

КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО ВИКОНАВЧОГО ОРГАНУ КИЇВРАДИ  
(КИЇВСЬКОЇ МІСЬКОЇ ДЕРЖАВНОЇ АДМІНІСТРАЦІЇ)  
«КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»



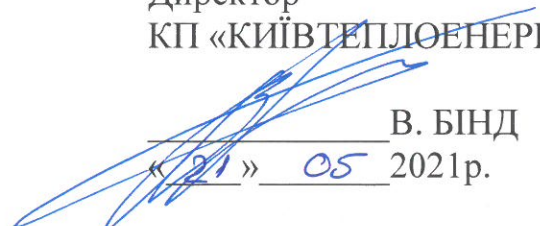
**ПОГОДЖЕНО**

Заступник директора  
з технічних питань  
КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

  
С. РИБАЧУК  
«21» 05 2021р

**ЗАТВЕРДЖЕНО**

Директор  
КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»


  
В. БІНД  
«21» 05 2021р.

**ТИПОВІ ВИМОГИ**  
до обладнання та матеріалів  
при будівництві, реконструкції та ремонті енергооб'єктів  
структурних підрозділів  
КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

**ТЕХНІЧНА ПОЛІТИКА.**  
Теплотехнічне обладнання.

ТП-4/01/1-87-21

м. Київ  
2021

	Назва документа: Технічна політика. Теплотехнічне обладнання	ТП-4/01/1-87-21
	КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»	
Підрозділ - розробник: теплотехнічна служба ДТР	Підрозділ - одержувач: СП КТЕЦ, СП КТМ, СП ЗАВОД ЕНЕРГІЯ, ДДУ, ДЗ, ВТВ,ТС, ДТСаІТ	Редакція: 1
Введено в дію	На заміну:	Сторінка: 2 з 86

## ЗМІСТ

1. Загальні положення.....	4
Скорочення та визначення.....	4
1.1. Мета створення Технічних вимог КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».....	7
1.2. Порядок внесення змін.....	8
1.3. Техніко-економічні показники КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».....	8
2. Теплотехнічне обладнання та технологічні процеси КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».....	10
2.1. Котельне обладнання.....	10
2.2. Турбіни.....	13
2.3. Теплові мережі.....	14
2.4. Хімоводоочистка.....	15
2.5. Газомазутне обладнання.....	17
2.6. Автоматизовані системи управління технологічними процесами (АСУТП).....	21
2.6.1. SCADA КТЕ.....	22
2.6.2. СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ».....	23
2.6.3. СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ».....	24
2.6.4. СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ».....	25
2.7. Організація ремонтів.....	31
2.8. Організація діагностики.....	31
2.9. Метрологія.....	33
Загальні вимоги.....	33
2.10. Системи обліку теплової енергії.....	34
2.11. Екологія.....	36
2.12. Геоінформаційна система.....	37
3. Теплотехнічне обладнання.	
Технічні вимоги та стандарти КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».....	37
3.1. Теплоелектроцентралі.....	37
3.1.1. Енергетичні котли ТЕЦ.....	37
3.1.2. Котли теплофікаційні.....	39
3.1.3. Турбіни.....	39
3.1.4. Ізоляція і обмурівка.....	41
3.1.5. Насоси.....	42
3.1.6. Тяго-дутьові механізми.....	43
3.1.7. Арматура.....	43
3.1.8. Трубопроводи.....	49
3.1.9. Теплообмінники.....	50
3.1.10. КВП і А.....	50
3.1.11. Хімоводоочистка і водопідготовка.....	52
3.1.12. Газомазутне обладнання.....	53
3.2. Виробництво, дистрибуція та постачання теплової енергії.....	54
3.2.1. Котли.....	54
3.2.2. Ізоляція і обмурівка.....	54
3.2.3. Насоси.....	54
3.2.4. Тяго-дутьові механізми.....	54
3.2.5. Арматура.....	55

3.2.6. Трубопроводи.....	56
3.2.6.1. Технічні вимоги до труб сталевих попередньо теплоізованих спіненим поліуретаном та захисною оболонкою з поліетилену для теплових мереж III та IV категорії з системою сигналізації ушкоджень.....	56
3.2.6.2. Технічні вимоги до термостійких полімерних попередньо ізованих гнучких труб.....	58
3.2.7. Теплообмінники.....	59
3.2.7.1. Теплообмінник незалежної системи опалення.....	59
3.2.7.2. Теплообмінник системи гарячого водопостачання.....	59
3.2.7.3. Теплообмінник технологічних схем теплогерел.....	60
3.2.7.4. Загальні вимоги до конструкції теплообмінників.....	60
3.2.8. КПП і А.....	61
3.2.9. Хімводоочистка та водопідготовка.....	62
3.2.10. Насосні та підкачуючі станції.....	63
3.2.11. Теплові пункти.....	64
3.2.11.1. Центральні теплові пункти.....	66
3.2.11.2. Індивідуальні теплові пункти.....	67
3.2.12. Газомазутне обладнання.....	69
3.3. Автоматизовані системи.....	69
3.3.1. Автоматизовані системи керування технологічними процесами.....	69
3.3.2. Системи диспетчеризації.....	71
3.3.3. Геоінформаційна система.....	74
3.3.4. Системи обліку енергоресурсів.....	75
3.3.5. Облік теплової енергії.....	75
3.3.6. Облік палива.....	77
3.4. Ремонт, діагностика.....	78
3.4.1. Ремонт обладнання та його організація.....	78
3.4.2. Системи діагностики.....	80
3.5. Екологія.....	80
3.6. Енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності.....	82
3.7. Порядок впровадження пілотних проєктів.....	83
3.8. Заключна частина.....	84
4. Перелік технічних вимог на придбання теплотехнічного обладнання при будівництві та реконструкції об'єктів структурних підрозділів КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (Додатки).....	84

## 1. Загальні положення

### Скорочення та визначення

<b>АСДУ</b>	Автоматизовані системи диспетчерського управління
<b>АВР</b>	Автоматичне включення резерву (резервного живлення);
<b>АСКТП</b>	Автоматизована система керування технологічними процесами
<b>ВК</b>	Водогрійний котел
<b>ВПУ</b>	Водопідготовча установка
<b>ГОУ</b>	Газоочисна установка
<b>ЕОМ</b>	Електронно – обчислювальні машини
<b>ЖЕН</b>	Живильний електричний насос
<b>ІТП</b>	Індивідуальний тепловий пункт
<b>КВП і А</b>	Контрольно – вимірювальні прилади і автоматика
<b>ККД</b>	Коефіцієнт корисної дії
<b>КЛ</b>	Кабельна лінія електропередавання;
<b>КТМ</b>	Київські теплові мережі
<b>МН</b>	Маслонасос
<b>НС</b>	Насосна станція;
<b>НТД</b>	Нормативно-технічний документ
<b>НТР</b>	Науково – технічна рада
<b>ОІК</b>	Оперативно-інформаційний комплекс
<b>РК</b>	Районна котельня;
<b>СП</b>	Структурний підрозділ КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»
<b>СТ</b>	Станція теплопостачання
<b>ТДМ</b>	Тяго–дутьові машини
<b>ТЕО</b>	Техніко-економічне обґрунтування
<b>ТЕП</b>	Техніко–економічні показники
<b>ТЕЦ</b>	Теплоелектроцентраль
<b>ТМ</b>	Теплові мережі
<b>ТМЦ</b>	Товарно-матеріальні цінності
<b>ХВО</b>	Хімоводоочистка
<b>ЦН</b>	Циркуляційний насос
<b>ЦТП</b>	Центральний тепловий пункт
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition - система диспетчерського управління та збору даних

