

Лекція. Вплив теплової енергетики на навколишнє середовище.

Теплові електростанції є одними з найбільших забруднювачів природного середовища (рис. 9.1). Енергоблоки українських ТЕС не оснащені системами сірко- та азотоочищення (встановлена на енергоблоці № 2 Трипільської ТЕС установка напіввологого сіркоочищення не експлуатується), встановлені на них системи видалення золи не відповідають сучасним вимогам. В табл. 9.1 представлено порівняння українських та європейських вимог щодо концентрації забруднюючих речовин у димових газах.

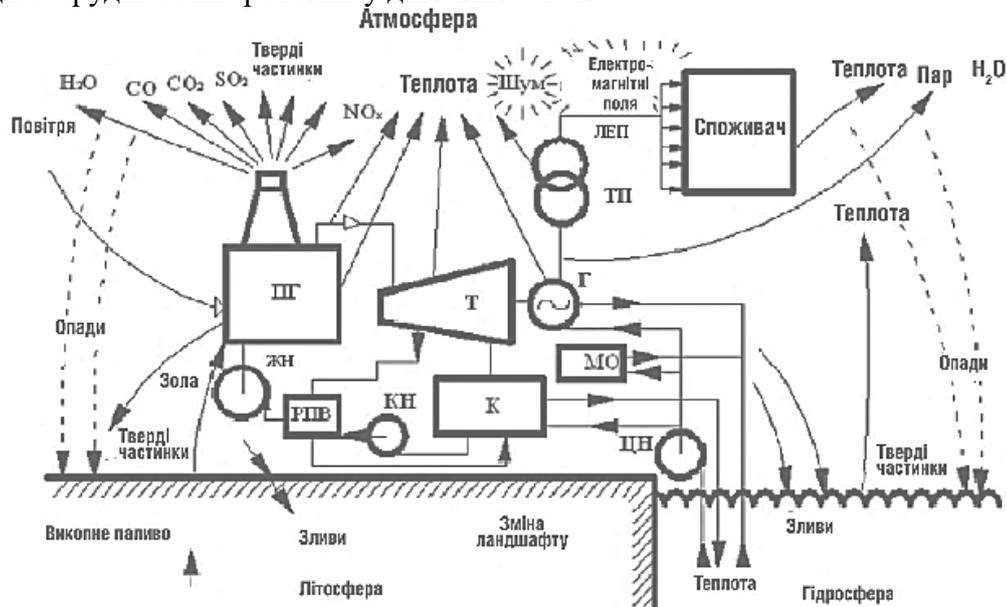


Рис. 9.1. Схема взаємодії ТЕС з навколишнім середовищем [3]: ПГ – парогенератор; Т – турбіна; К – конденсатор; ЖН, КН, ЦН – відповідно живильні, конденсаторні та циркуляційні насоси; РПВ – регенеративний підігрів живильної води; Г – генератор електричного струму; МО – масоохолоджувач; ТП – трансформаторна підстанція; ЛЕП – лінії електропередачі

Таблиця 9.1. Норми концентрації забруднюючих речовин у димових газах, мг/м³ з 2018 року

| Стан котла | Новий | | | Існуючий | | |
|---|------------------|-------|---------------|--|-------|---------------|
| | Вугілля | Мазут | Природний газ | Вугілля | Мазут | Природний газ |
| Директива 2001/80/ЕС та Наказ Мінприроди №541 | | | | | | |
| SO ₂ | 200 | 200 | 35 | 400 | 400 | 35 |
| NO _x | 200 | 200 | 100 | 200 | 400 | 200 |
| Пил | 30 | 30 | 5 | 50 | 50 | 5 |
| Директива 2010/75/EU | | | | | | |
| SO ₂ | 150 (200-ЦКШ) | 150 | 35 | 200 | 200 | 35 |
| NO _x | 150 | 100 | 100 | 200 | 150 | 100 |
| Пил | 10 | 10 | 5 | 20 | 20 | 5 |
| Нормативи Україна (для потужних ТЕС) | | | | | | |
| SO ₂ | 200 | 200 | 35 | 400 (ЦКШ А та П) 3400-4500 (факельне спалювання А та П) 5100 (факельне спалювання Д, Г та Б) | 3100 | 35 |
| NO _x | 200 | 200 | 100 | 700-1300 (Д, Г – рідке шлаковидалення) 700-1300 (Д, Г – тверде шлаковидалення) 1300-1800 (факельне спалювання А, П) 400 (ЦКШ на А та П) | 500 | 500 |
| Пил | 30 | 30 | 5 | 400 (з рідким шлаковидаленням) 1000 (з твердим шлаковидаленням) | 100 | 5 |

Розглянемо технології очищення димових газів від забруднюючих речовин.

2. Пиловидалення на ТЕС.

На ТЕС України використовуються мокрі золовловлювачі (ТЕЦ та блоки 150 і 200 МВт) і електрофільтри (блоки 300 МВт).

Скрубер. У потік газів перед трубою Вентурі через форсунки подається вода. У конфузорі потік розганяється (50–70 м/с), у горловині краплини дробляться, у дифузорі частки золи стикаються з краплинами, швидкість потоку знижується. Далі потік тангенціально вводиться до скрубера, стінки якого зрошуються водою, і коагульовані частки видаляються у бункер (ККД - 75–85%).

Електрофільтри – очищення газів від твердих частинок під дією електричних сил (ККД – до 99%). У полі коронного розряду частки золи електризуються та осаджуються на електродах. За допомогою ударного механізму частинки отрушуються та потрапляють до бункера.

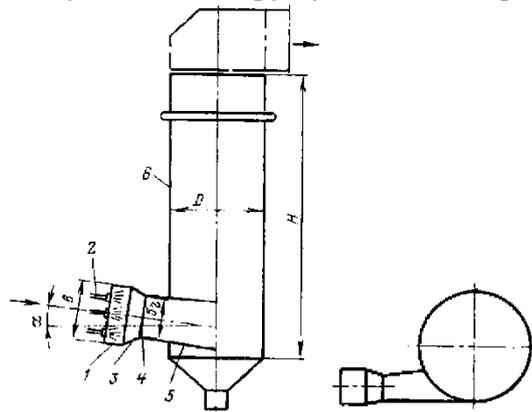


Рис. 9.2. Мокрий золовловлювач-скрубер з коагулятором Вентурі [3]: 1 – вхідний патрубок запиленого газу; 2 – подача води через зрошувальні сопла; 3, 4, 5 – конфузор, горловина та дифузор коагулятора Вентурі; 6 – скрубер-крапельловлювач

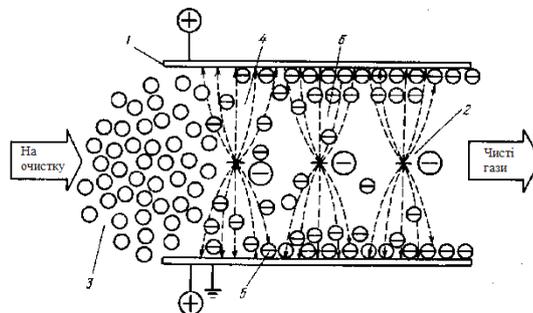


Рис. 9.3. Принцип роботи електрофільтра [3]: 1 - осаджувальний електрод; 2 - коронуючий електрод; 3 - частки золи; 4 - електричне поле; 5 - шар золи; 6 - заряджена зола

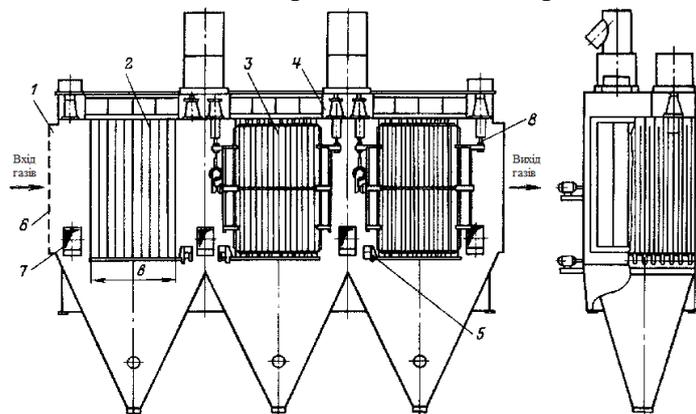


Рис. 9.4. Електрофільтр типу УГ [3]: 1 - корпус; 2 - осаджувальний електрод; 3 – коронуюч. електрод; 4 - механізм зтрушування коронуюч. електродів; 5 - механізм зтрушування осаджувальних електродів; 6 - газорозподільча решітка; 7 - бункер для золи; 8 - ізолятор

3. Очистка вихідних газів від оксидів сірки.

Діоксид сірки SO_2 формується внаслідок присутності сірки у паливі.

Для блоків ≤ 200 МВт – спалювання низькосірчаного вугілля, сухі та напівсухі методи очищення.

Для блоків ≥ 300 МВт – вологе сіркоочищення.

3.1. Вологий скруббер - основна технологія (80% ринку для енергетичних котлів).

Висока ефективність та надійність видалення SO_2 .

Вапняк (CaCO_3) доступний та дешевший за інші сорбенти.

Вихідний продукт - гіпс (CaSO_4) може бути проданий.

Вихідні гази направляються до абсорбера, де SO_2 видаляється у процесі прямого контакту із краплями суспензії приготованої з вапняку.

Продукти реакції зневожуються та переробляються.

