выполнен в соответствии с «Методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий», утвержденными Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь 28.05.2019.

Определение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии после перевода котла на сжигание печного бытового топлива. Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии вызвано увеличением КПД котельной установки:

$$b_{ТЭ}^{ПБТ} = \frac{142,86}{\eta_{НЕТТО}^{ПБТ}} \times 100 \quad (3.5)$$

где $b_{ТЭ}^{ПБТ}$ – удельный расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг у. т./Гкал; $\eta_{НЕТТО}^{ПБТ}$ – КПД котла после перевода на сжигание печного бытового топлива, %.

Исходя из «Задания на проектирование по объекту «Реконструкция топливного хозяйства РК «Черниговская» по ул. Черниговская, 22а в г. Гомеле», в резервном топливном хозяйстве используются водогрейные котлы марки ПТВМ-30М, технические характеристики которого приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Технические характеристики котла ПТВМ-30

Наименование	Значение
Теплопроизводительность номинальная, МВт/ч (Гкал/ч)	35(30)
Вид топлива	Газ/мазут
Давление воды на входе в котел, не более, МПа	1,6
Давление воды на выходе из котла, не менее, МПа	1,0
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	150
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,25
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	30100
Расход воды, т/ч	372
Расход топлива, (м ³ /ч)–газ/(кг/ч)–мазут	3880/3700
Температура уходящих газов, °С газ/мазут	155/230
Полный назначенный срок службы, лет	15
менееКПД котла, %, не менее, газ/мазут	92,2/89,5

Увеличение КПД котельной установки при сжигании печного бытового топлива за счет увеличения низшей теплоты сгорания нового топлива предположительно составит 1 % и будет составлять 90,5 %.

$$b_{ТЭ}^{ПБТ} = \frac{142,86}{90,5} \cdot 100 = 157,856 \text{ кг у.т./Гкал}$$

Снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, вызванное планируемым снижением расхода тепла на собственные нужды на 15%, определяется по следующей формуле:

$$b_{ТЭ}^{ПБТФ} = \frac{b_{ТЭ}^{ПБТ} \cdot \eta_{\text{НЕТТО}}^{\Phi}}{\eta_{\text{НЕТТО}}^{\text{ПБТ}}} \cdot 100, \quad (3.6)$$

где $b_{ТЭ}^{ПБТ}$ – фактический удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котла на печном бытовом топливе, кг у.т./Гкал; $b_{ТЭ}^{ПБТ}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котла на печном бытовом топливе, кг у.т./Гкал; $\eta_{\text{НЕТТО}}^{\Phi}$ – КПД котла нетто фактический, %; $\eta_{\text{НЕТТО}}^{\text{ПБТ}}$ – КПД котла нетто при сжигании ПБТ, %.

При этом фактический КПД котла нетто при сжигании печного бытового топлива определяется по следующей формуле:

$$b_{\text{НЕТТО}}^{\text{ПБТ}} = \frac{\eta_{\text{НЕТТО}}^{\Phi} \cdot \left(1 - \frac{\alpha_{\text{СН}}}{100}\right)}{\left(1 - \frac{\alpha_{\text{СН}} - 0,015}{100}\right)} \cdot 100, \quad (3.7)$$

где $\alpha_{\text{СН}}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды для котельной – для ПБТ берем равным 0,5 % (для мазута – 5,5 %).

$$b_{\text{НЕТТО}}^{\text{ПБТ}} = \frac{90,5 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right)}{\left(1 - \frac{0,5 - 0,015}{100}\right)} \cdot 100 = 91,89 \text{ \%}.$$

Тогда фактический удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от котельной установки на печном бытовом топливе составит:

$$b_{ТЭ}^{ПБТФ} = \frac{157,856 \cdot 90,5}{91,89} \cdot 100 = 155,468 \text{ кг у.т./Гкал}.$$

Определение экономии условного топлива от изменения КПД котла нетто:

$$\Delta B_{\text{КПД}} = Q_{\text{ч}} \cdot T_{\text{Г}} \cdot (b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПБТ}} - b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПБТФ}}) \cdot 10^{-3}, \quad (3.8)$$

где $\Delta B_{\text{КПД}}$ – экономия условного топлива, т у.т.; $Q_{\text{ч}}$ – среднечасовая тепловая нагрузка котельной (определяется исходя из мощности котельной установки), Гкал/ч; $T_{\text{Г}}$ – число часов работы котельной в году, ч; $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПБТ}}$ – удельный расхода топлива, кг у.т./Гкал; $b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПБТФ}}$ – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии фактический, кг у. т./Гкал.

Получаем, что экономия условного топлива от изменения КПД котланетто за 10 суток составит:

$$\Delta B_{\text{КПД}} = 25,8 \cdot 24 \cdot 10 \cdot (157,856 - 155,468) \cdot 10^{-3} = 14,787 \text{ т. у. т.}$$

3.3. Определение укрупненных капиталовложений

Капиталовложения в мероприятие согласно «Методическим рекомендациям по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий» Департамента по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь:

$$K_{\text{ПБТ}} = C_{\text{ОБ}} + 0,1 \cdot C_{\text{СМР}} + (0,25 \div 0,3) \cdot C_{\text{ОБ}} + (0,03 \div 0,05) \cdot C_{\text{ОБ}}, \quad (3.9)$$

где $C_{\text{ОБ}}$ – стоимость оборудования, руб; $C_{\text{СМР}}$ – стоимость строительно-монтажных работ, руб.