### Основні визначення

Автоматизована система керування технологічними процесами (АСК ТП)	Програмно-технічний комплекс засобів автоматизації технологічних процесів, який інтегрує в своєму складі підсистеми збору і передачі інформації від об'єктів управління, діагностики і моніторингу технологічного обладнання, управління регулюючою та запірною арматурою, комутаційними апаратами, релейного захисту та протиаварійної автоматики, інженерних систем з метою реалізації задач управління технологічними процесами.
--	---

Автоматизована система диспетчерського управління(АСДУ)	Комплекс програмно-технічних засобів автоматизації задач виробничо-технічного і оперативно-диспетчерського управління об'єктами електричних та теплових мереж, який забезпечує автоматизацію процесів збору й передачі технологічної інформації з об'єктів диспетчеризації, її обробку та зберігання, ведення нормативно-довідкової інформації, представлення інформації користувачу, оперативне управління комутаційними апаратами та запірною арматурою, а також проведення робіт з технічного обслуговування й ремонтів, аналізу технічного стану обладнання на базі сучасних засобів автоматизації, обчислювальної техніки та інформаційно-комунікаційних технологій.
Атестація обладнання, матеріалів, технологій	Оцінка відповідності показників пропонованого до використання на об'єктах енергетичного господарства обладнання, систем, технологій і матеріалів вимогам стандартів, корпоративних нормативно-технічних документів, додатковим вимогам КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», умовам застосування і можливості його використання на об'єктах енергетичного господарства
Діагностика	Область знань, що охоплює теорію, методи і засоби визначення технічного стану об'єктів.
Контроль технічного стану	Перевірка відповідності значень параметрів об'єкта вимогам технічної документації та визначення на цій основі одного з заданих видів технічного стану в даний момент часу.
Модернізація устаткування	Комплекс заходів щодо удосконалення чинного енергетичного обладнання шляхом заміни конструктивно змінених базових вузлів основного та допоміжного обладнання, що підвищують надійність, термін служби, потужність, продуктивність (пропускну здатність) установок в цілому.
Моніторинг	Безперервний контроль параметрів об'єкта із застосуванням автоматизованих систем , що забезпечують збір , зберігання та обробку інформації в режимі реального часу.
Нове будівництво	Будівництво об'єктів з метою створення нових виробничих потужностей, здійснюване на спеціально відведених земельних ділянках .
Оперативно-диспетчерське управління	Комплекс заходів з централізованого управління технологічними режимами роботи об'єктів електроенергетики та енергоприймаючих пристроїв споживачів електричної енергії, якщо ці об'єкти і пристрої впливають на електроенергетичний режим роботи енергетичної системи та включені відповідним суб'єктом оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці до переліку об'єктів, що підлягають такому управлінню .
Проектна документація	Графічні та текстові матеріали, що визначають об'ємно-планувальні, конструктивні та технічні рішення для будівництва, реконструкції та капітального ремонту об'єктів, а також освоєння та благоустрою земельних ділянок.
Реконструкція	Комплекс робіт в енергоустановках по їх перевлаштуванню з метою підвищення надійності, технічного рівня, поліпшення техніко - економічних показників, умов праці та охорони навколишнього середовища.

Ремонт	Комплекс робіт, виконуваних для відновлення працездатності та ресурсу обладнання, конструкцій і пристроїв з заміною або відновленням складових частин, при необхідності включаючи базові, і контролем технічного стану, виконуються в обсягах, встановлених в НТД.
Власні потреби електростанції	Витрати електроенергії і тепла на допоміжні механізми та пристрої котла, турбіни, блока, водогрійних, парових котлів та іншого обладнання для забезпечення їх функціонування відповідно до технічних вимог експлуатації.
Техніко-економічні показники	Це показники які характеризують енергоефективність роботи обладнання ТЕЦ, СТ, РК, НС та в цілому об'єктів. Як правило, визначаються питомими витратами палива на електроенергії на виробництво та відпуск енергоносіїв. Оцінюють досконалість теплових процесів, наприклад, показники теплової економічності, до яких належать ККД агрегатів і енергооб'єкта загалом, а також витрати теплоти і палива на одиницю виробленої енергії. Також характеризують умови роботи показники режиму, до яких належать: співвідношення конденсаційного і комбінованого виробництва електроенергії, коефіцієнт використання і кількість годин використання встановленої потужності, тощо.
Технічне обслуговування	Комплекс робіт, спрямованих на підтримку працездатності або справного стану обладнання, конструкцій і пристроїв, їх надійної, безпечної та економічної експлуатації, що проводяться з певною періодичністю.
Технічне переозброєння	Комплекс робіт на діючих енергооб'єктах, спрямований на підвищення їх техніко-економічного рівня. Технічне переозброєння полягає в заміні морально і фізично застарілого обладнання, конструкцій і матеріалів новими, більш досконаліми, з оптимізацією схем і компоновок і впровадження автоматизованих і автоматичних систем управління і контролю та інших сучасних засобів управління виробничим процесом, вдосконаленні підсобного і допоміжного господарства об'єкта в межах раніше виділених земельних ділянок. Комплексне технічне переозброєння - повне або часткове відновлення елементів об'єкта.
Блочний щит управління електростанції (БЩУ ТЕЦ)	Сукупність пультів і панелей з пристроями управління, контролю, сигналізації і захисту електростанції, розташованих в одному приміщенні.
Експлуатація	Комплекс робіт з ведення необхідного режиму роботи обладнання, проведення перемикань, оглядів, моніторингу технічного стану обладнання, підготовки його до проведення ремонту, технічного обслуговування, виконуваних спеціально підготовленим і допущеним персоналом, контролю за дотриманням на об'єктах стандартів, норм, правил, інструкцій, організації усунення відхилень від НТД і причин що їх викликають, планування та приймання результатів технічного обслуговування, ремонтів, модернізації, технічного переозброєння, реконструкції та розвитку енергетичних об'єктів.
Енергоефективність	Ефективне використання енергетичних запасів. Використання меншої кількості енергії для підтримання того ж рівня енергетичного забезпечення будівель або технологічних процесів на виробництві.