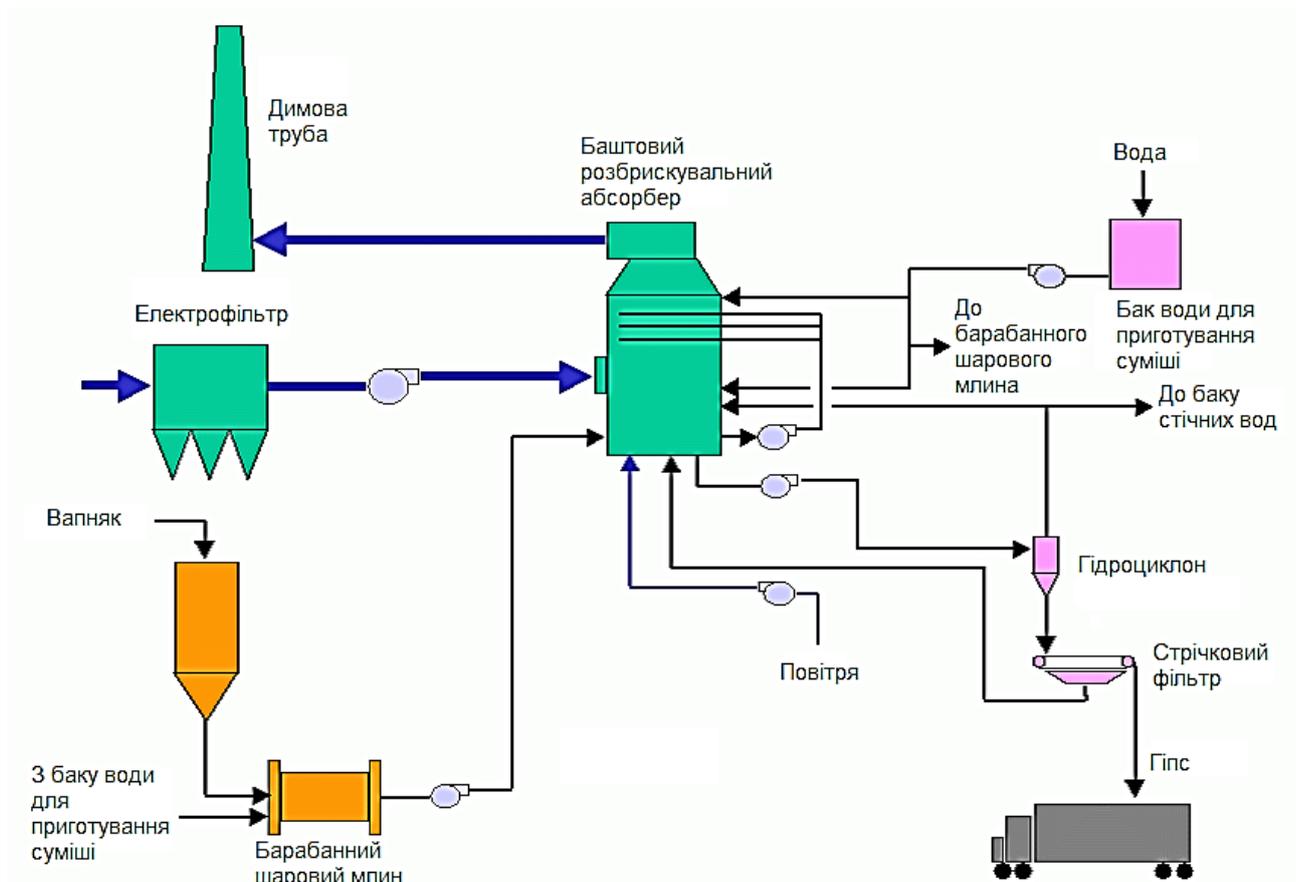
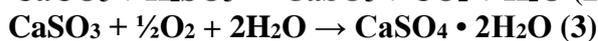
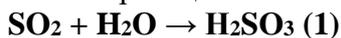


Рис. 9.5: Волога сіркоочистка [12].

Хімічні реакції:



Найчастіше застосовується баштовий абсорбер (рис. 9.6).

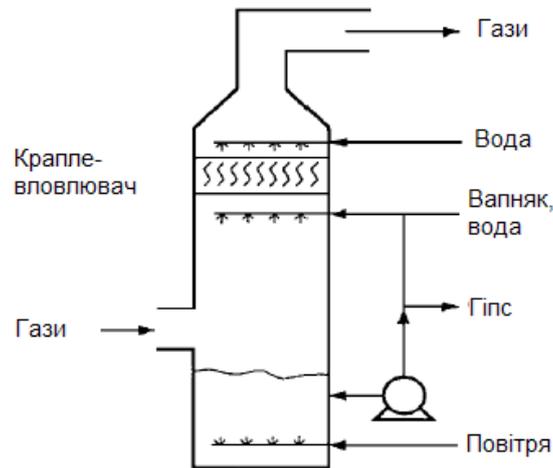


Рис. 9.6. Схема абсорбера [12].

Волога сіркоочистка вимагає значного місця, що може стати проблемою при модернізації існуючих ТЕС.

3.2 Напіввологий процес - друге місце за розповсюдженням (рис. 9.7).

Зазвичай використовується для малих та середніх котлів та вугілля з вмістом сірки до 1,5 %, а також при модернізації існуючого обладнання та для пікового устаткування.

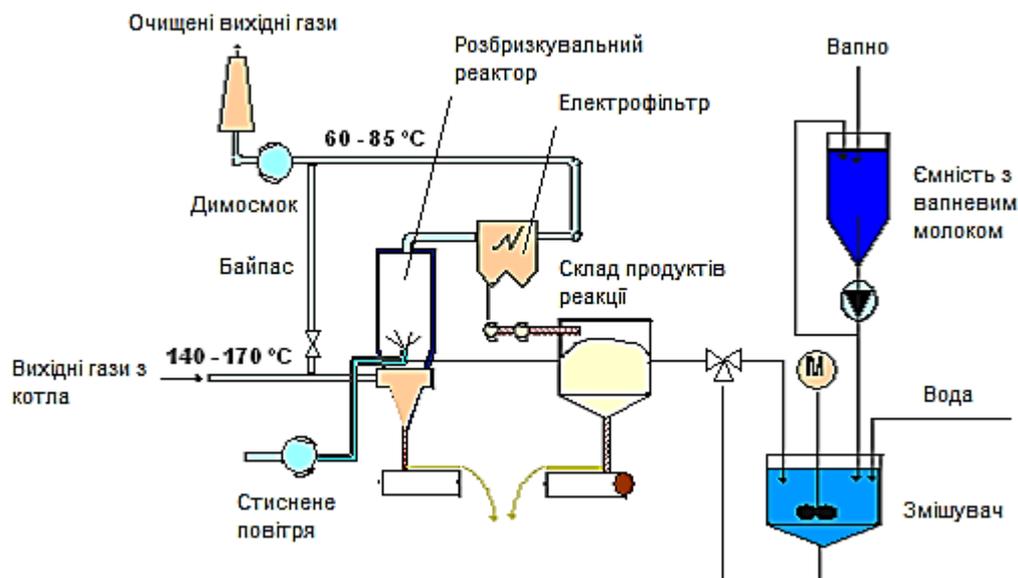
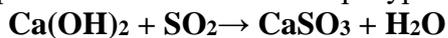


Рис. 9.7. Напівволога сіркоочистка [12].

Вапно (CaO) змішується з водою для отримання вапневого молока (гашене вапно Ca(OH)_2). Вапневе молоко розпилюється в абсорбері, вступає в реакцію з SO_2 та вода випарюється за високої температури газів.

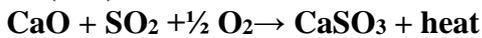


Для блоку 100-150 МВт(ел) розміри установки: циліндр діаметром 14-15м та висотою 11-12м.

Вихідними продуктами є сульфід кальцію, зола та вапно, яке не зреагувало.

Відходи важко використати, їх заховують.

3.3. Сухий метод - сорбент подається напряму у топку (рис. 9.8). Зазвичай сорбент: розпилені вапняк (CaCO_3) та доломіт ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$). У топці при нагріванні утворюються частки вапна - CaO . Вапно реагує з SO_2 та утворює гіпс (CaSO_3).



Ефективність - 70–80% SO_2 .

Процес простий, витрати низькі.

Продукти реакції повинні додатково оброблятися перед захороненням або використанням у будівництві.

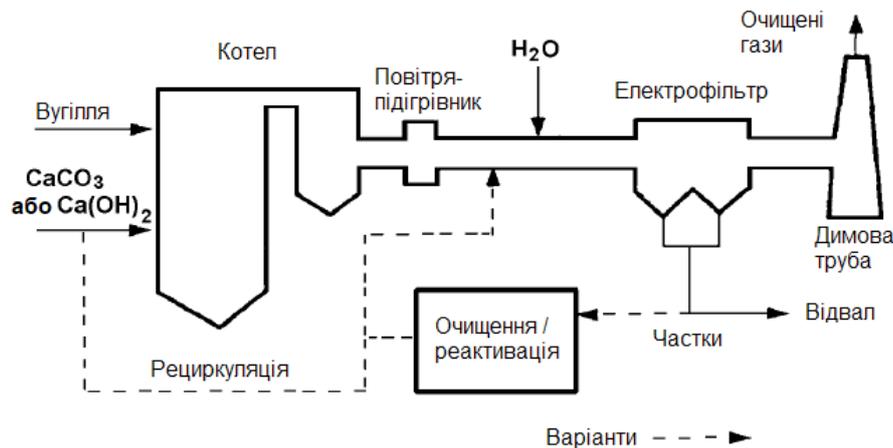


Рис. 9.8. Сухий метод сіркоочистки [12].

Таблиця 9.2. Характеристики сіркоочисток [12].

| Тип | Характеристики | Зростання витрат |
|--------------------------|--|---|
| Волога очистка | <ul style="list-style-type: none"> • реагент – вапняк (CaCO_3) • ефективність видалення - до 98% • споживає 1-1,5% виробленої е/е • найбільш розповсюджена • необхідно врахувати доступність вапняку • високе споживання води • необхідність очищення води після процесу • гіпс (CaSO_3) може бути проданий | <ul style="list-style-type: none"> • 11-14% • Капітальні витрати - 35–50 EUR/кВт(ел), • Експлуатаційні та ремонтні витрати 0,2–0,3 EUR/кВтгод (спожитого палива). • Зростання собівартості на 3–6 EUR/МВтгод (вироб. е/е). |
| Напівсуха очистка | <ul style="list-style-type: none"> • реагент – вапно (CaO) • ефективність видалення - до 94% • може видаляти SO_3 краще ніж волога очистка • споживає 0,5-1,0% виробленої е/е (менше ніж волога) • вапно дорожче ніж вапняк • відсутня скидна вода • відходи – суміш золи, незреагованого вапна та гіпсу (CaSO_3) | <ul style="list-style-type: none"> • 9-12% • Капвитрати на 30–50 % нижчі вологої установки, експлуатаційні витрати вищі (дорожчий сорбент). • Капітальні витрати 18–25 EUR/кВт(ел), • Експлуатаційні та ремонтні витрати 0,5–0,7 EUR/кВтгод (спожитого палива). • Зростання собівартості на 6 EUR/МВтгод (вироб. е/е). |

4. Очищення продуктів спалювання від NO_x .

NO_x утворюються за рахунок високотемпературного окиснення атмосферного азоту та азоту палива.

Зі зростанням температури від 1500 до 2200 К вихід NO_x зростає в 10 разів.

Збільшення концентрації O_2 у 5 разів підвищує вихід NO_x лише в 2 рази.

4.1. Первинні методи - зміна режимів роботи та конструкції котла для зменшення утворення NO_x або розщеплення вже утвореного NO_x .

4.1.1. Зменшення надлишку повітря (зменшення O_2 доступного для спалювання). Ефективне для старих ТЕС.

- обмежує утворення NO_x .
- не вимагає споживання е/е та не знижує надійності.
- погіршує спалювання вугілля та може призвести до зниження температури гострої пари.
- може призвести до зростання викидів CO .

4.1.2 Ступенева подача повітря (мал.9). Створення 2-х зон спалювання, у первинній зоні – нестача O_2 , у вторинній – достатня кількість O_2 для доспалювання палива.