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (в выполняемых расчетах принимаем равным 2,2 млн р., исходя из известной стоимости строительно-монтажных работ и учитывая, что используются прежние котельные установки).

Стоимость проектных работ принимается равной до 10 % от стоимости строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ – 25–30 % от стоимости оборудования (определена в задании на проектирование от 28.09.2018 и составляет 1,1 млн р.).

Стоимость пуско-наладочных работ – принимается равной 3–5 % от стоимости оборудования (в расчетах принимаем равной 4 %).

Стоимость демонтажных работ – в проводимых расчетах принимается 50 % от стоимости демонтируемого оборудования.

Укрупненные капиталовложения в мероприятие по переходу на печное бытовое топливо составят:

$$K_{\text{рек}} = 2,2 + 0,11 + 1,11 + 0,088 + 0,478 = 3,976 \text{ млн руб.}$$

3.4. Оценка экономической эффективности мероприятия за счет снижения выплат экологического налога

Ценовая оценка классов опасности:

2 класс – 964,61 руб/т,

3 класс – 318,88 руб/т,

4 класс – 158,45 руб/т.

Таблица 3.2

Сравнительная таблица вредных выбросов мазута и печного бытового топлива

Вид топлива	Временной промежуток	M_{SO_2}	M_{NO_2}	M_{CO}	$M_{\text{саж}}$	Единицы измерения
Мазут	10 сут.	76,5	1,879	3,244	347	тонн
ПБТ	10 сут.	1,134	2,094	3,462	181,44	тонн
Класс опасности	–	2	3	4	3	–

На основании источника Национальный статистический комитет Республики Беларусь [<http://belstat.gov.by/>] определены ставки экологического налога за выбросы загрязняющих веществ соответствующего класса опасности на 2021 год.

Таблица 3.3

Оценка экономии выплат экологического налога

Наименование показателя	Единица измерения	Формула расчета	Значение показателя
ΔM_{SO_2}	руб.	$\Delta M_{\text{SO}_2} = (\Delta M_{\text{SO}_2(\text{маз})} - \Delta M_{\text{SO}_2(\text{ПБТ})}) \cdot 964,61 =$ $= (76,5 - 1,134) \cdot 964,61$	72698,79
ΔM_{NO_2}	руб.	$\Delta M_{\text{NO}_2} = (\Delta M_{\text{NO}_2(\text{маз})} - \Delta M_{\text{NO}_2(\text{ПБТ})}) \cdot 318,88 =$ $= (1,879 - 2,094) \cdot 318,88$	-68,56

Наименование показателя	Единица измерения	Формула расчета	Значение показателя
M_{CO}	руб.	$\Delta M_{CO} = (\Delta M_{CO(маз)} - \Delta M_{CO(ПБТ)}) \cdot 158,45 =$ $= (3,244 - 3,462) \cdot 964,61158,45$	-34,54
$M_{саж}$	руб.	$\Delta M_{саж} = (\Delta M_{саж(маз)} - \Delta M_{саж(ПБТ)}) \cdot 318,88 =$ $= (347 - 181,44) \cdot 318,88$	52793,77
$\Delta M_{сумм}$	руб.	$\Delta M_{сумм} = \Delta M_{SO_2} - \Delta M_{NO_2} - \Delta M_{CO} + \Delta M_{саж} =$ $= 72698,79 - 68,56 - 34,54 + 52793,77$	125389,4

3.5. Оценка экономической эффективности мероприятия

Определение годовой суммарной экономии условного топлива ΔB , т.у.т. за счет замены вида резервного топлива:

$$\Delta B = \Delta B_{\text{подогр}} + \Delta B_{\text{КПД}}, \quad (3.10)$$

где $\Delta B_{\text{подогр}}$ – экономия на подогреве и поддержании в разогретом состоянии мазута, т. у. т.; $\Delta B_{\text{КПД}}$ – экономия условного топлива от изменения КПД котла нетто за 10 суток, т. у. т.

Годовая суммарная экономия условного топлива составит:

$$\Delta B = 412,368 + 14,787 = 427,155 \text{ т. у. т.}$$

Определение годового экономического эффекта:

а) с учетом использования резервного топлива (ПБТ) в текущем году:

$$\mathcal{E}' = \Delta B \cdot C_{\text{топл}}, \quad (3.11)$$

где ΔB – годовая суммарная экономия условного топлива, т. у. т.; $C_{\text{топл}}$ – стоимость одной тонны условного топлива, руб. (уточняется на момент проведения расчета).

Согласно рекомендации Департамента по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь стоимость одной тонны условного топлива на 2021 год составляет 210 долл. США, что на момент проведения расчета по курсу НБ РБ (1:2,59) составляет 543,9 рубля.

Тогда годовой экономический эффект составит:

$$\mathcal{E}' = 427,155 \cdot 543,9 = 232329,605 \text{ руб.};$$

б) без учета использования резервного топлива (ПБТ) в текущем году:

$$\mathcal{E}'' = \Delta B_{\text{подогр}} \cdot C_{\text{топл}}, \quad (3.12)$$

где $\Delta B_{\text{подогр}}$ – экономия на подогреве и поддержании в разогретом состоянии мазута, т. у. т.; $C_{\text{топл}}$ – стоимость одной тонны условного топлива, руб.