Енергозбереження	Реалізація правових, організаційних, наукових, виробничих, технічних та економічних заходів, спрямованих на ефективне використання енергетичних ресурсів і залучення в господарський оборот відновлювальних джерел енергії.
Електростанція (ЕС)	Енергоустановка, призначена для виробництва електричної енергії, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії і необхідне допоміжне обладнання.

### 1.1. Мета створення Технічних вимог КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

1. Мета Типових вимог щодо використання єдиних стандартів до обладнання, матеріалів і технологій КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (Типові вимоги) – встановлення обґрунтованих технічних, управлінських та організаційних рішень, спрямованих на досягнення стратегічних задач розвитку підрозділами КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» в коротко- та довгостроковій перспективі, яка забезпечує:

- ефективного ведення діяльності виробництва;
- виконання встановлених норм та правил ведення діяльності;
- відповідний технічний розвиток згідно із затвердженою довгостроковою стратегією розвитку КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»;
- умови щодо оновлення основних виробничих фондів шляхом технічного переозброєння, реконструкції, модернізації та реновації;
- підвищення конкурентоспроможності та збільшення обсягів виробництва продукції для подальшого збуту на ринку енергії;
- підвищення надійності та ефективності встановленого енергетичного обладнання на підставі застосування технічних рішень та технологій, що практично використовуються або науково обґрунтовані, застосування ресурсу та енергозберігаючих технологій, обладнання та устаткування;
- зниження витрат при здійсненні основної виробничої діяльності;
- безумовне досягнення показників встановлених проектами реконструкції енергоблоків або здійснення програми нового будівництва з досягненням встановлених проектом питомих витрат умовного палива на відпуск енергії, діапазонів маневреності, показників з викидів шкідливих речовин, ресурсу експлуатації, забезпечення рівня коефіцієнту аварійності не вище вимог керівних документів;
- поетапне виведення неефективних потужностей шляхом їх заміни з обов'язковим виконанням вимог збереження рівня встановленої потужності;
- постійне підвищення технічного та технологічного рівня надійності та безпеки генеруючого обладнання;
- втілення систем автоматичної діагностики та моніторингу технологічного обладнання для зниження непланових простоїв обладнання за рахунок комплексу організаційно - технічних заходів;
- підвищення якості технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель та споруд;
- удосконалення нормативно-технічного та методологічного забезпечення виробничо-технічної діяльності;
- мінімізацію негативного впливу від виробничої діяльності на навколишнє середовище;
- виконання вимог, встановлених чинними нормативно-технічними документами в області промислової безпеки;
- поліпшення умов безпеки та охорони здоров'я працівників;
- попередження виникнення та своєчасне реагування на надзвичайні ситуації.

## 1.2. Порядок внесення змін

Типові вимоги підлягають корегуванню не частіше ніж один раз на рік, поточного року, а також у разі прийняття нових розпорядчих документів тощо, або відповідно до затвердженого в установленому порядку рішення Науково-технічної ради (НТР) КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», або у зв'язку з прийняттям нормативно-правових актів на державному рівні, виконання яких вимагає КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» внесення відповідних змін у Типові вимоги.

Внесення змін у Типові вимоги здійснюється за ініціативою та рішенням директора КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО». Право ініціювання внесення змін у Типові вимоги надається також заступнику директора з технічних питань КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», директорам СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ», СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» та СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ» з обґрунтуванням щодо необхідності внесення таких змін.

Зміни, що пропонується для внесення у Типові вимоги, розглядаються на засіданні НТР КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» із залученням, за необхідністю, відповідних фахівців СП, Апарату управління. Відповідне рішення НТР КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» затверджується директором КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».

## 1.3. Техніко-економічні показники КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

Згідно з п. 5.4.1 чинних Правил Технічної експлуатації електричних станцій і мереж на енергооб'єктах і в енергокомпаніях повинен бути організований облік, нормування і аналіз ТЕП роботи устаткування для оцінки використання і економічної ефективності його роботи.

В якості основних ТЕП, що характеризують використання і економічну ефективність роботи енергооб'єктів і енергокомпаній встановлюються:

- кількість виробленої і відпущеної електричної та теплової енергії кожним енергоблоком (агрегатом), енергооб'єктом і енергокомпанією;
- питомі витрати палива (умовного) на відпущену електричну та теплову енергію;
- питомі витрати електричної енергії на ВП енергооб'єктів окремо на виробіток електроенергії і відпуск тепла;

### Основні ТЕП 2020 року порівняно с аналогічним періодом 2019 року

Період	Звіт		2020/2019рр. %
	2019 рік	2020рік	
<b>Виробіток електроенергії, млн. кВтгод</b>	3 564,308	5 027,971	41,06
<b>Відпуск електроенергії, млн. кВтгод</b>	3 062,485	4 472,281	46,03
<b>Відпуск тепла з колекторів, тис. Гкал</b>	10 229,953	10 277,760	0,47
в тому числі електростанції:	5 271,399	5 348,619	1,46
в тому числі котельні:	4 958,554	4 929,141	-0,59
<b>Відпуск тепла з колекторів (гарячою водою), тис. Гкал</b>	10 228,498	10 276,663	0,47
в тому числі електростанції:	5 270,977	5 348,356	1,47
в тому числі котельні:	4 957,521	4 928,307	-0,59
<b>Відпуск тепла з колекторів (парою), тис.Гкал</b>	1,455	1,097	-24,60
в тому числі електростанції:	0,422	0,263	-37,68

### Порівняльна таблиця питомих витрат палива на електроенергію та тепло

Період		2019 рік		2020 рік		Проти 2019 року (+/-)	Проти нормативу (+/-)
		норматив	звіт	норматив	звіт		
г/кВтгод	Рік	231,6	231,1	257,6	256,9	25,8	-0,7
кг/Гкал	Рік	149,1	148,9	151,0	150,8	1,9	-0,2



**Техніко-економічні показники ТЕЦ**

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Виробіток е/е, млн.кВтг	4 693	3 325	2 923	2 640	3 049	3 175	3 147	3 564	5 028
2	Відпуск е/е, млн.кВтг	4 105	2 813	2 451	2 192	2 548	2 673	2 548	3 062	4 472
3	Питомі витрати палива на відпуск е/е, г/кВтг	226,1	226,5	223,9	225,4	233,1	231,5	223,6	231,1	256,9
4	Відпуск теплової енергії з колекторів, тис. Гкал	7 658	7 546	6 089	5 736	6 239	5 542	5 638	5 271	5 349
5	Питомі витрати палива на відпуск теплоенергії, кг/Гкал	146,3	148,9	148,1	147,9	147,9	149,3	147,6	147,8	151,4
6	Частка відпуску тепла водогрійними котлами, %	22,0	40,7	34,7	38,1	36,2	25,7	24,6	14,1	7,4
7	Середня температура навколишнього середовища за опалювальний період, °С	1,47	3,19	2,74	3,9	2,73	1,97	1,97	4,30	4,99
8	Кількість пусків	29	29	16	19	19	18	14	21	39
9	Кількість зупинок	29	29	16	20	19	19	14	20	39
10	Кількість зупинок вимушених (аварійних)	9	4	4	8	2	7	4	4	13
11	Кількість зупинок в резерв	14	20	10	10	16	9	10	15	25
12	Калорійність газу, ккал/кг	8 122	8 105	8 124	8 139	8 121	8 121	8 129	8 147	8 173
13	Калорійність мазуту на суху масу, ккал/кг	9 640				9 645	9 652	9 545		
14	Виробіток по теплофікаційному циклу, %	78,8	80,2	78,2	77,7	76,9	76,2	81,6	76,7	60,2