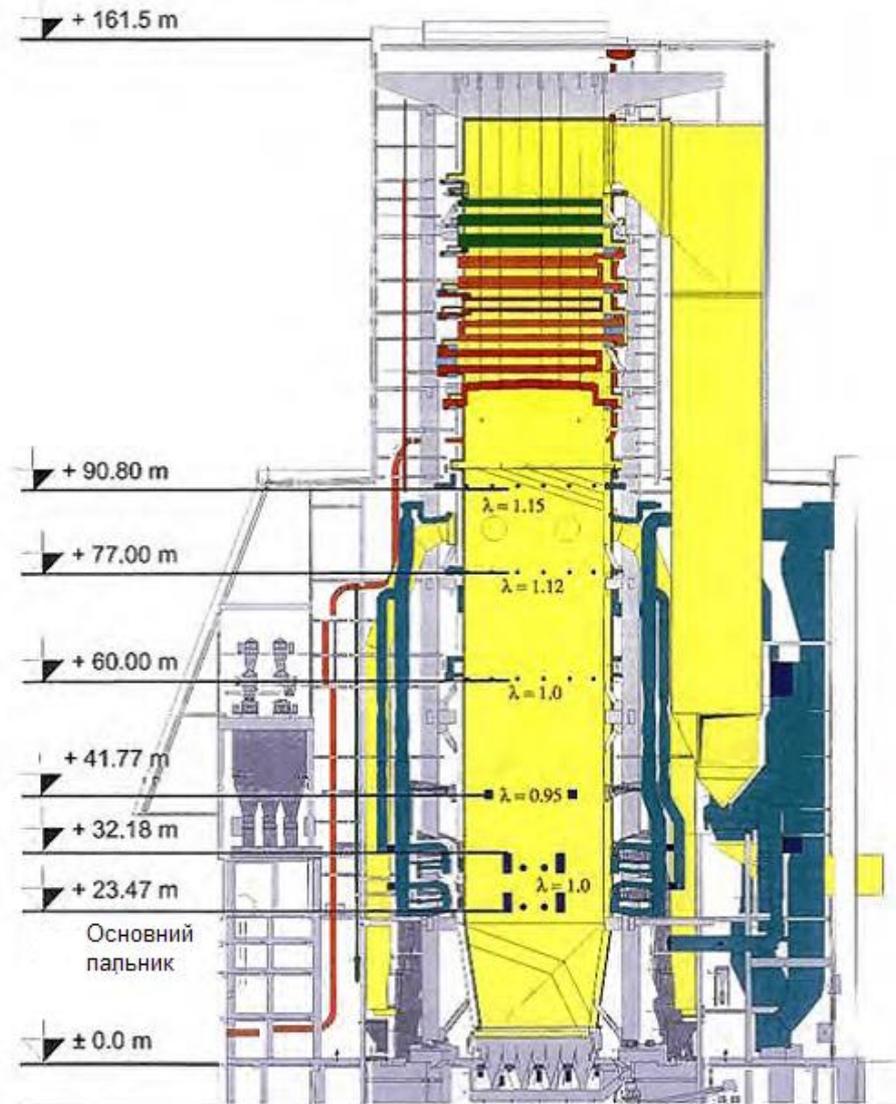


Рис. 9.9. Котел на лігніті зі ступеневою подачею повітря [12].

Також NO_x знижується внаслідок зниження пікової температури.

Вартість для котла 250 МВт (тепло) - 1 млн. євро.

4.1.3. Рециркуляція вихідних газів (рис. 9.10).

Вихідні гази (20–30% з температурою 350–400°C) після повітропідігрівника повертаються до топки.

Зменшується доступний O_2 у зоні спалювання та температура факела.

Для реалізації схеми необхідні спеціальні пальники.

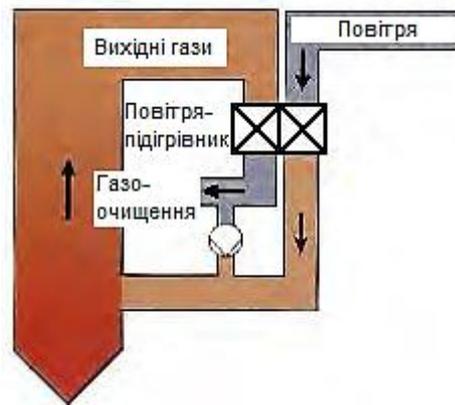


Рис. 9.10. Схема рециркуляції вихідних газів [12].

4.1.4. Зниження підігріву первинного повітря.

- призводить до зниження температури факелу.
 - знижується ефективність спалювання вугілля.
 - збільшуються втрати з вихідними газами, які не охолоджуються.
- Підходить для газо-мазутних котлів.

4.1.5 Ступенева подача палива (reburning) (рис. 9.11).

Утворюються зони спалювання (як при ступеневій подачі повітря).

1 зона - 80-85 % палива спалюється в умовах нестачі O_2 для недопущення формування значної кількості NO_x перед 2-ю зоною.

2 зона (перепалювання) - подається вторинне паливо при нестачі O_2 . Виникають сполуки C та H, що реагують з NO_x утвореним у 1 зоні;

3 зона - завершується спалення шляхом додавання кінцевої кількості повітря.

Менш ефективно ніж низькоемісійні пальники.

Капітальні витрати для котла 250 МВт (тепло) - 2,5 млн. євро.

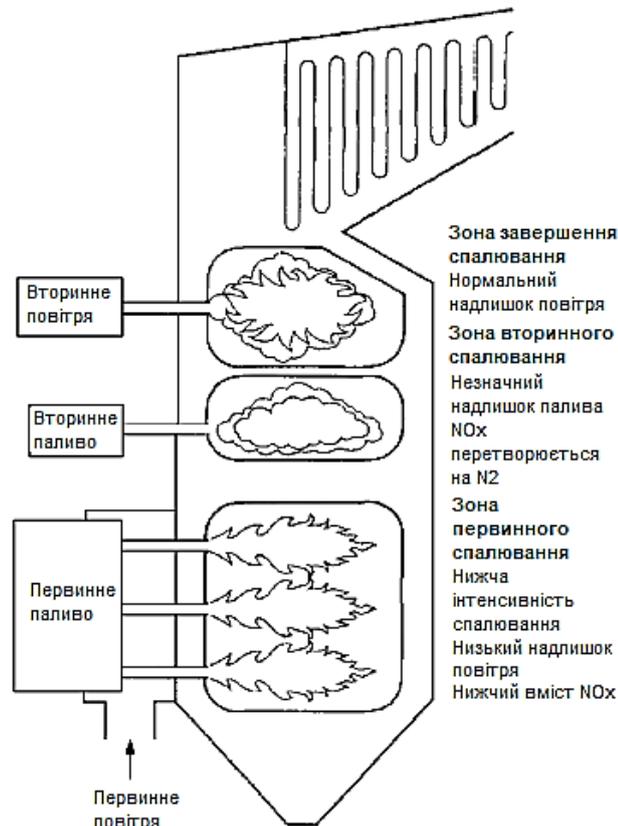


Рис. 9.11. Схема ступеневої подачі палива [12].

4.1.6. Низькоемісійні пальники.

Звичайний пальник - паливо та повітря подаються одночасно. Факел складається з гарячої первинної зони (у корені факелу) та холодної вторинної (на кінці).

Первинна зона генерує більшість NO_x , внесок вторинної - малий.

Низькоемісійні пальники завдяки ступеневій подачі повітря (рис. 9.12) або палива (рис. 9.13) створюють окремі зони спалювання, завдяки яким:

- забезпечується швидке запалювання.
- забезпечується стабільність факелу.
- знижується пікова температура факелу.
- обмежується утворення NO_x у первинній зоні та забезпечується розщеплення утвореного NO_x у наступних зонах.

Нове покоління низькоемісійних пальників використовують комбінацію ступеневої подачі повітря, ступеневої подачі палива, рециркуляції продуктів спалювання.

Капвитрати: вугільний котел 250 МВт (тепло) – 1,7 млн. євро.

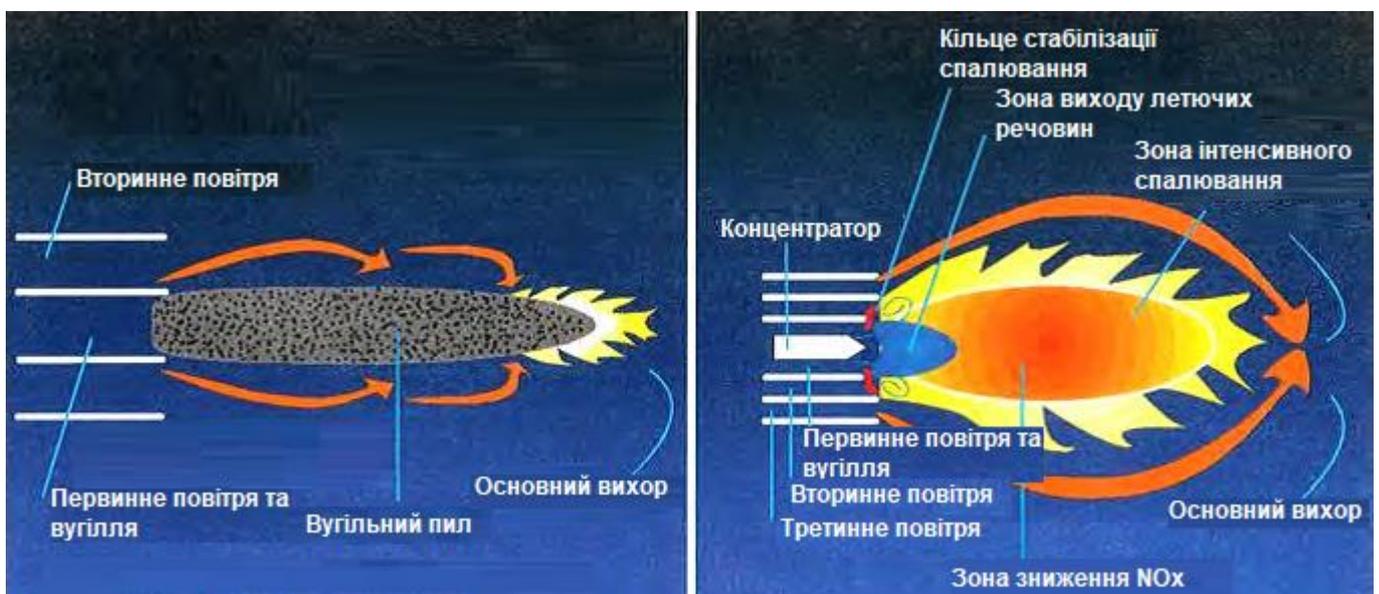


Рис. 9.12. Пальник звичайний та зі ступеневою подачею повітря [12].



Рис. 9.13. Пальник зі ступеневою подачею палива [12].

Таблиця 9.3. Характеристики систем азотовидалення [12].

| Тип | Характеристики | Зростання капітальних витрат |
|-------------|--|---|
| SCR | <ul style="list-style-type: none"> • зниження викидів NO_x - 80–95% • використовує 0,5% виробленої електроенергії • використовує аміак або сечовину як реагент. • проскакування аміаку збільшується зі зростанням відношення NH₃/NO_x та може стати проблемою (забагато аміаку у летючий золі). Більший об'єм каталізатора / покращення змішування NH₃ та NO_x у димових газах може знадобитись для подолання проблеми. • Каталізатор може містити важкі метали. Необхідні ретельне поводження та утилізація / переробка використаного каталізатора. • Тривалість експлуатації каталізатора 6-10 років (спалювання вугілля), 8-12 років (мазуту) та більше 10 років (газу). | <p>4-9 % (вугільний котел)</p> <p>1-2 % (ПГУ)</p> <p>20-30 % (двигун внутрішнього спалювання)</p> |
| SNCR | <ul style="list-style-type: none"> • зниження викидів NO_x - 30–50% • використовує 0,1-0,3% виробленої електроенергії • використовує аміак або сечовину як реагент. • не може використовуватись на ГТУ та ДВС. • функціонування без каталізаторів. | 1-2 % |

Контрольні запитання до лекції 9.