Без учета использования печного бытового топлива в текущем году годовой экономический эффект составит:

$$\mathcal{E}'' = 412,368 \cdot 543,9 = 224286,955 \text{ руб.}$$

Определение срока окупаемости мероприятия $Ср_{\text{ок}}$ осуществляется по формуле:

$$Ср_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{рек}}}{\mathcal{E} + \Delta M_{\text{сумм}}}, \quad (3.13)$$

где $K_{\text{рек}}$ – укрупненные капиталовложения в мероприятие по переходу на печное бытовое топливо, руб.; \mathcal{E} – экономия топлива от внедрения мероприятия, руб.

Срок окупаемости мероприятия составит:

а) с учетом использования печного бытового топлива в текущем году:

$$Ср_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{рек}}}{\mathcal{E}' + \Delta M_{\text{сумм}}} = \frac{3976000}{232329 + 125389,45} = 11,11 \text{ лет.}$$

б) без учета использования печного бытового топлива в текущем году:

$$Ср_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{рек}}}{\mathcal{E}'' + \Delta M_{\text{сумм}}} = \frac{3976000}{224286,955 + 125389,45} = 11,37 \text{ лет.}$$

Цены на мазут и печное бытовое топливо на момент выполнения расчетов приведены в табл. 3.4. Экономического эффекта за счет изменения цены на новый вид топлива не достигается, так как ПБТ

значительно (практически в 1,5 раза) дороже мазута. Однако, значительный экономический эффект достигается за счет уменьшения расходов на поддержание мазутного хозяйства.

Таблица 3.4

Цены ОАО «Мозырский НПЗ» на нефтепродукты, реализуемые в Республике Беларусь с 27 октября 2020 года

Наименование продукта	Цена без НДС, руб./тонна	НДС, 20 %	Цена с НДС, руб./тонна
Топочный мазут 100, 2,50 %, 3,00 %, зольность, 25 °С	56,82	112,76	676,58
Топливо печное бытовое, Вид I	996,33	199,27	1195,60
Топливо печное бытовое, Вид II	992,31	198,46	1190,77
Топливо печное бытовое, Вид III, V	905,34	181,07	1086,41

4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СЖИГАНИЯ МАЗУТА И ПЕЧНОГО БЫТОВОГО ТОПЛИВА

4.1. Основные виды загрязняющих веществ, образующихся при сжигании мазута и ПБТ, последствия их воздействия на атмосферу

Сжигание органического топлива для получения электрической энергии и/или тепла является одной из основ функционирования современного общества и экономики. С другой стороны, топливосжигающие установки расходуют большое количество органического топлива различных видов и других природных ресурсов, преобразуя их в полезную энергию. Функционирование этих предприятий приводит к образованию разнообразных отходов и поступлению большого количества ЗВ во все природные среды, причем выбросы в атмосферу считаются одной из глобальных экологических проблем.

В соответствии с ТКП 17.02-XX-2019 «Охрана окружающей среды и природопользование. Наилучшие доступные технические методы для топливосжигающих установок теплоэнергетики» наиболее значимыми видами выбросов при сжигании органического топлива являют-

ся SO_2 , NO_x , CO , твердые частицы и парниковые газы, такие как CO_2 . Другие вещества, например, тяжелые металлы, фтороводород, галоидные соединения, несгоревшие частицы углеводородов, неметановые летучие органические соединения и диоксины выбрасываются в меньших количествах, однако могут оказывать значительное влияние на состояние окружающей среды из-за их токсичности или устойчивости. Выбросы летучей золы могут также включить твердые частицы с аэродинамическим диаметром менее 10 мкм, называемые PM_{10} .

Оксиды серы. Выбросы оксидов серы являются результатом присутствия серы в топливе. Органическое топливо содержит серу в виде неорганических сульфидов или органических соединений. Среди оксидов серы, образующихся в процессе сжигания, значительно преобладает ее диоксид (SO_2).

Говоря о твердых и жидких видах топлива, стоит отметить, что от 1 до 3 % серы также окисляется до формы триоксида серы (SO_3) при наличии в топливе переходных металлов, катализирующих реакцию. Триоксид серы адсорбируется соединениями, входящими в состав твердых частиц, и, в случае жидкого топлива, участвует в формировании кислой сажи. Поэтому SO_3 вносит вклад в увеличение объема выбросов $\text{PM}_{10}/\text{PM}_{2.5}$. Кроме того, в составе выбросов котлов, использующих мазут, может появляться «голубой дым». Считается, что это оптическое явление связано с образованием сульфатов (SO_2 плюс пыль) и усиливается в присутствии ванадия, входящего в состав мазута, и, возможно, катализатора установок селективного каталитического восстановления.

Оксиды азота (NO_x). Основные оксиды азота, образующиеся в процессе сжигания органических видов топлива: оксид азота (NO), диоксид азота (NO_2) и закись азота (I) (N_2O). Первые два соединения NO и NO_2 образуют смесь NO_x , которая составляет более 90 % всех выбросов NO крупных топливосжигающих установок.

Существуют три основных механизма образования NO_x , которые характеризуются источником азота и условиями протекания реакции:

«термические» NO_x образуются в результате реакции между кислородом и азотом воздуха;

«топливные» NO_x формируются из азота, содержащегося в топливе;

«быстрые» NO_x формируются в результате преобразования молекулярного азота во фронте пламени в присутствии промежуточных углеводородных соединений.

Количество «быстрых» оксидов азота, как правило, значительно меньше по сравнению с образующимися другими способами.