**Техніко-економічні показники котелень**

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1.	Відпуск теплової енергії з колекторів, тис. Гкал	7 564	7 351	6 157	5 717	5 759	4 910	4 969	4 959	4 929
2.	Питомі витрати палива на відпуск теплоенергії, кг/Гкал	156,4	156,3	156,0	154,6	155,9	155,4	155,8	155,6	155,7
3.	Витрати е/е на власні потреби на відпуск тепла, тис.кВтг	228 842	226 099	204 887	215 369	187 034	166 467	148 649	186 078	184 806
4.	Питомі витрати е/е на власні потреби, кВтг/Гкал	30,25	30,76	33,28	37,24	32,48	33,9	29,92	37,53	37,49

## 2. Теплотехнічне обладнання та технологічні процеси КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

### 2.1. Котельне обладнання

На об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» експлуатується обладнання надвисокого, високого та низького тиску, яке в більшості відпрацювало розрахунковий ресурс, та допоміжне обладнання, яке експлуатується понад 40 років.

Більшість водогрійних та парових котлів КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» виробило розрахунковий ресурс. У процесі експлуатації обладнання, яке відпрацювало тривалий термін, виконуються ремонти, здійснюється технічне діагностування та систематичний контроль металу відповідно до чинних нормативних документів. Обладнання перебуває в робочому стані.

Основні проблеми зниження надійності та економічності роботи обладнання котельень пов'язані з необхідністю реконструкції основного обладнання, а саме:

- завершення інвестиційного проекту реконструкції СТ-1 внаслідок значного дефіциту теплового навантаження, відпрацьованого енергоресурсу, невідповідності екологічній та пожежній безпеці, нормам та вимогам часу;

- розробка проекту та реконструкція СТ-2, яка введена в експлуатацію в 1930 р., внаслідок виробленого енергоресурсу агрегатів та вузлів та необхідністю заміни існуючого обладнання і у зв'язку з подальшим розвитком м. Києва збільшенням в перспективі приєднаного навантаження в зоні теплопостачання СТ-2 до 800 Гкал/год;

- близько 350 котлів типу «НІСТУ», «Універсал», «Мінск», «Факел», Е-1/9, «Стреля» мають низький ККД (80-85%), відсутність запасних частин, необхідність заміни палинкових пристроїв.

- заміна палиників на енергетичних та водогрійних котлах.

#### Котельне устаткування ТЕЦ-5

Ст. №	Тип котла	Рік виготовлення	Нормативний строк експлуатації, р.	Рік введення в експлуатацію	Парова продуктивність, т/год.	Тиск пари кг/см <sup>2</sup>	Температура пари, °С,	Теплова потужність, Гкал/год.
1	ТГМ-96А	07.1969	30	25.12.71	480	140	560	284
2	ТГМ-96А	01.1971	30	30.06.72	480	140	560	284
3	ТГМП-314А	09.1973	30	29.12.74	1000	255/40	545/545	624
4	ТГМП-314А	01.1976	30	25.11.76	1000	255/40	545/545	624
1	ПТВМ-180	02.1970	20	01.02.72				180
2	ПТВМ-180	09.1972	20	26.12.72				180
3	ПТВМ-180	06.1977	20	30.11.77				180
4	КВГМ-180	06.1990	30	29.12.92				180
5	КВГМ-180	07.1993	30	29.12.98				180

#### Котельне устаткування ТЕЦ-6

Ст. №	Тип котла	Рік виготовлення	Нормативний строк експлуатації, р.	Рік вводу в експлуатацію	Паропродуктивність, т/год	Тиск пари, кгс/см <sup>2</sup>	Температура пари, °С	Теплова потужність, Гкал/год
1	ТГМП-344А	1979	30	28.02.1982	1000	255/38	545/542	635
2	ТГМП-344А	1982	30	18.09.1984	1000	255/38	545/542	635

1	КВГМ-180	1979	30	30.06.1981				180
2	КВГМ-180	1981	30	28.09.1982				180
3	КВГМ-180	1983	30	22.12.1983				180
4	КВГМ-180	1985	30	21.12.1986				180
5	КВГМ-180	1992	30	25.12.1998				180
6	НАС-209(180)ГМ	2004	30	28.12.2004				180
1	ДЕ-25-14	1980	30	25.05.1981	25	13	225	15
2	ДЕ-25-14	1980	30	25.05.1981	25	13	225	15
1	ГМ-50-14	1980	30	27.12.1982	50	14	250	25
2	ГМ-50-14	1981	30	24.12.1985	50	14	250	25

**Котельне устаткування СТ, РК потужністю понад 80 Гкал/год. СП КТМ**

№ за/п	Назва СТ, котельні, станційний номер котла		Встановлена теплова потужність, Гкал/год	Рік вводу в експлуатацію	Технічний стан (задовільний, незадовільний, аварійний, тощо)
1	2		3	6	7
1	СТ-1, вул. Жиланська, 85	ПТВМ-100 № 1	100	1961	задовільний
		ПТВМ-100 № 2	100	1962	задовільний
		ПТВМ-100 № 3	100	1968	задовільний
		Фостер-Уиллер № 4	80	1948	задовільний
		Фостер-Уиллер № 5	80	1949	задовільний
		ЦКТИ 75-39-ф № 6	55	1953	задовільний
		ЦКТИ 75-39-ф № 7	55	1954	задовільний
		Всього	570		
2	СТ-2, проект. Електриків, 17	ПТВМ-100 № 1	100	1968	задовільний
		ПТВМ-100 № 2	100	1977	задовільний
		ПТВМ-100 № 3	100	1979	задовільний
		ПВК Борзиг № 7	70	1946	задовільний
		ПВК Борзиг № 8	70	1947	задовільний
		МАНН № 9	65	1949	задовільний
		ТП-170 № 10	105	1952	задовільний
		Всього	610		
3	РК "Відрадинський" просп. Л.Гузара, 7	ПТВМ-50 № 1	50	1962	задовільний
		ПТВМ-50 № 2	50	1962	задовільний
		ПТВМ-50 № 3	50	1967	задовільний
		ПТВМ-50 № 4	50	1968	задовільний
		Всього	200		
4	РК "Нивки" вул. Салютна, 23б	ПТВМ-50 № 1	50	1963	задовільний
		ПТВМ-50 № 2	50	1963	задовільний
		ПТВМ-50 № 3	50	1966	задовільний
		Всього	150		
5	РК "М. Борцагіва" вул. Жмеринська, 14	ПТВМ-100 № 1	100	1970	задовільний
		ПТВМ-100 № 2	100	1970	задовільний
		ПТВМ-100 № 3	100	1977	задовільний
		ПТВМ-50 № 4	50	1983	задовільний
		ПТВМ-50 № 5	50	1983	задовільний
		Всього	400		
6	РК "Виноградний" вул. Світилиць	ПТВМ-50 № 1	50	1974	задовільний
		ПТВМ-50 № 2	50	1974	задовільний
		ПТВМ-50 № 3	50	1977	задовільний