1. Які забруднюючі речовини від ТЕС несуть першочергову небезпеку для оточуючого середовища та регулюються нормативними документами?
2. Які засоби пиловидалення на ТЕС Вам відомі? Надайте коротку характеристику кожному методу.
3. Наведіть відомі Вам методи очищення димових газів ТЕС від оксидів сірки та поясніть принцип дії кожного методу.
4. Поясніть за рахунок яких технологій на ТЕС вдається значно скоротити емісію оксидів азоту. Надайте коротку характеристику вказаному.

Лекція. Комбіноване виробництво електроенергії та тепла.

Когенерація – комбіноване виробництво електричної (або механічної) та теплової енергії (CHP – combined heat and power). Український аналог – **теплоелектроцентрально (ТЕЦ)**.

Одним з найпростіших випадків ТЕЦ є ГТУ-ТЕЦ (рис. 10.1), в якій теплота вихідних газів ГТУ використовується в КУ для підігріву мережевої води місцевої системи опалення.

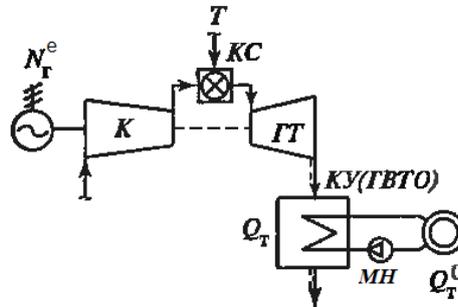


Рис. 10.1. Теплова схема опалювальної ГТУ-ТЕЦ.

1. Переваги когенерації.

1.1. Ефективне використання палива. На відміну від конденсаційної станції теплота відпрацьованого робочого тіла не скидається в атмосферу, а спрямовується споживачам теплової енергії (рис. 10.2).

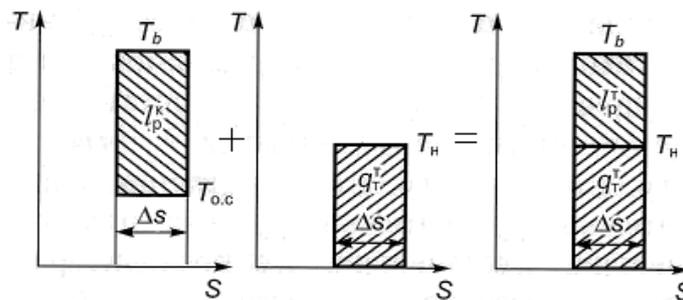


Рис. 10.2. Порівняння роздільного та комбінованого виробництва електроенергії та тепла.

На рис. 10.3 наведений типовий приріст ефективності використання палива внаслідок застосування комбінованого виробництва.

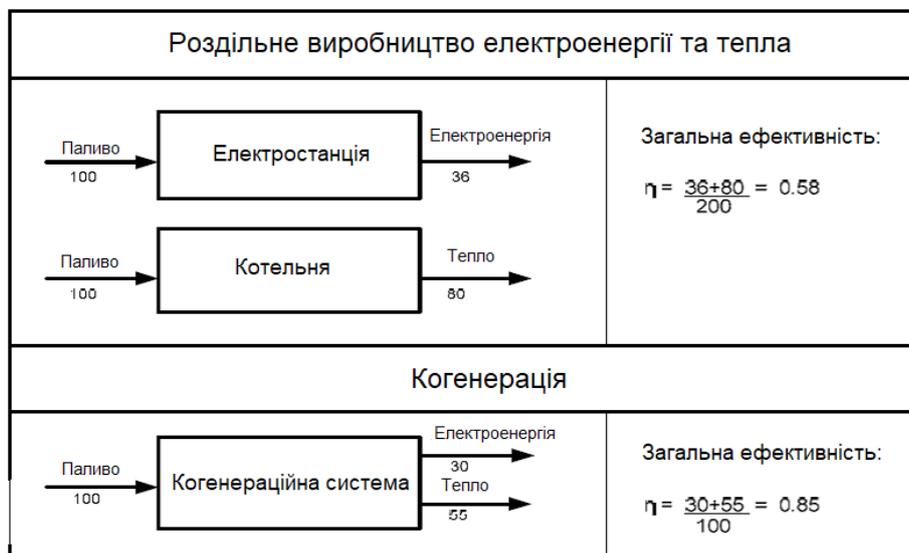


Рис. 10.3. Порівняння ефективності комбінованого та роздільного виробництва.

1.2. Зниження викидів CO₂ пов'язане з використанням меншої кількості палива для виробництва тієї ж кількості електроенергії та тепла.

1.3. Підвищення надійності електрозабезпечення пов'язане з тим, що ТЕЦ є меншими за потужністю від КЕС внаслідок обмеженості теплового навантаження та розташовуються поблизу споживачів, що зумовлює зниження ймовірності їх одночасного відключення та впливу на споживачів аварій у електричній мережі.

1.4. Зниження втрат в електричній мережі пов'язане з розташуванням ТЕЦ поблизу до споживачів.

2. Обмеження когенерації.

2.1. Електрична потужність ТЕЦ визначається тепловою потужністю споживачів.

ТЕЦ мають обмежену потужність, що зумовлює неможливість використання ефекту масштабу виробництва. В той же час із технологічним розвитком технологій розподіленої генерації, їх ефективність поступово наближається до ефективності традиційного устаткування (рис. 10.4).

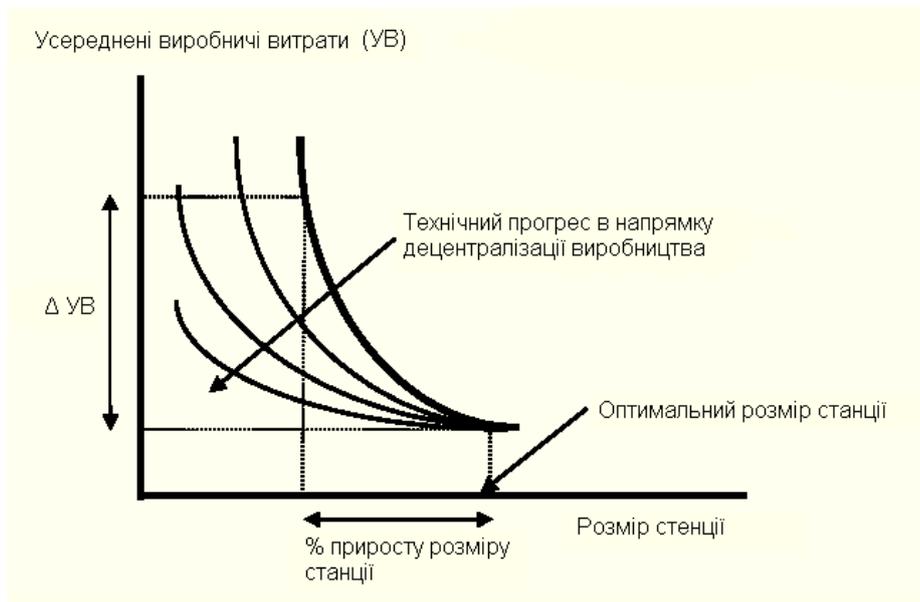


Рис. 10.4. Вплив ефекту масштабу виробництва на собівартість електроенергії

2.2. Зниження ефективності когенерації внаслідок втрат в теплових мережах.

2.3. Підвищення екологічних вимог, обмеження площадки, що використовується.

2.4. Низька маневреність – графіки споживання електроенергії та тепла не співпадають.

2.5. Низька ефективність в конденсаційному режимі.

3. Розвиток когенерації.

1876 р. – архітектор Бромвелл (Лондон) використав пару вихлопу парових турбін (привід насосів водопровідної системи) для гарячого водозабезпечення.

1877 р. – в США побудовані дві когенераційні системи на основі парових котельних.

1886 р. – компанії Едісона почали постачати пару, використану для виробництва електроенергії.

В Україні в 1931-му році введені Лисичанська ТЕЦ та ТЕЦ Харківського тракторного заводу.

4. Розвиток когенерації в Україні:

4.1. Стимули для розвитку когенерації в Україні:

- Значна концентрація побутових споживачів – розвинуті мережі;

Таблиця 10.1. Розподіл характеру систем теплопостачання в країнах Європи

| Країна | Частка централізованого теплопостачання, % | Частка теплопостачання від ТЕЦ, % |
|-----------|--|-----------------------------------|
| Україна | 64 | 23 |
| Чехія | 58 | 63 |
| Фінляндія | 44 | 72 |
| Данія | 40 | 60 |
| Швеція | 34 | 19 |
| Німеччина | 9 | 57 |

- Висока енергоємність традиційних для України секторів економіки, які як правило забезпечуються теплом від великої кількості промислових котелень;
- Невикористання місцевих енергоресурсів: біопалива, вугілля и торфу.
- Доступність сучасних технологій когенерації малої одиничної потужності.
- Паризька кліматична конференція - 2015.

4.2. Проблеми розвитку когенерації в Україні.

- Фізичне та моральне старіння існуючого устаткування.
- Скорочення промислового виробництва та споживання тепла.
- Розукрупнення споживачів.
- Застарілі теплові мережі.
- Нестача інвестиційних стимулів.

5. Розвиток когенерації в країнах ЄС.

В країнах ЄС близько 24 % компаній мають власні джерела енергозабезпечення. Електрична потужність ТЕЦ ЄС - 100 ГВт (13,6% від встановленої потужності).

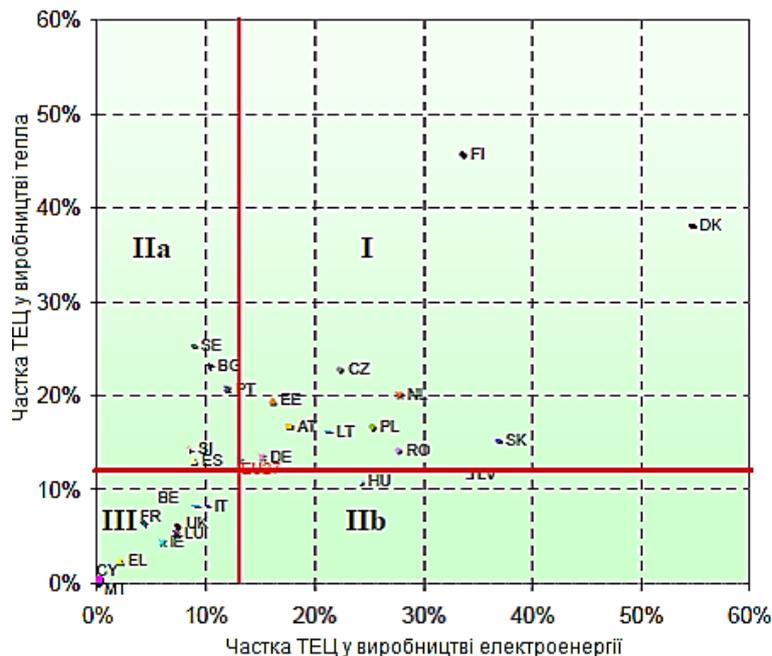


Рис. 10.5. Частка ТЕЦ у виробництві електроенергії та тепла в країнах ЄС (EU).

Когенерація включена до всіх перспективних планів розвитку країн ЄС.

У країнах великої 7-ки до 2030 р. - ріст виробництва електроенергії на ТЕЦ на 16-29 %. В Німеччині - подвоєння виробництва електроенергії на ТЕЦ до 2030 року.