Образование «термических» NO существенно зависит от температуры. Если горение может происходить при температуре ниже $1000\text{ }^\circ\text{C}$, выбросы NO_x значительно снижаются. Если максимальная температура пламени ниже $1000\text{ }^\circ\text{C}$, NO_x образуются, главным образом, из азота топлива. Формирование «термических» – NO – доминирующий путь образования NO_x в установках, использующих газообразное или жидкое топливо.

Образование «топливных» NO_x зависит от содержания азота в топливе и концентрации кислорода в среде, где протекает реакция.

Пыль и твердые частицы. Сжигание жидких видов топлива также является источником выбросов твердых частиц. В частности, неоптимальные условия сжигания ведут к формированию сажи, которая способна образовывать агломераты кислоты, обладающие коррозионными свойствами в присутствии триоксида серы.

Оксид и диоксид углерода. Оксид углерода (CO) всегда возникает в качестве промежуточного продукта горения. На предприятиях стараются сократить до минимума образование CO , поскольку его наличие указывает на риск коррозии, неполное сгорание топлива, и, следовательно, на снижение КПД.

Диоксид углерода (CO_2) является основным продуктом реакции горения всех видов органического топлива. Выбросы CO_2 напрямую связаны с содержанием углерода в топливе, причем газообразные виды топлива создают значительно меньшие выбросы CO_2 , чем другие виды. Считается, что возрастание глобальной температуры в результате увеличения концентрации парниковых газов в атмосфере изменит климат Земли, если выбросы этих газов (прежде всего, CO_2) не снизятся.

Хлористый водород. Крупные топливосжигающие предприятия, не использующие десульфуризацию выбросов дымовых газов, считаются основным источником хлористого водорода в атмосфере. Выбросы соляной кислоты являются результатом следовых концентраций хлора в органическом топливе, например, в угле и нефти. При сжигании органического топлива выбрасывается небольшое количество хло-

ра. Позже некоторое количество этого хлора соединяется с водородом и в результате получается хлористый водород. В присутствии влаги в воздухе хлористый водород трансформируется в аэрозоли соляной кислоты, которые разбавляются при переносе в атмосфере.

Летучие органические соединения (ЛОС). Источники выбросов летучих органических соединений в промышленности многочисленны и разнообразны, однако сжигание органических видов топлива является одним из наиболее значимых.

Отходы горения и его побочные продукты. Горение органического топлива связано с образованием ряда остатков и побочных продуктов. По своему происхождению остатки, образующиеся в результате функционирования топливосжигающей установки, могут быть разделены на отходы, непосредственно связанные с процессом горения, и отходы, образующиеся в результате вспомогательных производственных процессов и работы соответствующего оборудования, например, угольной мельницы или установки водоподготовки. С процессом горения органического топлива непосредственно связаны зола (летучая зола и шлак) и отходы от десульфуризации топочных газов.

4.2. Наилучшие доступные технические методы для сжигания жидкого топлива

Котельные установки для сжигания жидких топлив конструктивно основаны на системах для факельного (пылевидного) сжигания твердого топлива. Все жидкие топлива могут сжигаться горелками, расположенными в нижней части топки. В горелки любого типа всегда подается воздух для смешения с топливом и горения. Жидкое топливо распыляется в топке посредством форсунок, производящих мелкие капли в результате механического процесса или при помощи вспомогательной среды (воздух или пар) под давлением. Для сжигания жидких топлив в энергетических котлах используются фронтальное, встречное, тангенциальное (или угловое) расположение горелок, установленных от одного до четырех ярусов.

При сжигании мазута должны быть учтены следующие проблемы:

- необходимость дополнительного нагрева перед распылением из-за высокой вязкости;
- склонность топлива к формированию коксовых частиц; формирование отложений на конвективных поверхностях нагрева;
- низкотемпературная сернистая коррозия воздухоподогревателей.

Две первые проблемы вызваны высоким молекулярным весом и асфальтеновой природой некоторых элементов, входящих в состав топлива. Вторая и третья проблема возникают из-за присутствия в топливе серы, азота, ванадия. Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов.

Когенерация на объектах теплоэнергетики будет являться одним из технически и экономически наиболее эффективных средств повышения энергоэффективности системы энергоснабжения. Таким образом, когенерация рассматривается как наиболее важный вариант НДТМ. Поскольку спрос на тепло варьируется в течение года, ТЭЦ должны быть очень гибкими в отношении соотношения производимой тепловой энергии к электричеству. Они также должны обладать высокой эффективностью для работы с частичной загрузкой.

В табл. 4.1–4.2 представлены нормы и нормативы в области атмосферного воздуха для объектов теплоэнергетики Республики Беларусь.

Таблица 4.1

Нормы выбросов при сжигании жидкого топлива для котельных установок номинальной мощностью более 0,1 МВт, введенных в эксплуатацию с 01.07.2006 до 31.12.2018

Теплопроизводительность котельной установки, МВт	Нормы выброса, мг/м ³			
	Твердые частицы	Углеродооксид	Азота оксиды (в пересч. на азота Диоксид)	Серы диоксид
От 0,1 до 0,3 включ.	150	100	300	Не нормируется
От 0,3 до 2,0 включ.	100	150	250	4750
От 2,0 до 25 включ.	75	150	250	4750
От 25 до 50 включ.	50	200	300	1500
От 50 до 100 включ.	40	250	350	850
Свыше 100	25	250	350	400

Таблица 4.2

Нормы выбросов при сжигании жидкого топлива для котельных установок номинальной мощностью более 0,1 МВт, введенных в эксплуатацию с 01.01.2019