		ПТВМ-50 № 4	50	1985	задовільний
		Всього	200		
7	РК "Молодь" вул. Дегтярівська, 46	ПТВМ-30М № 1	35	1977	задовільний
		ПТВМ-30М № 2	35	1977	задовільний
		ПТВМ-30М № 3	35	1977	задовільний
		Всього	105		
8	РК "Воскресенка" вул. Крайня, 1	КВГМ-100 № 3	100	1978	задовільний
		КВГМ-100 № 4	100	1978	задовільний
		КВГМ-100 № 5	100	1985	задовільний
		ДКВР - 10/13 № 1	6	1980	задовільний
		ДКВР - 10/13 № 2	6	1980	задовільний
		Всього	300		
9	СТ "Біличі" вул. Робітничая, 1	КВГМ-100 № 3	100	1989	задовільний
		КВГМ-100 № 4	100	1989	задовільний
		КВГМ-100 № 5	100	1991	задовільний
		ДЕ 25/14 № 1	15	1989	задовільний
		ДЕ 25/14 № 2	15	1989	задовільний
		Всього	300		
10	РК "Веркон" просп. Перемоги, 67	ДКВР-10/13 № 1	6	1983	незадовільний
		ДКВР-10/13 № 2	6	1973	незадовільний
		КВГМ-20 № 7	20	1975	задовільний
		КВГМ-20 № 8	20	1975	задовільний
		КВГМ-20 № 9	20	1975	задовільний
		КВГМ-30 № 10	30	1987	задовільний
		Всього	102		
11	РК "Пар" вул. Резервна, 8	ДКВР-20/13 № 2	12	1972	задовільний
		ДКВР-20/13 № 3	12	1976	задовільний
		ДКВР-20/13 № 4	12	1975	незадовільний
		ДКВР-20/13 № 5	12	1976	незадовільний
		ДЕ-25/14 № 6	15	1981	задовільний
		ДКВР-10/13 № 7	6	1985	задовільний
		КВГМ-50 № 8	50	1983	задовільний
		КВГМ-50 № 9	50	1987	задовільний
		Всього	169		
12	СТ "Позняки" вул. Ревуцького, 1	ДЕ-25-14-ГМ	15	2010	задовільний
		ДЕ-25-14-ГМ	15	2010	задовільний
		КВГМ-100-150М	100	2010	задовільний
		КВГМ-100-150М	100	2010	задовільний
		Всього	200		
13	РК "Центральна" вул. Вернадська, 36Б	ПТВМ-50 №4	50	1969	задовільний
		ПТВМ-50 №5	50	1969	задовільний
		ПТВМ-50 №6	50	1982	задовільний
		Всього	150		
14	РК "Мінська" вул. Мінська, 1	ПТВМ-30 №1	40	1972	задовільний
		ПТВМ-30 №2	40	1972	задовільний
		Всього	80		

Котельне устаткування перебуває, в основному, в задовільному стані і забезпечує виконання поставлених виробничих завдань.

Разом з тим переважна частина обладнання була введена в експлуатацію 30-40 років тому і відпрацювала встановлений термін експлуатації.

## 2.2. Турбіни

### Турбінне устаткування ТЕЦ-5

Ст. №	Тип	Витрати пари (т/год)	Тиск пари (кг/см <sup>2</sup> )	Температура пари (°C)	Теплова потужність (Гкал/год.)	Тиск в конденсаторі (кг/см <sup>2</sup> )
1	T-100-130	460	130	555	160	0,054
2	T-100-130	460	130	555	160	0,054
3	T-250/300-240	980	240 / 37	540 / 540	324	0,055
4	T-250/300-240	980	240 / 37	540 / 540	330	0,055

Ст. №	Тип	Рік виготовлення	Рік введення в експлуатацію	Стан обладнання
1	T-100-130	1970	25.12.71	задовільний
2	T-100-130	1971	30.06.72	задовільний
3	T-250/300-240	1974	29.12.74	задовільний
4	T-250/300-240	1976	25.11.76	задовільний

### Турбінне устаткування ТЕЦ-6

Ст. №	Тип турбіни	Витрата пари, (т/год)	Тиск пари, (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура пари, (°C)	Теплова потужність, (Гкал/год)	Тиск в конденсаторі, абс (кг/см <sup>2</sup> )
1	T-250/300-240-2	980	240	540	330	0,055
2	T-250/300-240-2	980	240	540	330	0,055

Агрегат	Рік виготовлення	Рік вводу в експлуатацію	Стан обладнання
Турбоагрегат T-250/300-240 № 1	1981	28.02.1982	задовільний
Турбоагрегат T-250/300-240 № 2	1983	18.09.1984	задовільний

Турбінне устаткування СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ» перебуває в задовільному стані і забезпечує виконання поставлених виробничих завдань.

Разом з тим переважна частина обладнання була введена в експлуатацію 30÷40 років тому.

На ТЕЦ-5 експлуатуються 6 теплових мереж. Загальна максимальна витрата у опалювальний період становить понад 28 тис.м<sup>3</sup>/год. Теплові мережі працюють за температурним графіком 150-70<sup>0</sup>С зі зрізкою 115-70<sup>0</sup>С.

На ТЕЦ-6 експлуатуються 4 теплові мережі. Загальна максимальна витрата в опалювальний період становить понад 23 тис.м<sup>3</sup>/год. Теплові мережі працюють за температурним графіком 150-70<sup>0</sup>С зі зрізкою 115-70<sup>0</sup>С.

## Генератори

### ТЕЦ-5

Встановлено 4 турбогенератори загальною електричною потужністю 885 МВт, з них 1 од. типу ТВФ-125-2, 1 од. типу ТВФ-120-2 та 2 одиниці типу ТВВ-320-2.

Електростанція	Станційний №	Тип генератора	Тип збуджувача	Рік встановлення	Потужність МВт
ТЕЦ – 5	1	ТВФ-125-2	СТС-2Е-350-2000-2,5М УХЛ4	2016	125
	2	ТВФ-120-2	ВГТ-450-500	1986	120
	3	ТВФ-320-2	ВГТ-4500-500	1974	320
	4	ТВВ-320-2	ВГТ-4500-500	1976	320

### ТЕЦ-6

На ТЕЦ-6 встановлено 2 генератори типу ТВВ-320-2УЗ.