Основним документом ЄС, спрямованим на стимулювання розвитку когенерації є Директива 2012/27 ЄС від 25.10.2012 р. «Про енергоефективність».

Цілі директиви:

- у короткостроковій перспективі – підтримка роботи існуючих ТЕЦ;
- у середньостроковій та довгостроковій - розвиток високоефективної когенерації.

Механізм реалізації Директиви. Кожна з країн ЄС повинна:

- визначити економічно обґрунтовані масштаби розвитку когенерації;
- сформулювати перспективний план розвитку високоефективної когенерації;;
- розробити та ввести в дію набір заходів, які стимулюють розвиток когенерації;
- при цьому передбачений регулярний контроль ефективності виконання планів.

3. Енергетичні показники когенераційних установок.

3.1. Економія палива.

Економія теплоти палива:

$$\Delta Q = Q_p - Q_T,$$

де Q_p – витрата теплоти палива при роздільному виробництві; Q_T – те ж при когенерації.

3.2. Коефіцієнт використання палива (КВП).

Повний (сумарний) ККД або КВП - відношення виробленої електричної та теплової енергії до енергії витраченого палива.

$$\text{КВП} = \frac{Q + E}{B \cdot Q_H^p}$$

де Q - кількість відпущеної теплоти; E - кількість відпущеної електроенергії; B - витрата палива; Q_H^p - нижча питома теплота спалювання палива.

Не завжди більше значення КВП відповідає більшій економії палива.

У виразі для КВП електроенергія складається з теплою.

Електроенергія – найбільш досконалий вид енергії, але її виробництво на ТЕС пов'язане з втратою до 60 % теплоти палива.

ККД українських КЕС - 36-40 %.

ККД виробництва теплової енергії:

- у місцевих котельнях з застарілими вугільними котлами - 50-55 %,
- у великих районних котельнях на газо-мазутному паливі - 80-85 %.

Зниження частки виробництва електроенергії на ТЕЦ за рахунок збільшення виробництва теплоти призводить до зростання КВП внаслідок зменшення втрат в турбінній установці. Однак при цьому ефективність когенерації зменшується, так як недовироблену на ТЕЦ електроенергію необхідно виробляти на КЕС при значно нижчому ККД.

3.3. Питоме комбіноване виробництво електроенергії.

Кількість електроенергії, виробленої ТЕЦ: $E = \bar{e}_T \cdot Q$

\bar{e}_T - питоме комбіноване виробництво електроенергії - кількість електроенергії, яка вироблена на ТЕЦ в одному технологічному циклі з відпуском одиниці теплоти зовнішнім споживачам.

Реальний цикл замінимо еквівалентним циклом Карно (рис. 10.6).

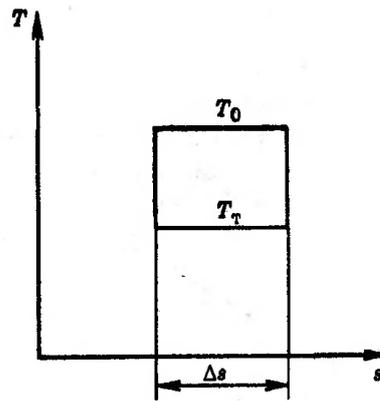


Рис. 10.6. Реалізація комбінованого виробництва у циклі Карно.

Питоме комбіноване виробництво для ідеального циклу Карно:

$$\bar{e}_T = \frac{E}{Q} = \frac{(T_0 - T_T) \cdot \Delta s}{T_T \cdot \Delta s} = \frac{T_0 - T_T}{T_T}$$

де T_0 - середня температура підводу теплоти до циклу; T_T - середня температура відведення теплоти з циклу.

3.4. Методи підвищення питомого комбінованого виробництва.

Підвищення середньої температури підведення теплоти до циклу:

- підвищення параметрів гострої пари;
- застосування проміжного перегріву пари.

Зниження середньої температури відведення теплоти:

- застосування багатоступеневого підігріву мережевої води (для опалювальних ТЕЦ).

Заходи на рівні споживачів:

- послідовне включення опалювально-вентиляційних установок, які працюють з різними потенціалами, з установками централізованого горячого водопостачання.
- економічно обгрунтоване збільшення поверхонь нагріву теплообмінних апаратів;
- автоматизація процесів споживання теплоти не лише на групових та місцевих теплових підстанціях, але і індивідуально на радіаторах у помешканнях.

4. Теплове навантаження.

4.1. Класифікація теплових навантажень.

Теплове навантаження за характером зміни у часі розбивають на: **сезонне та цілорічне.**

4.1.1. Сезонне навантаження має порівняно постійний добовий та змінний річний графік.

Зміна сезонного навантаження визначається, в основному, кліматичними умовами.

До сезонного теплового навантаження відносяться:

- опалення;
- вентиляція;
- кондиціонування повітря.

4.1.2. Цілорічне навантаження:

- технологічне навантаження;
- гаряче водопостачання.

Виключення - підприємства зайняті переробкою сільгосппродукції (наприклад, цукрові заводи).

4.2. Споживання теплоти на опалення.

Потужність виробництва визначається розрахунковим опалювальним навантаженням:

$$Q_{\text{оп}}^p = (1 + \mu) V x_0 (t_{\text{вп}}^p - t_{\text{зп}}^p)$$

де V – зовнішній об'єм будівлі; χ_0 – опалювальна характеристика будівлі (тепловтрати на одиниці зовнішнього об'єму при різниці температур в 1°C); $t_{\text{вп}}^{\text{р}}$, $t_{\text{зп}}^{\text{р}}$ – розрахункові (найнижчі очкувані) внутрішня та зовнішня температури; μ – коефіцієнт інфільтрації.

Для розрахунку часткових режимів вводиться **відносна витрата теплоти на опалення**:

$$\lambda_{\text{оп}} = \frac{Q_{\text{оп}}}{Q_{\text{оп}}^{\text{р}}} = \frac{t_{\text{вп}}^{\text{р}} - t_{\text{зп}}}{t_{\text{вп}}^{\text{р}} - t_{\text{зп}}^{\text{р}}}$$

Звідки видно, що $\lambda_{\text{оп}}$ залежить від $t_{\text{зп}}$ лінійно. Отже величину **відносного навантаження для будь-якої температури** отримують по формулі: $Q_{\text{оп}} = \lambda_{\text{оп}} Q_{\text{оп}}^{\text{р}}$

Вмикання опалення - при зниженні середньодобової температури $< 8^\circ\text{C}$ протягом 3-х діб.

Температура прямої мережевої води приймається як правило - 130°C ,

Температура зворотної мережевої води при $t_{\text{зп}}^{\text{р}}$ приймається – $60-70^\circ\text{C}$.

5. Графіки теплового навантаження.

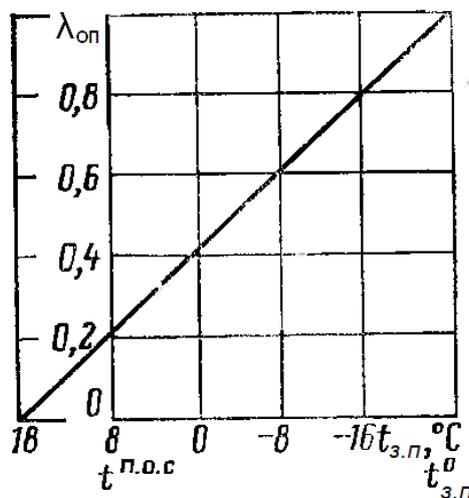


Рис. 10.7. Графік опалювального навантаження: $\lambda_{\text{оп}} = Q_{\text{оп}} / Q_{\text{оп}}^{\text{р}}$ в залежності від температури зовнішнього повітря $t_{\text{зп}}$, при $t_{\text{зп}} = t_{\text{зп}}^{\text{р}}$ - $Q_{\text{оп}} = Q_{\text{оп}}^{\text{р}}$ [13]

Графіки тривалості зовнішніх температур у розрізі кліматичних зон будують за результатами багаторічних спостережень.

З використанням **графіку теплового навантаження** та **графіку тривалості зовнішніх температур** отримують **графік тривалості опалювальних навантажень** (рис. 10.8).

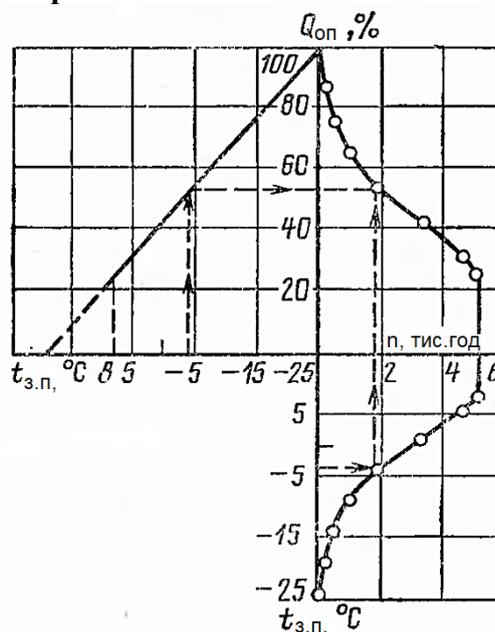


Рис. 10.8. Побудова графіка тривалості опалювальних навантажень [13].

Вентиляційне навантаження та навантаження ГВП часто визначають як частку опалювального навантаження.

6. Регулювання відпуску теплоти з гарячою водою.

Для зміни подачі тепла - **центральне регулювання на ТЕЦ та додаткове регулювання місцевими авторегуляторами.**

Теплове навантаження ТЕЦ з гарячою водою: $Q_{м.в} = G_{м.в} c_v (t_{пр} - t_{зв})$

Тобто відпуск теплоти визначається витратою мережевої води та перепадом температур.

Можливі два типи централізованого регулювання:

- кількісне – зміна витрати мережевої води при незмінній її температурі;
- якісне – зміна температури при незмінній витраті.

При **кількісному регулюванні** відбувається вертикальне розрегулювання опалювальних систем - неоднаковий перерозподіл мережевої води по поверххах, тому на практиці застосовується якісне регулювання.

При **якісному регулюванні** розраховуються температурні графіки теплової мережі в залежності від зовнішньої температури.

Нижня розрахункова температура графіка 70°C визначається необхідністю підігріву водопровідної води для потреб ГВП до 60°C .

Верхня розрахункова температура визначається мінімально допустимим тиском у живлячих лініях, який виключає кипіння, а, відповідно, міцністю трубопроводів.

Підвищення розрахункової температури в прямій лінії призводить до зниження витрат на прокачку води, але одночасно падає комбіноване виробництво електроенергії.

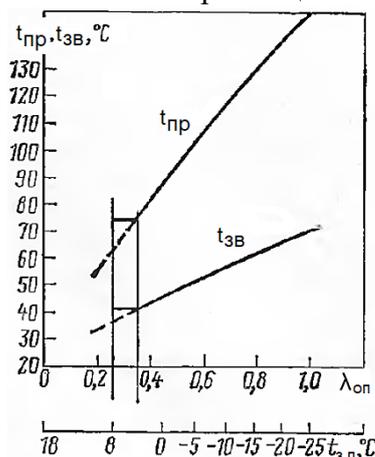


Рис. 10.9. Температурний графік теплової мережі в залежності від $t_{зп}$ або $\lambda_{оп}$ [13]

6. Коефіцієнт теплофікації.