Теплопроизводительность котельной установки, МВт	Нормы выброса, мг/м ³			
	Твердые частицы	Углерод оксид	Азота оксиды (в пересч. на азота Диоксид)	Серы диоксид
От 0,1 до 0,3 включ.	Не нормируется	100	300	Не нормируется
От 0,3 до 2,0 включ.	Не нормируется	150	250	4750
От 2,0 до 25 включ.	75	150	250	1500
От 25 до 50 включ.	50	150	300	850
От 50 до 100 включ.	40	200	300	350
Свыше 100	25	200	150	200

4.3. Оценка количества выбросов загрязняющихся веществ при сжигании мазута и печного бытового топлива

Выполнено в соответствии с ТКП 17.08-04–2006 (02120) «Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Порядок определения выбросов при сжигании топлива в котлах теплопроизводительностью более 25 МВт».

Используемые для расчета характеристики мазута и печного бытового топлива приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Характеристики жидкого топлива согласно ТКП 17.08-04- 2006

Наименование	Вид	Состав рабочей массы топлива, %							Низшая теплота сгорания, МДж/кг, Q_n^r
		W_i^r	A^r	S^r	C^x	H^x	N^x	O^r	
Мазут малозольный	VI	1	0,04	2,7	82,4	13,16	–	0,7	39,64
Печное бытовое топливо	B	–	0,02	0,04	84,3	15,46	–	0,18	42,3

Для расчетов используются данные из задания на проектирование по объекту: «Реконструкция топливного хозяйства РК «Черниговская» по ул. Черниговская, 22а в г. Гомеле» от 28.09.2018 и дополнения №1 к заданию на проектирование по объекту: «Реконструкция топливного хозяйства РК «Черниговская» по ул. Черниговская, 22а в г. Гомеле» от 01.09.2020.

Расчеты проводим с учетом того, что оксиды серы в котле летучей золой не связываются, золоуловители и сероулавливающие установки не используются. Максимальный расчетный расход топлива принимаем равным 5,9 т/ч.

Количество серы диоксида M_{SO_2} , г/с, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, определяется по формуле:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B_p \cdot S' \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \left(1 - \eta_{SO_2} \cdot \frac{n_0}{n_k} \right) \cdot K_p, \quad (4.1)$$

где B_p – расход топлива, т/ч; S' – содержание серы в топливе на рабочую массу, %; η'_{SO_2} – доля серы оксидов, связываемых летучей золой в котле; η''_{SO_2} – доля серы оксидов, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с твердыми частицами. Доля серы оксидов η''_{SO_2} , улавливаемых в сухих золоуловителях (электрофилтрах, батарейных циклонах), принимается равной нулю. В мокрых золоуловителях эта доля зависит от расхода и общей щелочности орошающей воды, а также от приведенной сернистости топлива S^{pr} ; η_{SO_2} – доля серы оксидов, улавливаемых в сероулавливающей установке; n_0 и n_k – длительность работы сероулавливающей установки и котла соответственно, ч/год; K_p – коэффициент пересчета – при определении выбросов в г/с равен $0,278 \cdot 10^3$.

Таким образом, для мазута количество серы диоксида, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами, составит

$$M_{SO_2}^M = 0,02 \cdot 5,9 \cdot 2,7 \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0) \cdot 0,278 \cdot 10^3 = 88,575 \text{ г/с.}$$

Количество диоксида серы, выброшенного при сжигании мазута в течение 10 суток (максимальный период использования резервного топлива):

$$M_{\text{SO}_2(10\text{сут})}^{\text{M}} = 59,05 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 76,5 \text{ т.}$$

Для ПБТ количество серы диоксида, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами, составит:

$$M_{\text{SO}_2}^{\text{ПБТ}} = 0,02 \cdot 5,9 \cdot 0,04 \cdot (1-0) \cdot (1-0) \cdot (1-0) \cdot 0,278 \cdot 10^3 = 1,312 \text{ г/с.}$$

Количество диоксида серы, выброшенного при сжигании ПБТ в течение 10 суток:

$$M_{\text{SO}_2(\text{сут})}^{\text{ПБТ}} = 1,312 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 1133706,24 = 1,134 \text{ т.}$$

Суммарное количество азота оксидов M_{NO_x} в пересчете на азота диоксид (NO_2), г/с, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами при сжигании газообразного, жидкого и твердого топлива, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = B_p \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot \left(1 - \eta_{\text{az}} \cdot \frac{n_0}{n_k} \right) \cdot K_p, \quad (4.2)$$

где B_p – расчетный расход топлива, т усл. топл./ч пересчитанный в условное топливо; K_{NO_2} – удельный выброс азота оксидов, кг/т усл. топл.; β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход азота оксидов вида сжигаемого топлива; β_2 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, принимается для вихревых равным 1, для прямоточных равным 0,85; β_3 – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, принимается при твердом шлакоудалении равным 1, при жидком шлакоудалении равным 1,6; ε_1 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов на выход азота оксидов в зависимости от условий подачи их в топку; ε_2 – коэффициент, характеризующий уменьшение выбросов азота оксидов (при двухступенчатом сжигании топлива) при подаче части воздуха δ_v помимо основных горелок при условии сохранения общего избытка воздуха за котлом; r – степень рециркуляции дымовых газов, % (отсутствует); η_{az} – доля азота оксидов, улавливаемых в азотоочистной установке; n_0 и n_k – длительность работы сероулавливающей ус-

тановки и котла соответственно, ч/год (азотоочистная установка не используется); K_p – коэффициент пересчета – при определении выбросов в г/с равен 0,278.