Електростанція	Станційний №	Тип генератора	Тип збуджувача	Рік встановлення	Потужність МВт
ТЕЦ – 6	1	ТВВ-320-2УЗ	ВТ-4000-2УЗ	1982	320
	2	ТВВ-320-2УЗ	ВТ-4000-2УЗ	1984	320

### 2.3. Теплові мережі

Протяжність теплових мереж та мереж гарячого водопостачання, які перебувають у володінні та користуванні КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», на 01.01.2021 склала **2757,76** км у двотрубному вимірі, з них

- СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» (СП КТМ) – **2 753,07** км,
- СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ» – **4,69** км.

Крім того, у володінні та користуванні Підприємства перебуває **2 956** теплових пунктів, в тому числі:

- СП КТМ – **2 954**
- СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ» -**2**.

Теплові мережі та теплові пункти мають задовільний стан. Однак у зв'язку з тим, що **73,81** % теплових мереж та мереж гарячого водопостачання (ГВП) та **85,6%** обладнання теплових пунктів виробили нормативний термін експлуатації потребують відновлення та модернізації.

Протяжність теплових мереж та мереж ГВП СП КТМ – **2 753,07** км у двотрубному вимірі, в тому числі теплових мереж – **2 261,55** км, з них:

- магістральних – **1 014,71** км;
- розподільчих – **1 246,84** км;
- мереж гарячого водопостачання (ГВП) – **491,53** км.

В основному теплові мережі прокладені у непрохідних залізобетонних каналах з підвісною ізоляцією з мінеральної вати, яка має низькі теплоізолюючі властивості, особливо при зволоженні, недовговічна, руйнується раніше нормативного терміну експлуатації теплових мереж, сприяє утворенню кислого середовища при зволоженні та корозії металу. Протяжність теплових мереж з таким типом прокладки становить **2 149,6** км або **78,1** %.

Основним типом антикорозійного покриття є покриття трубопроводів ізолом по ізоляційній мастиці, яке не забезпечує надійного захисту трубопроводів через низьку термостійкість та високу сірчистість ізола. Частина трубопроводів теплових мереж прокладена на значній глибині в зоні періодичного затоплення ґрунтовими водами, що призводить до зростання втрат теплової енергії через ізоляцію та інтенсивної корозії трубопроводів.

З **2 753,07** км теплових мереж та мереж ГВП, що перебувають у володінні та користуванні СП КТМ, – **230,89** км або **8,4** % мають ускладнені умови експлуатації, зокрема:

- **45,05** км теплових мереж затоплюються ґрунтовими та поверхневими водами;
- **61,78** км – прокладені безканално в бітумоперлітній ізоляції;
- **0,32** км – в засипній ізоляції;



- **93,6** км мереж ГВП мають пошкоджені циркуляційні трубопроводи.
- **30,145** км проходять транзитом під будівлями та через підвали споруд.

Загальна протяжність ділянок теплових мереж з терміном експлуатації понад 25 років склала на 01.01.2021 становить **2 032** км, або **73,8** %.

Середній термін служби теплових мереж на 01.01.2021 становить **32,4** року.

Для поліпшення експлуатації теплових мереж необхідно перекладення теплових мереж з впровадженням енергозберігаючих технологій. З 1995 року розпочато роботи з перекладення теплових мереж за прогресивною технологією із застосуванням попередньо ізольованих труб (ПІТ) та пластикових труб мереж ГВП.

З 1995 р. по 2020 р. за енергозберігаючими технологіями перекладено та прийнято у володіння та користування від організацій міста **496,07** км теплових мереж та мереж ГВП, в т. ч.:

- ПІТ сталевих **390,075** км,
- пластикових труб – **105,32** км

#### **2.4. Хімоводоочистка та водопідготовка**

Обладнання ВПУ (фільтри, насоси, арматура) фізично зношені, морально застарілі, схеми ВПУ потребують реконструкції та модернізації.

Споруди ВПУ (бакове господарство, ємності для зберігання реагентів) фізично зношені, потребують капітальних ремонтів.

Проектна продуктивність ВПУ ряду теплогерел вичерпана та не забезпечує експлуатаційні потреби по компенсації витоків в теплових мережах – ВПУ потребують реконструкції.

Теплові схеми і проектне обладнання джерел не дозволяють виконувати підживлення теплових мереж деаерованою водою при низьких теплових навантаженнях під час міжопалювального періоду – потребують реконструкції з повною заміною обладнання та технології.

Внаслідок різних технологій водопідготовки має місце несумісність хімічного складу підживлювальної води ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 з водою інших теплових джерел, що призводить до порушення ВХР по карбонатному індексу при переведенні теплопостачання з ТЕЦ на інші джерела СТ-1, СТ-2, РК «Виноградар», РК «Воскресенка» - потребують реконструкції з повною заміною обладнання та технології.

Обладнання ВПУ СТ-1, СТ-2 фізично зношене, морально застаріле, схеми ВПУ потребують модернізації. Проектна продуктивність деаераторів РК «Мик.Борщагівка» (200 т/год) вичерпана та не забезпечує експлуатаційні потреби РК для компенсації втрат води в теплових мережах.

Обладнання ВПУ на більшості квартальних та вбудованих котельнях РТМ фізично зношене та морально застаріле, потребує заміни та реконструкції. Потреба заміни фільтрів становить 16 од.; заміни солерозчинників – 10 од.

В РТ-1 на котельнях «Московська-1», «Московська-2», «Голосієво-1» та РТ-2 на котельні «Вітряні Гори» деаератори експлуатуються у непроєктних режимах, не забезпечують видалення кисню та вуглекислоти з пом'якшеної води і є джерелом порушення ВХР – деаераторні установки потребують реконструкції або заміни.

У міжопалювальний період внаслідок зниження температури теплоносія у відповідності з встановленими на цей час температурними нормами теплоносія та роботи котлів в режимі «пуск-зупинка» мають місце відхилення по вмісту O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, рН підживлювальної води. Нормативними вимогами, проектними рішеннями 60-70-х років не передбачався автоматизований технологічний контроль та керування роботою ВПУ, що не дозволяє забезпечити необхідну надійність та ефективність роботи ВПУ в сучасних умовах.

## ТЕЦ-5

Водопідготовча установка забезпечує компенсацію втрат води і пари добавочною водою, встановлених норм якості як в пускових, так і в стаціонарних режимах.

### Існуюча на станції схема водопідготовки

Задіяна в експлуатації водопідготовча установка продуктивністю 135 м<sup>3</sup>/год, яка працює із застосуванням мембранної технології за схемою: ультрафільтрація → Na-катіонування → зворотний осмос → електродеіонізація.

Це дозволяє отримати знесолену воду стабільно високої якості, скоротити експлуатаційні витрати на реагенти, іонообмінні смоли та ремонт обладнання.

Частина схеми обробки води, яка використовувалась раніше (освітлення – механічна фільтрація) вмикається в роботу за необхідності паралельно з ультрафільтрацією. Триступеневе знесолення на іонітних фільтрах перебуває в резерві та готове до використання в разі необхідності.