Опалювальне та вентиляційне навантаження мають значну сезонну нерівномірність, тому актуальною є задача їх оптимального покриття:

- для максимальної економії все навантаження бажано покривати за рахунок когенерації.
- однак окупність капіталовкладень в ТЕЦ потребує максимального її завантаження.

Ці фактори протилежно спрямовані. Оптимальний розв'язок досягається, якщо ТЕЦ покриває базову частину графіка навантажень, а верхня пікова частина графіка покривається від пікових водогрійних котлів (ПВК) (Рис.10). Включення ПВК здійснюється лише при повному завантаженні ТЕЦ.

Коефіцієнт теплофікації - відношення максимального теплового навантаження ТЕЦ до максимального теплового навантаження:

$$\alpha_T = Q_{відб} / Q_T$$

При цьому необхідна потужність ПВК:

$$Q_{пвк} = Q_T (1 - \alpha_T)$$

Вибір α_T визначає:

- електричну потужність ТЕЦ при заданому розрахунковому тепловому навантаженні;
- КВВП ТЕЦ по тепловій потужності та теплофікаційне виробництво електроенергії на ТЕЦ;
- кількість та тип ПВК.

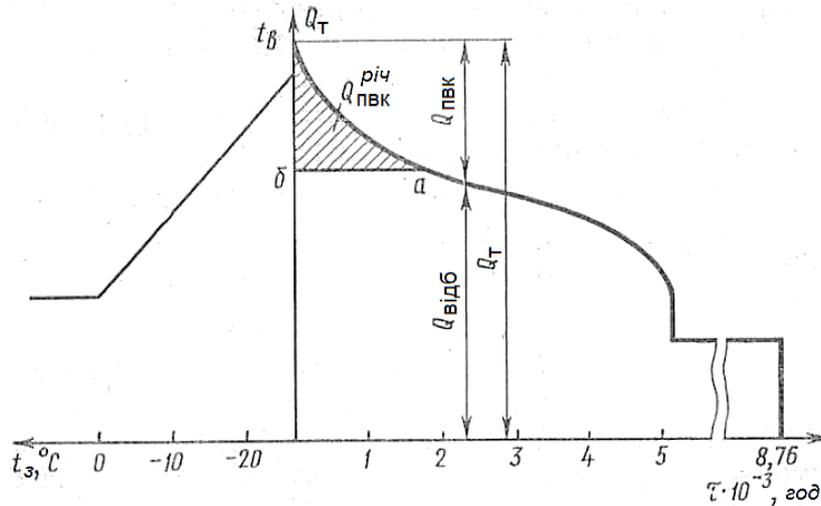


Рис. 10.10. Розподіл теплового навантаження [14].

Оптимальні значення α_T для ТЕЦ можуть змінюватись у межах 0,5-0,8.

До підвищення α_T за інших рівних умов призводять: підвищення вартості палива, рівня початкових параметрів пари, частки ГВП у загальному тепловому навантаженні.

До його зниження призводять: підвищення розрахункової температури мережевої води, питомих капіталовкладень у теплофікаційне устаткування.

Контрольні запитання до лекції 10.

1. Які переваги когенерації теплової та електричної енергії Вам відомі?
2. В чому полягають основні обмеження широкого впровадження когенерації в промисловості?
3. Як розраховується коефіцієнт використання палива ТЕЦ. Виконайте аналіз рівняння.
4. Поясніть термін питоме комбіноване виробництво енергії. Які засоби підвищення даного показника Вам відомі?
5. Як складається графік тривалості теплових навантажень? Яка сфера застосування даного графіка?
6. Яким чином здійснюється регулювання відпуску теплоти з гарячою водою?
7. Що таке коефіцієнт теплофікації? Яким чином склад обладнання на ТЕЦ впливає на значення коефіцієнта теплофікації та яке його значення є оптимальним?

Лекція. Устаткування когенераційних установок.

1. Теплофікаційні парові турбіни.

1.1. Турбіни з протитиском (тип Р).

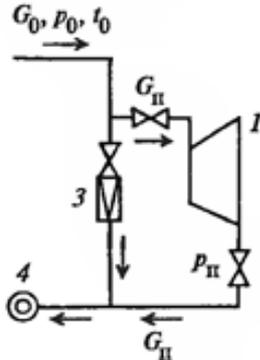


Рис. 11.1. Принципова схема установки з турбіною Р.

Гостра пара (рис. 11.1) з параметрами p_0 та t_0 підводиться до турбіни (1) з котла. В турбіні пара розширюється до тиску $p_{\text{п}}$, відпрацьована пара поступає до споживача (4).

Витрата пари з турбін Р визначається тепловим споживанням, тому вони часто встановлюються спільно з іншими турбінами.

Якщо витрата пари, необхідна споживачу (4), перевищує пропускну здатність турбіни або турбіна перебуває у ремонті, споживачу подається пара з котла після редуційно-охолоджувальної установки - РОУ (3).

1.2. Турбіни з проміжним регульованим відбором пари (тип П).

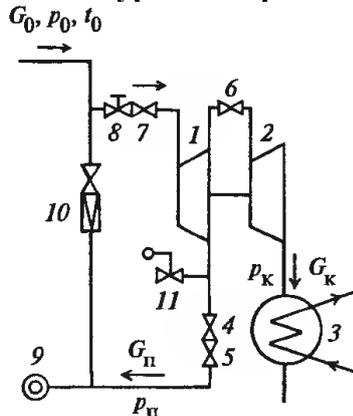


Рис. 11.2. Принципова схема турбіни П.

Турбіна може працювати як у конденсаційному так і в теплофікаційному режимі, тому виробництво електроенергії не залежить від теплового навантаження.

Турбіна складається з двох частин (рис. 11.2): група ступенів (1) до відбору - частина високого тиску (ЧВТ), група ступенів (2) від відбору до конденсатора (3) - частина низького тиску (ЧНТ).

Гостра пара (G_0) підводиться через стопорний (8) та регулюючий (7) клапани. В ЧВТ пара розширюється до тиску $p_{\text{п}}$, який підтримується постійним та визначається споживачем (9).

Після ЧВТ частина пари ($G_{\text{п}}$) через відсічний (4) та зворотний (5) клапани йде до теплового споживача (9), а частина пари ($G_{\text{к}}$) направляється через регулюючі органи (6) до ЧНД, де розширюється до тиску $p_{\text{к}}$ в конденсаторі (3).

1.3. Турбіни с опалювальними відборами пари (тип Т).

Турбіни Т (рис. 11.3) потужністю ≥ 50 МВт мають два регульовані відбори пари для ступеневого підігріву мережевої води. Для підігріву мережевої води використовують 70-80% витрати пари на турбіну, а різниця температур підігріву мережевої води складає 40-50 °С.

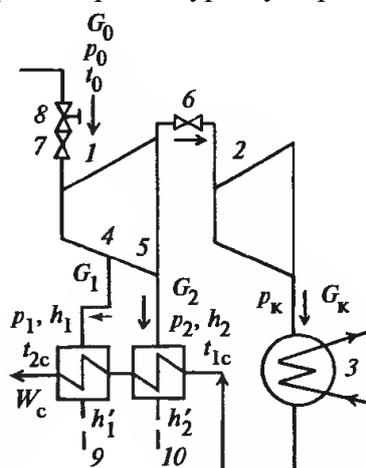


Рис. 11.3. Принципова схема турбіни Т

Гостра пара підводиться до турбіни через стопорний (8) та регулюючий (7) клапани.

В ЧВТ (1) пара розширюється до тиску в нижньому відборі (5) та через регулюючий орган (6) спрямовується до ЧНТ (2).

У верхній відбір (4) пара (G_1) відбирається при тиску p_1 , а в нижній відбір (5) пар (G_2) - при тиску p_2 .

В турбіні лише один регулюючий орган ЧНТ, тому тиск може підтримуватись лише в одному з двох відборів пари: в верхньому - при включених обох відборах, в нижньому - при відключеному верхньому відборі.

Установка для підігріву мережевої води складається з двох бойлерів (9 та 10) поверхневого типу.

1.4. Конденсаційні турбіни з нерегульованими відборами на теплофікацію (КТ).

Регулювання теплового навантаження:

1. Грубе регулювання - відключенням одного з відборів.
2. Тонке регулювання - управлінням потоками мережевої води через кожний підігрівник за допомогою системи автоматичних регуляторів на лінії мережевої води.

Для АЕС Енергоатом розробив турбіни типу КТ (рис. 11.4): КТ-1070-60/1500-3 та КТ-1100-60/1500-4, які мають значні нерегульовані відбори пари на теплофікацію.

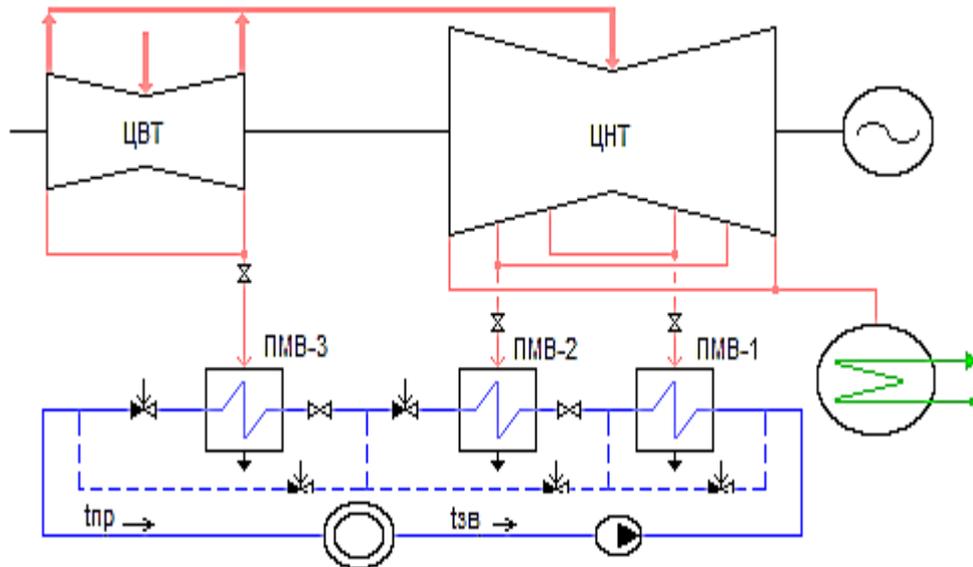


Рис. 11.4. Теплова схема теплофікаційної установки турбіни КТ

2. Ефективність підвищення початкових параметрів.

Зі зростанням t_0 ККД теплофікаційних турбін зростає, але повільніше ніж для конденсаційних (зростає температура та ентальпія відпрацьованої пари, яка направляється споживачам).

Зі зростанням p_0 ефективність швидко зростає (ентальпія відпрацьованої пари, яка спрямовується зовнішньому споживачу, зменшується зі зростанням початкового тиску).

На промислових ТЕЦ конденсат повертається частково (зазвичай 40 %). При значних втратах глибоке очищення робочого тіла недоцільне, тому на промислових ТЕЦ застосовують барабанні котли менш чутливі до якості води.

Лише на потужних опалювальних ТЕЦ застосовують надкритичний тиск пари.