Расчетный расход топлива, т усл. топл./ч, пересчитанный в условное топливо определяется следующим образом:

для мазута

$$B_{y.m.p}^{маз} = B_p \cdot \frac{Q_n^r}{29,33} = 5,9 \cdot \frac{39,64}{29,33} = 7,97 \text{ т усл. топл./ч};$$

для ПБТ

$$B_{y.m.p}^{ПБТ} = B_p \cdot \frac{Q_n^r}{29,33} = 5,9 \cdot \frac{42,3}{29,33} = 8,51 \text{ т усл. топл./ч}.$$

Удельный выброс азота оксидов кг/т усл.топл. для водогрейных котлов производительностью более 20 Гкал/ч при сжигании жидкого топлива определяется по формуле:

$$K_{NO_2} = \frac{Q_f}{84 + Q_n}, \quad (4.3)$$

где Q_f и Q_n – фактическая и номинальная нагрузка котла, ГДж/ч.

Принимаем $Q_f = Q_n$, тогда

$$K_{NO_2}^{маз} = 2,5 \cdot \frac{39,64}{84 + 39,64} = 0,802 \text{ кг/т усл. топл.};$$

$$K_{NO_2}^{маз} = 2,5 \cdot \frac{42,3}{84 + 42,3} = 0,837 \text{ кг/т усл. топл.}$$

Значение коэффициента β_1 при сжигании жидкого топлива принимаем равным 0,9 (для коэффициента избытка воздуха в топочной камере 1,03–1,05). Значения коэффициента ε_1 , при номинальной нагрузке и степени рециркуляции дымовых газов r менее 20 % принимаются при сжигании мазута и вводе газов рециркуляции в под топки (при расположении горелок на вертикальных экранах) равным 0,0025.

Таким образом,

при сжигании мазута количество азота оксидов M_{NO_2} в пересчете на азота диоксид составит:

$$M_{NO_2}^{маз} = 7,97 \cdot 0,802 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0) \cdot 0,85 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot (1 - 0) \cdot 0,278 = 2,175 \text{ г/с}.$$

За 10 суток:

$$M_{\text{NO}_2(10\text{сут})}^{\text{маз}} = 2,175 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 1,879 \text{ г/с.}$$

при сжигании ПБТ количество азота оксидов M_{NO_x} в пересчете на азота диоксид составит:

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{ПБТ}} = 8,51 \cdot 0,837 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0) \cdot 0,85 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot (1 - 0) \cdot 0,278 = 2,424 \text{ г/с.}$$

За 10 суток:

$$M_{\text{NO}_2(10\text{сут})}^{\text{ПБТ}} = 2,424 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 2,094 \text{ г/с.}$$

Количество углерода оксида M_{so_2} , г/с, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами, определяется по формуле:

$$M_{\text{CO}} = C_{\text{CO}} \cdot B_P \cdot K_P, \quad (4.4)$$

где C_{CO} – выход оксида углерода при сжигании топлива при эксплуатационном режиме котла, г/кг, г/м³; B_P – расход топлива, т/ч; K_P – коэффициент пересчета при определении выбросов в г/с равен 0,278.

Выход углерода оксида C_{CO} , г/кг(г/м³) определяется по формуле:

$$C_{\text{CO}} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_n^r}{1,013}, \quad (4.4)$$

где q_3 – потери тепла в следствии химической неполноты сгорания топлива, % ,принимаемые: при сжигании газообразного топлива – 0,04 %; при сжигании жидкого топлива – 0,09 %; при сжигании твердого топлива – 0,2 %; R – коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продуктах неполного сгорания углерода оксида принимается: для твердого топлива 1,0, для газа – 0,5; для мазута – 0,65; Q_n^r – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг, МДж/м³.

Для мазута:

$$C_{\text{CO}}^M = \frac{0,09 \cdot 0,65 \cdot 39,64}{1,013} = 2,29 \text{ г/кг;}$$

$$M_{\text{CO}}^M = 2,29 \cdot 5,9 \cdot 0,278 = 3,75 \text{ г/с.}$$

За 10 суток выход оксида углерода при сжигании мазута – 3,244 т.

Для ПБТ:

$$C_{\text{CO}}^{\text{ПБТ}} = \frac{0,09 \cdot 0,65 \cdot 42,3}{1,013} = 2,443 \text{ г/кг};$$

$$M_{\text{CO}}^{\text{ПБТ}} = 2,443 \cdot 5,9 \cdot 0,278 = 4,007 \text{ г/с}.$$

За 10 суток выход оксида углерода при сжигании печного бытового топлива составит 3,462 тонны.

Концентрация i -го загрязняющего вещества в сухих дымовых газах при $\alpha_0 = 1,4$ и нормальных условиях C_i , мг/м³, определяется по формуле:

$$C_i = \frac{M_i}{B_p \cdot V_{ig}} \cdot K_p, \quad (4.6)$$

где M_i – количество i -го загрязняющего вещества, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами для серы диоксида и для углерода оксидов, г/с; B_p – расчетный расход топлива на котел, т/ч; V_{ig} – объем дымовых газов, м³/кг; K_p – коэффициент пересчета, равный $3,6 \cdot 10^3$.