### Блочна знесолююча установка

Надійність водного режиму енергоблоків значно залежить від ефективності роботи БЗУ, оскільки через цю установку проходить весь конденсат турбіни, що є основною складовою живильної води.

Робота БЗУ передбачена проектом по схемі: очистка від сполук заліза та оливи на механічних фільтрах, знесолення – на фільтрах змішаної дії з виносною регенерацією. Проектна продуктивність БЗУ бл. 3,4 по 1000 м<sup>3</sup>/год кожна.

### Установка підживлення тепломережі

Діюча установка продуктивністю 880 м<sup>3</sup>/год працює за 2-ма схемами паралельно: освітлення–фільтрування на механічних фільтрах та/або ультрафільтрація – Na-катіонування та/або пом'якшення на буферних фільтрах,

### Очисні споруди

Для очищення промислових вод на ТЕЦ діють наступні установки:

- очистка замазученого конденсату;
- очистка замаслених і замазучених вод;
- нейтралізація стічних вод після хімічних очищень обладнання;
- нейтралізація обмивних вод РПП;
- очищення стічних вод водопідготовчих та блочних знесолюючих установок.

## ТЕЦ-6

### Існуюча на станції схема водопідготовки

Задіяна в експлуатації водопідготовча установка продуктивністю 125 м<sup>3</sup>/год, яка працює за мембранною технологією: ультрафільтрація → зворотний осмос I ст → зворотний осмос II ст → електродеіонізація.

Це дозволяє отримати знесолену воду стабільно високої якості, скоротити експлуатаційні витрати на реагенти, іонообмінні смоли та ремонт обладнання.

Проектна іонообмінна установка, продуктивністю 125 м<sup>3</sup>/год, що працює за схемою трьохступінчастого знесолення на іонітних фільтрах перебуває в резерві і у разі необхідності вмикається в цілому, або можлива робота окремих її ступенів у комбінації із мембранною технологією.

### Блочна знесолююча установка

Надійність водного режиму енергоблоків в значній мірі залежить від ефективності роботи БЗУ, так як через цю установку проходить весь конденсат турбіни, що є основною складовою живильної води.

Робота БЗУ передбачена проектом по схемі: очистка від сполук заліза та оливи на механічних фільтрах, знесолення – на фільтрах змішаної дії з виносною регенерацією. Проектна продуктивність БЗУ бл. 1,2 по 950 м<sup>3</sup>/год кожна.

### **Установка підживлення тепломережі**

Діюча установка має продуктивність 700 м<sup>3</sup>/год і працює по схемі: вапнування, коагуляція та підлучення в освітлювачах, фільтрування води в двохкамерних механічних фільтрах, підкислення води, корегування рН підживлювальної води у буферних фільтрах.

### **Установка підживлення системи техводопостачання (СТВ)**

Для попередження утворення мінеральних (карбонатних) відкладень в оборотних системах водопостачання проводиться корекційна обробка води комплексонами.

### **Очисні споруди**

Для очищення промислових вод на ТЕЦ діють наступні установки:

- очистка замазученого конденсату;
- очистка замаслених і замазучених вод;
- нейтралізація стічних вод після хімічних очищень обладнання;
- нейтралізація обмивних вод РПП;
- очищення стічних вод ВПУ та БЗУ.

## **2.5. Газомазутне обладнання**

### **Газомазутне обладнання ТЕЦ-5**

Приймально-зливна естакада чотирьохколійна, загальною довжиною 315 м, місткістю по 24 цистерни на кожній колії; дві приймальні ємності по 500 м<sup>3</sup> кожна; чотири перекачувальних заглиблених насоса 20НА-22×3; будівлі керування арматурою приймальних ємностей. Одночасно під злив можна встановлювати 96 цистерн за чотири подачі. Розігрів мазуту та пропарка цистерн виконується відкритим паром з параметрами: Р = 8-13 кг/см<sup>2</sup>; Т = 200-250 °С.

Мазутосховище, яке складається з 11 залізобетонних резервуарів по 10000 м<sup>3</sup> кожний, сумарною експлуатаційною місткістю мазуту 110 000 м<sup>3</sup>, або 102 850 т.

Мазутонасосна, яка складається з:

- 4 насосів 1-го підйому 10НД-6х1;
- 7 насосів 2-го підйому (трьох 8НД-10х5 та чотирьох 5Н-5/4);
- 6 підігрівачів мазуту ПМ-10/120;
- 7 фільтрів грубого та 8 фільтрів тонкого очищення ФМ-10/240;
- 2 дренажних заглиблених насосів 12НА-9/4;
- 3 дренажних насосів К-20/30 (резервуар №12, НТВ, НФК);
- 5 насосів технічної води 4К-8 та одного 4КМ-8;
- 3 насосів берегової насосної станції технічної води ПТЦ5 Etabloc GN 050-250/1852 G10;
- 2 дренажних насосів машинної зали - одного 4КН-8 та одного 5НК-9/1;
- 2 насосів водогасіння ETANORM GO80-250 G11;
- 2 насосів піногасіння ETANORM ETN 125-100-250 GG A;
- 3 насосів фекальних стоків 5Ф-6.

Залізничне господарство складається з: залізничних колій розгорнутою довжиною 2 030 м, ширина колії 1 520 (1 524) мм; двох залізничних кранів КДЕ-161 вантажопідіймальністю 16 т.

### **До складу газового обладнання ТЕЦ-5 входять:**

ГРП, що розрахований на подачу газу під тиском до 12 кгс/см<sup>2</sup>, два газорегулюючі пункти (ГРП), один з яких є основним (№1443) і розрахований на регулювання тиску подачі газу до котельного обладнання ТЕЦ у межах від 10 000 нм<sup>3</sup>/год до 360 000 нм<sup>3</sup>/год. Другий ГРП (байпасний) є резервним і розрахований на регулювання тиску газу у межах витрати газу від 10 000 нм<sup>3</sup>/год до 80 000 нм<sup>3</sup>/год.

Обидва ГРП (основний та байпасний) оснащені обчислювачами об'ємної витрати газу типу ОЕ-22-ДМ<sup>12</sup>. На основному ГРП встановлений обчислювач зав.№1262 в комплекті з вимірною діафрагмою. На байпасному ГРП встановлений обчислювач зав. №1083 зі своєю окремою вимірною діафрагмою.

### Газомазутне обладнання ТЕЦ-6

Приймально-зливальна естакада двоколійна, складається з залізобетонної естакади довжиною 354 м, місткістю по 28 цистерн на кожній колії. Одночасно під злив можна встановлювати 56 цистерн за 2 подачі. Розігрів мазуту та пропарювання цистерн виконується відкритим паром з параметрами:  $P=0.8-1.3$  МПа,  $T=180-220^{\circ}\text{C}$ . В наявності дві приймальні ємності по  $1000\text{ м}^3$ , 6 перекачуючих занурювальних насосів 20НА-22\*3.