Промперегрів діє аналогічно підвищенню t_0 . На ТЕЦ економія від промперегріву менша ніж на КЕС:

- Тому промперегрів передбачається лише на найпотужніших теплофікаційних турбоагрегатах докритичних параметрів (Т-180-130, ЛМЗ).

- Для ТЕЦ надкритичних параметрів (Т-250-240) промперегрів необхідний для підтримання допустимої кінцевої вологості пари.

Регенеративні відбори на ТЕЦ підігрівають не лише основного конденсату, але і конденсат, що повертається від споживача, та додаткову воду (поповнення втрат). Витрата регенеративних відборів на ТЕЦ та економія теплоти від регенерації менш значна, ніж на КЕС з такими ж параметрами.

3. Особливості конструкції теплофікаційних парових турбін.

3.1. Вбудовані пучки у конденсаторах теплофікаційних турбін.

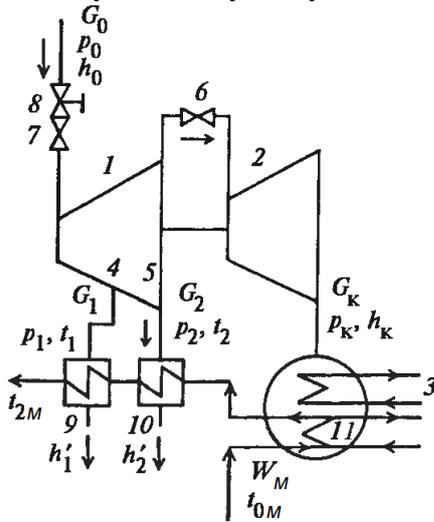


Рис. 11.5. Принципова схема турбіни з вбудованим теплофікаційним пучком.

У турбінах для охолодження ступенів ЧНТ не допускається нульовий пропуск пари до конденсатора.

Теплота пари, яка поступає до конденсатора, передається циркуляційній воді та втрачається.

У турбінах (≥ 50 МВт) для утилізації цієї теплоти частина поверхні конденсатора виділяється в **теплофікаційний пучок** (15 % поверхні).

До основного пучка конденсатора (3) передбачене підведення лише циркуводи, а до вбудованого пучка (11) – циркуводи та мережевої води.

3.2. Площа вихлопу.

Вихідні ступені теплофікаційних турбін часто або не завантажені або через них проходить мала частка потоку гострої пари. Тому частини низького тиску теплофікаційних турбін виконуються з меншою кількістю потоків та з меншою висотою лопаток у порівнянні з конденсаційними турбінами (рис. 11.6, 11.7).

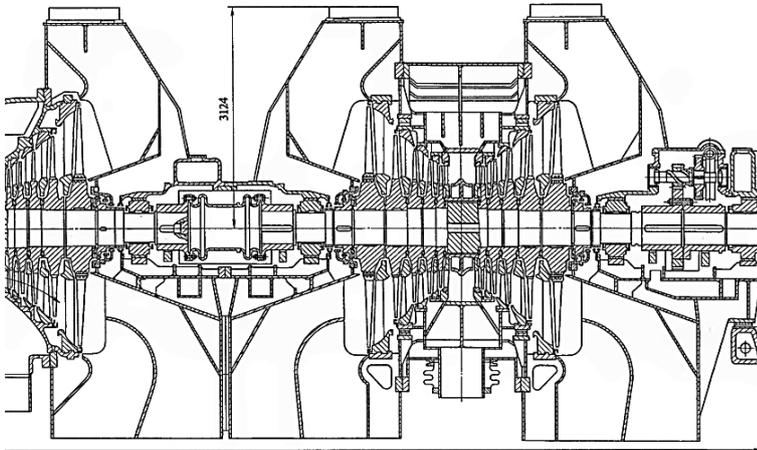


Рис. 11.6. ЧНТ К-300-240 ЛМЗ
960 мм, площа вихлопу – 22,44 м²

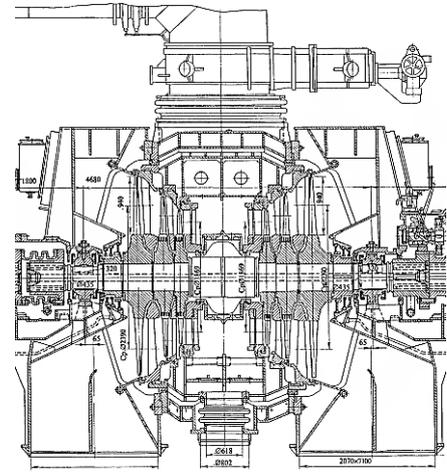


Рис. 11.7. ЧНТ Т-250/300-240 УТМЗ
940 мм, площа вихлопу – 14,1 м²

Для запобігання втратам, пов'язаним із вентиляційним пропуском пари через ЦНТ, компанією Siemens розроблена спеціальна муфта, за допомогою якої можна відключати частину низького тиску турбіни (рис. 11.8).

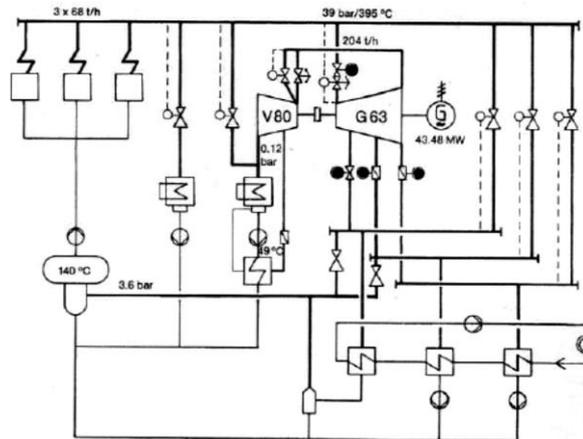


Рис. 11.8. ЦНТ, що відключається (Siemens)

3.3. Регулюючі органи турбін ТЕЦ.

Для запобігання великим втратам при дроселюванні у регулюючих клапанах (рис. 11.9) у потужних теплофікаційних турбінах для регулювання теплового навантаження використовуються поворотні діафрагми (рис. 11.10).

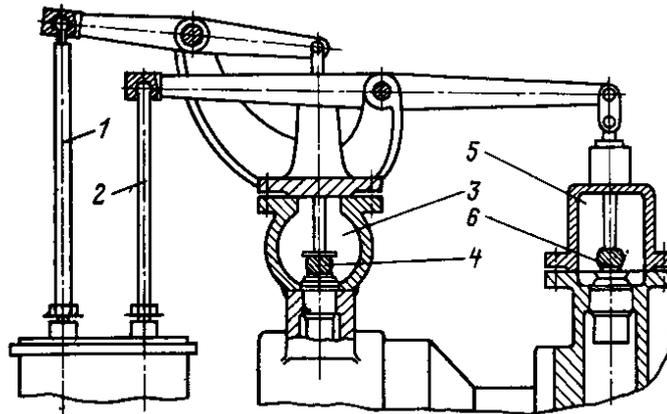


Рис. 11.9. Привід регулюючих клапанів турбін з відбором пари КТЗ.

1, 2 – штоки сервомоторів клапанів ЧВТ та ЧНТ; 3, 5 – парові коробки ЧВТ та ЧНТ;
4, 6 – траверси клапанів ЧВТ та ЧНТ.

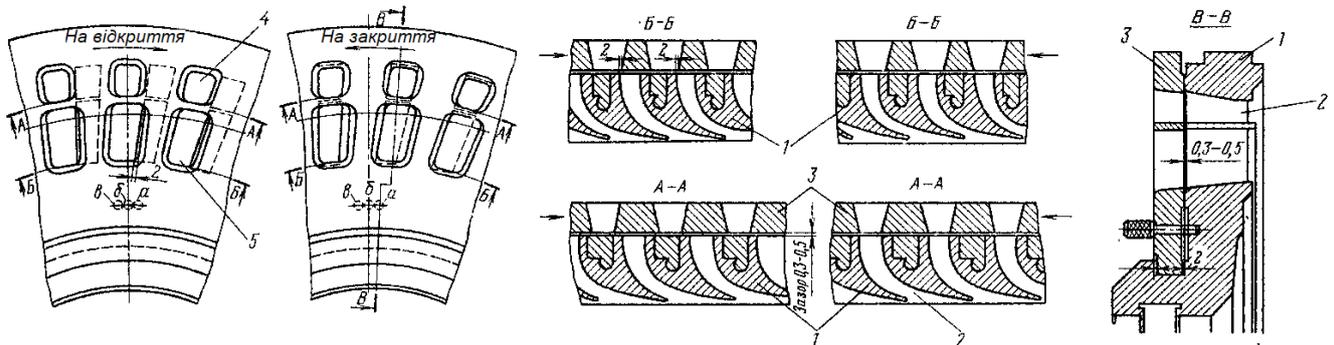


Рис. 11.10. Поворотна діафрагма конструкції ЛМЗ.

На діафрагмі 1 встановлено поворотне кільце 3, в якому два ряди вікон 4 та 5. Кільце 3 повертається відносно діафрагми.

В закритому положенні вікна кільця розташовані навпроти соплових лопаток 2 та пара в ЧНД не надходить (в нижній частині вікон 5 – невеликий простір для вентиляційного пропуску пари).

При повороті діафрагми спочатку відкривається прохід пари через нижні вікна, а потім – через верхні. Тобто реалізується паророзподіл з двома регулюючими клапанами.

4. Теплофікаційні установки (ТУ).

Теплофікаційні установки призначені для підігріву мережевої води парою відборів турбін або парою із загальностанційного колектору та її подальшого прокачування трубопроводами теплової мережі (рис. 11.11).

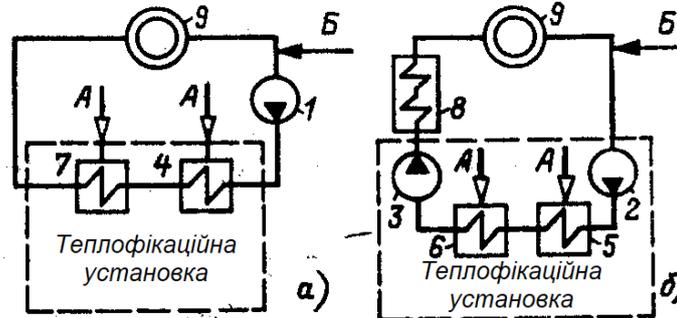


Рис. 11.11. Схеми теплофікаційних установок ТЕС:

а – з піковим мережевим підігрівником; б – з піковим водогрійним котлом (ПВК), двоступеневим нагрівом та двоступеневою перекачкою води; 1 – мережевий насос; 2, 3 – мережеві насоси 1 та 2-го підйомів; 4 – основний підігрівник; 5, 6 – нижній та верхній основні підігрівники; 7- піковий підігрівник; 8 – ПВК; 9 – споживач; А – пара; Б – додавання води.

Для КЕС та ТЕЦ з турбінами потужністю ≤ 25 МВт - схема на рис. 11.11 а.

ТУ включає основний та піковий підігрівники мережевої води. Основний підігрівник працює протягом опалювального сезону, на ГВП – цілорічно, гріюче середовище - відбірна пара.

Піковий підігрівник працює лише при низьких температурах та обігрівається відбірною або редукованою парою. Піковий підігрівник може працювати при зупиненій турбіні.