Для мазута концентрация ЗВ в сухих дымовых газах:
по серы диоксиду:

$$C_{\text{SO}_2}^{\text{М}} = \frac{88,575}{5,9 \cdot 14,6} \cdot 3,6 \cdot 10^3 = 3701,76 \text{ мг/м}^3;$$

по углерода оксиду:

$$C_{\text{CO}}^{\text{М}} = \frac{3,75}{5,9 \cdot 14,6} \cdot 3,6 \cdot 10^3 = 156,72 \text{ мг/м}^3.$$

Для ПБТ концентрация ЗВ в сухих дымовых газах:
по серы диоксиду:

$$C_{\text{SO}_2}^{\text{ПБТ}} = \frac{1,312}{5,9 \cdot 15,46} \cdot 3,6 \cdot 10^3 = 51,78 \text{ мг/м}^3;$$

по углерода оксиду:

$$C_{\text{CO}}^{\text{ПБТ}} = \frac{4,007}{5,9 \cdot 15,46} \cdot 3,6 \cdot 10^3 = 158,147 \text{ мг/м}^3.$$

Количество твердых частиц, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами при сжигании дизельного, печного бытового и других легких жидких топлив количество твердых частиц, выбрасываемых в атмосферный воздух в виде сажи определяется следующим образом:

а) количество сажи M_c , г/с, образующееся в топке в результате недожога топлива и выбрасываемое в атмосферный воздух при сжигании мазута, дизельного, печного бытового и других легких жидких топлив, определяется по формуле:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,01 \cdot B_p \cdot q_4^y \cdot \frac{Q_n^y}{32,68} \cdot (1 - \eta_\chi) \cdot K_p, \quad (4.7)$$

где B_p – фактический расход топлива на котел, т/ч; q_4^y – потери тепла с уносом от механической неполноты сгорания; При отсутствии эксплуатационных данных по q_4^y подставляется нормативное значение $q_4^y = 0,02$; Q_n^y – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг; η_χ – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях (в расчете принимаем, что золоуловители отсутствуют); K_p – коэффициент пересчета, при определении выбросов в г/с равен $0,278 \cdot 10^3$.

Для мазута количество сажи составляет:

$$M_{\text{саж}}^{\text{М}} = 0,01 \cdot 5,9 \cdot 0,02 \cdot \frac{39,64}{32,68} \cdot (1 - 0) \cdot 0,278 \cdot 10^3 = 0,4 \text{ г/с.}$$

В пересчете на 10 суток:

$$M_{\text{саж}(10\text{сут})}^{\text{М}} = 0,4 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 0,347 \text{ кг.}$$

Для ПБТ количество сажи:

$$M_{\text{саж}}^{\text{ПБТ}} = 0,01 \cdot 5,9 \cdot 0,01 \cdot \frac{42,3}{32,68} \cdot (1 - 0) \cdot 0,278 \cdot 10^3 = 0,21 \text{ г/с.}$$

За 10 суток выброс сажи составит:

$$M_{\text{саж}(10\text{сут})}^{\text{ПБТ}} = 0,425 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 181,44 \text{ кг.}$$

б) количество мазутной золы в пересчете на ванадий M_v , г/с, поступающее в атмосферный воздух с дымовыми газами при сжигании мазута, определяется по формуле:

$$M_v = G_v B (1 - \eta_{os}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_v^y}{100}\right) \cdot K_p, \quad (4.8)$$

где G_v – содержание ванадия в одной тонне мазута, г/т; B – фактический расход топлива на котел т/ч; η_{os} – доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхности нагрева котлов, которую принимают равной: 0,07 – для котлов с промежуточными пароперегревателями, очистка поверхностей нагрева которых производится в остановленном состоянии; 0,05 – для котлов без промежуточных пароперегревателей при тех же условиях очистки; 0 – для остальных случаев; η_v^y – степень очистки дымовых газов от мазутной золы в золоулавливающих установках, %.

Значение η_v^y оценивается для средних условий работы улавливающих устройств за год; K_p – коэффициент пересчета, при определении выбросов в г/с равен $0,278 \cdot 10^{-3}$.

Количество ванадия, содержащегося в 1 т мазута G_v , г/т при отсутствии данных химического анализа может быть определено по приближенной формуле:

$$G_v = 2222 \cdot A^r, \quad (4.9)$$

где A^r содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

$$G_v = 2222 \cdot 0,04 = 88,88 \text{ г/т.}$$

Количество мазутной золы в пересчете на ванадий составит

$$M_v = 88,88 \cdot 5,9 \cdot (1 - 0) \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,278 \cdot 10^{-3} = 0,146 \text{ г/с.}$$

За 10 суток количество мазутной золы в пересчете на ванадий:

$$M_{v(10\text{сут})} = 0,146 \cdot 10 \cdot 24 \cdot 3600 = 126 \text{ кг;}$$

в) концентрация твердых частиц в дымовых газах рассчитывается по формуле:

$$C_i = \frac{M_i}{B_p \cdot V_{ig}} \cdot K_p, \quad (4.10)$$

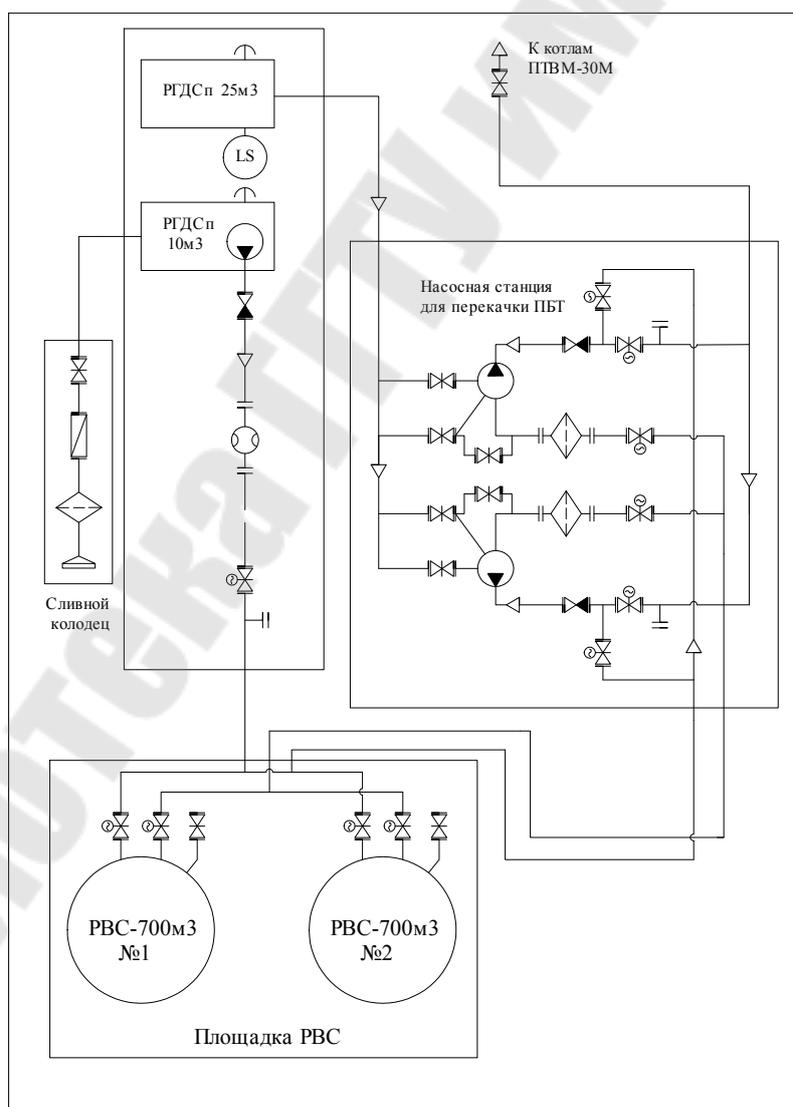
где M_i – количество твердых частиц, выбрасываемых с дымовыми газами, г/с; B_p – фактический расход топлива на котел, т/ч; V_{ig} – объем дымовых газов, м³/кг; K_p – коэффициент пересчета, равный $3,6 \cdot 10^3$.

$$C_{ТЧ}^M = \frac{0,4}{5,9 \cdot 14,6} \cdot 3,6 \cdot 10^3 = 16,72 \text{ мг/м}^3.$$

По ПБТ:

$$C_{ТЧ}^{ПБТ} = \frac{0,425}{5,9 \cdot 15,46} \cdot 3,6 \cdot 10^3 = 16,77 \text{ мг/м}^3.$$

Принципиальная схема топливного хозяйства при работе на ПБТ



Содержание

1. Оценка эффективности теплофикации	4
1.1. Определение расхода топлива на комбинированную выработку электрической энергии и теплоты на паротурбинных ТЭЦ	4
1.2. Определение расхода топлива на отдельную выработку электрической энергии и теплоты	11
1.3. Определение абсолютной экономии топлива при теплофикации от паротурбинных ТЭЦ	12
1.4. Определение удельной экономии топлива при теплофикации	15
2. Расчет оптимального температурного графика для теплоэнергетических систем	16
2.1. Алгоритм расчета оптимального температурного графика	17
2.2. Расчет изменения расхода сетевой воды при изменении температурного графика	19
2.3. Расчет затрат на перекачку теплоносителя	20
2.4. Расчет тепловых потерь	22
2.4.1. Расчет термических сопротивлений	22
2.4.2. Расчет тепловых потерь двухтрубного бесканального трубопровода	24
2.5. Изменение выработки электроэнергии турбинами ТЭЦ на тепловом потреблении при изменении температуры прямой сетевой воды	25
2.6. Расчет эффективности снижения температурного графика для котельных	27
2.7. Расчет суммарных затрат и выбор графика с минимальными дополнительными затратами	28
3. Экономическая эффективность перехода на печное бытовое топливо	28
3.1. Определение затрат на подогрев мазута	28
3.2. Расчет экономии топлива	30
3.3. Определение укрупненных капиталовложений	33
3.4. Оценка экономической эффективности мероприятия за счет снижения выплат экологического налога	34
3.5. Оценка экономической эффективности мероприятия	35
4. Экологические аспекты сжигания мазута и печного бытового топлива	37
4.1. Основные виды загрязняющих веществ, образующихся при сжигании мазута и ПБТ, последствия их воздействия на атмосферу	37
4.2. Наилучшие доступные технические методы для сжигания жидкого топлива	40
4.3. Оценка количества выбросов загрязняющих веществ при сжигании мазута и печного бытового топлива	42

**Заглубоцкий Николай Зосимович
Устиненко Сергей Иосифович**

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

**Практикум
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-43 80 03
«Теплоэнергетика и теплотехника»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 15.12.21.

Рег. № 71Е.
<http://www.gstu.by>