ПВК дешевші ніж енергетичні котли але для малих ТЕЦ економія – не суттєва, а поява додаткового типу устаткування ускладнює експлуатацію.

Для ТЕЦ з турбінами потужністю > 50 МВт - схема на рис. 11.11 б.

ТУ має два послідовно включених основних підігрівника – верхній та нижній. Замість пікового підігрівника - ПВК. Перекачка мережевої води - двоступенева.

Сумарна потужність всіх котлів не змінюється, але частина дорогих енергетичних котлів замінюється дешевими ПВК. Для великих ТЕЦ зростання номенклатури устаткування, не так суттєве, з урахуванням наявності ремонтної бази та спеціалізації персоналу.

Двоступеневий основний підігрів термодинамічно більш ефективний: для підігріву холоднішої води використовується пара меншого тиску, а для підігрітої – того ж тиску, що для одноступеневого.

Нагрів мережевої води в верхньому та нижньому підігрівниках приблизно однаковий.

При зростанні навантаження спочатку вмикається нижній підігрівник, а при подальшому зростанні – верхній.

5. Мережеві підігрівники горизонтального типу - для потужних турбін (рис. 11.12).

Вони розташовуються під турбіною аналогічно конденсатору.

Двоступенева перекачка мережевої води:

- для спрощення конструкції водяних камер та трубних дошок.
- для зменшення протікання мережевої води до парового простору підігрівників, що покращує водний режим котлів ТЕЦ.

Тиск насосів першого ступеню обирається таким, щоб не перевищити допустимого рівня для підігрівників, але при цьому не допустити кипіння на подачі насосів другого ступеню.

Корпус підігрівника - суцільнозварний.

Теплообмінна поверхня з прямих трубок (латунь), розвальцьованими у трубні дошки.

Поперек підігрівника - перегородки, які слугують додатковими опорами для труб.

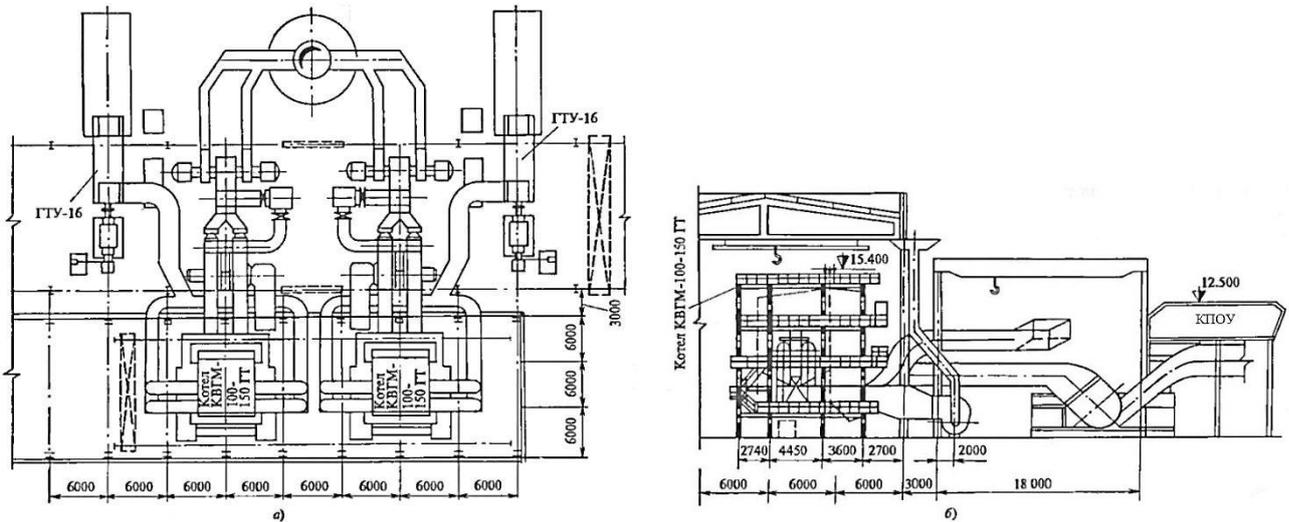


Рис. 11.16. Видгляд модернізованої котельні

КВГМ-116-150 ГТ має мінімальні відмінності від КВГМ-100: при роботі ГТУ частина вихідних газів байпасує топку та направляється в конвективну шахту. Передбачені швидкодіючі, газощільні шибери.

В опалювальний період тепло відпускається за рахунок вихідних газів ГТУ та доспалювання палива, у неопалювальний період – лише за рахунок тепла вихідних газів (виробіток тепла – біля 23 МВт). Зберігається можливість роботи водогрійного котла на природному газі та на мазуті незалежно від роботи ГТУ. Автономна експлуатація ГТУ не передбачена.

При комбінованому виробництві економія палива складає біля 20%.

7. Комбіноване виробництво на ПГУ з КУ.

7.1. Відпуск тепла від ПТ. Теплота вихідних газів ГТУ використовується в КУ 2-х або 3-х тисків. Використовуються турбіни з регульованими відборами.

- Пік споживання теплоти покривається піковими мережевими підігрівниками (МП-3), які живляться парою КУ через РОУ (рис. 11.17). Приклад – Північно-Західна ТЕЦ (Санкт-Петербург).

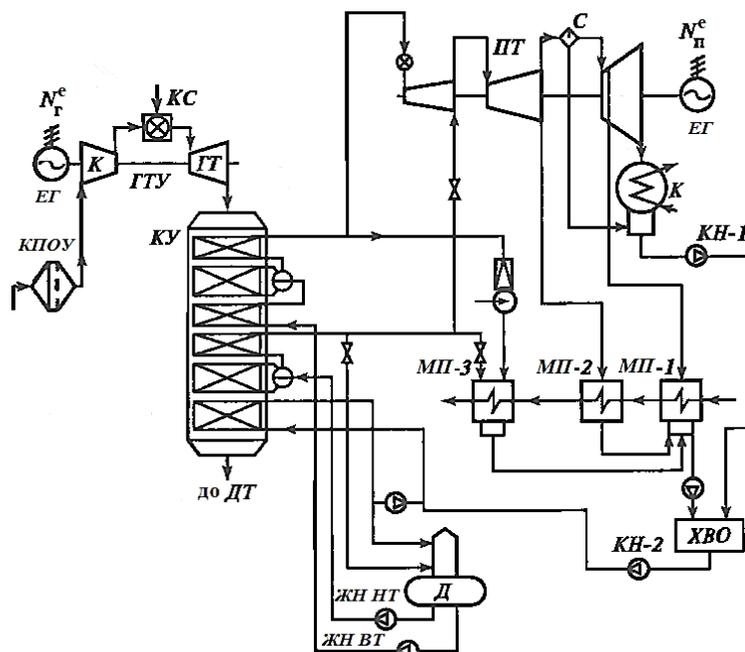


Рис. 11.17. принципова теплова схема ПГУ-ТЕЦ варіант 1а [11].

- Пікове споживання теплоти покривається ПВК. Приклад – Сургутська ПГУ-ТЕЦ (GE).

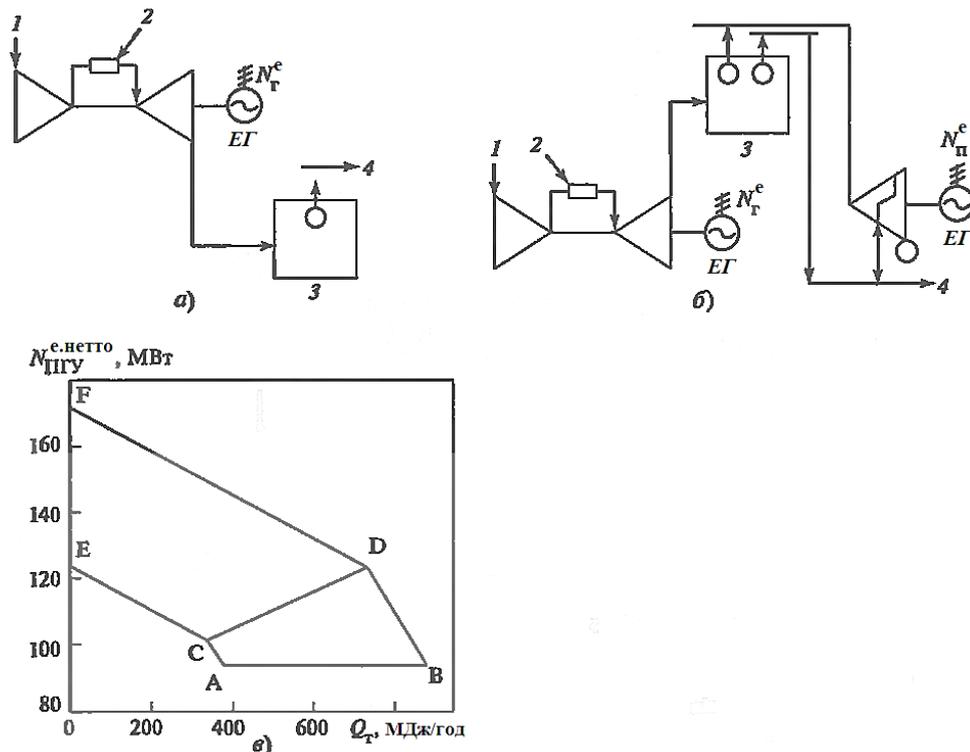


Рис. 11.19. Найпростіші теплові схеми та характеристики варіантів ПГУ з КУ та ГТУ типу MS7001 (GE): а – теплова схема ГТУ-ТЕЦ; б - теплова схема ПГУ-ТЕЦ; в - характеристики варіантів А - F ПГУ з КУ; 1 – повітря; 2 – паливо; 3 – котел утилізатор; 4 – технологічна пара.

Табл. 11.1. Техніко-економічні показники ПГУ з КУ та ГТУ типу MS7001 (GE)

| Параметр | Варіанти схеми ПГУ | | | | | |
|---|--------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| | A | B | C | D | E | F |
| Електрична потужність ПГУ нетто, МВт | 89,5 | 88,7 | 104,0 | 125,2 | 126,5 | 172,5 |
| Теплота, що відпускається зовнішнім споживачам, МДж/год | 410 | 895 | 366 | 781 | 0 | 0 |
| Питома витрата теплоти на виробництво електроенергії, кДж/(кВт*год) | 6420 | 6040 | 6040 | 5370 | 8420 | 9280 |

Контрольні запитання до лекції 11.

1. Наведіть принципову теплову схему ТЕЦ з турбіною типу Р. Поясніть її принцип роботи.
2. Поясніть принцип роботи ТЕЦ з турбінами типу П. Наведіть принципову теплову схему такої ТЕЦ.
3. Складіть теплову схему ТЕЦ з турбоустановкою типу Т. Наведіть закономірності її роботи.
4. Поясніть особливості підвищення економічності ТЕЦ зміною початкових та кінцевих параметрів пари в порівнянні з КЕС.
5. В чому відмінності застосування проміжного перегріву пари та регенеративного підігріву живильної води на ТЕЦ в порівнянні з КЕС?
6. Вкажіть відомі Вам ключові особливості конструкції теплофікаційних парових турбін.
7. Наведіть приклад технології вироблення теплової енергії у складі ГТУ.
8. Які особливості парогазових установок дозволяють реалізувати для них когенерацію теплової та електричної енергії?