Мазутонасосна, що складається з:

- 4 насосів 1-го підйому 10НД-6×1;
- 6 насосів 2-го підйому (чотирьох НК200-120/370, і двох насосів 5Н5\*4);
- 9 восьмиходових підігрівачів мазуту ПМР10-240;
- 2 насосів рециркуляції 10НД6×1;
- 6 фільтрів грубого та 10 фільтрів тонкого очищення ФМ-10/240;
- 2 дренажних заглиблених насосів 12НА-9\*4 (бак замазучених дренажів  $60\text{ м}^3$ );
- 2 насосів ФГ-51×38 (бак збору замазляних стоків  $200\text{ м}^3$ );
- 2 насосів конденсату КС-125-55 (2 баки збирання конденсату по  $300\text{ м}^3$ );
- 2 насосів піногасіння 200Д-90 (2 резервуари піногасіння по  $250\text{ м}^3$ );

Залізничне господарство складається з: залізничних колій сумарною довжиною 8 034,8 м, ширина колії 1 520мм;

Мазутосховище, що складається з 6 залізобетонних резервуарів сумарною місткістю мазуту  $165\ 594\text{ м}^3$ .

### До складу газового обладнання ТЕЦ-6 входять:

- Газопроводи високого тиску від ГРС до ГРП  $P=6$  кгс/см<sup>2</sup>;
- Газопровід високого тиску діаметром 530/7мм з тиском  $6$ кгс/см<sup>2</sup> виходить з ГРС та підключається до ГРП через запірну засувку ГЗ-ГРС;
- ГРП;
- Газопроводи середнього тиску  $2$  кгс/см<sup>2</sup> від ГРП до регулюючих газових клапанів котлів;
- Газопроводи низького тиску між регулюючими клапанами та пальниками котлів.

ГРП призначений для зниження тиску газу та підтримки його на заданому рівні незалежно від тиску газу до ГРП і витрат газу споживачами.

На ГРП ТЕЦ-6 встановлено автоматичний вузол обліку газу (ВОГ) призначений для комерційного обліку спожитого газу. ВОГ складається з вимірювального комплексу «ОЕ-22ДМ<sup>із</sup>», принцип роботи якого полягає в обчисленні об'ємної витрати газу за методом змінного перепаду тиску на витратомірі з усереднюючою напірною трубкою типу «Annubar», мод. 485 (далі – УНТ), яка встановлена на вимірювальному трубопроводі високого тиску, DN-500 та в обчисленні об'ємної витрати газу, який проходить через стандартний звужуючий пристрій, встановлений на вимірювальному трубопроводі DN-200 (ВТ), приведену до стандартних умов та характеристик газу.

### СП КТМ

Застосування мазуту в якості аварійного палива упродовж останніх 10 років на котельнях КТМ не було.

У 2014 році весь наявний мазут було вивезено до мазутосховищ ТЕЦ-5, ТЕЦ-6.

В робочому стані мазутні господарства (МГ) знаходяться тільки на 4 теплоджерелах: СТ-2, СТ «Біличі», РК «Виноградар», РК «Воскресенка».

### СТ-2

На СТ-2 спалювання мазуту може відбуватися лише на котлах ПТВМ-100 №1,2,3.

Для прийому, зливу з залізничних цистерн і перекачування мазуту в резервуари мазутосховища на мазутогосподарстві котельні є приймально-зливальна споруда на  $1\times 6$  цистерн ( $86,29\text{ м}^3$ ).

З метою попередження загустіння мазуту, приймально-зливальна споруда обладнана змієвиковими підігрівачами, по яких подається пар під тиском 10 кгс/см<sup>2</sup>.

У приміщенні мазутонасосної розміщене наступне устаткування:

- мазутні основні насоси №1,2,3 (МОН) - 3шт.;
- насос замазученої води (НЗВ) - 1 шт.;
- дренажний насос - 1 шт.
- підігрівачі мазуту №1,2,3 (ПМ) - 3шт.;
- фільтри грубої очистки (ФГО) - 2шт.
- фільтри тонкої очистки (ФТО) - 2шт.;
- конденсатовідвідники - 4 шт.;

- система мазутопроводів із запірною арматурою - для перекачування мазуту усередині мазутонасосної і подачі його до котлів;

- система паропроводів з арматурою для нагрівання мазуту і продувки мазутопроводів;
- система конденсатопроводів відпрацьованої пари;
- система дренажів устаткування і трубопроводів;
- система пожежогасіння приміщення (водою та парою);
- система припливно - витяжної вентиляції;

Металеві мазутні резервуари 3×2000 м<sup>3</sup> (МР №2 – 1996,4 м<sup>3</sup>; МР №3 – 2155,63 м<sup>3</sup>; МР №4 – 2082,13 м<sup>3</sup>), наземні – стан задовільний

Обладнання мазутного господарства знаходиться в режимі консервації, але потребує повної заміни разом з основним котельним обладнанням, або ліквідації з резервуванням газопостачання в процесі реконструкції від 2-го газопроводу або з впровадженням альтернативного палива.

### **СТ «Біличі»**

Для прийому, зливу з залізничних цистерн і перекачування мазуту в резервуари мазутосховища на мазутогосподарстві котельні є приймально-зливальний пристрій на 2х8 цистерн (1152,16 м<sup>3</sup>). З метою попередження загустіння мазуту по тракту приймально-зливального пристрою при температурі 10-25 °С, від загального паропроводу мазутонасосної прокладений трубопровід для підігріву мазуту Ду76мм, по якому подається пара з тиском до 13 кгс/см<sup>2</sup>.

У приміщенні мазутонасосної розміщене наступне устаткування:

- мазутні перекачуючі насоси (ПМН) - 2шт.
- мазутні основні насоси (МОН) - 4шт.;
- мазутні насоси рециркуляції (МРН) - 2шт.;
- підігрівачі мазуту (ПМ) - 6шт.;
- фільтри тонкої очистки (ФТО) - 6шт.;
- фільтри грубої очистки (ФГО) - 2шт.

- система мазутопроводів із запірною арматурою - для перекачування мазуту усередині М/Н і подачі його до котлів;

- система паропроводів з арматурою для нагрівання мазуту і продувки мазутопроводів;
- система дренажів устаткування і мазутопроводів;
- система конденсатопроводів відпрацьованої пари;
- система припливно - витяжної вентиляції.
- установка оборотного водопостачання - 1шт.

Металеві мазутні резервуари 2×3000 м<sup>3</sup> (МР №1 – 3312,9 м<sup>3</sup>; МР №2 – 3310,79 м<sup>3</sup>), наземні – стан задовільний.

Для розігрівання мазуту на СТ "Біличі" встановлено парові котли ДЕ-25/14 ГМ – 2 шт.

Мазутонасосне обладнання в задовільному стані.

Мазутопроводи, фільтри, насоси та інше обладнання від залишків мазуту не очищалося



(під час останньої експлуатації та після зливу мазуту обладнання мазутонасосної було пропарене).

Залізнична колія в аварійному стані – потребує капітального ремонту.

На випадок завезення мазуту на СТ автоцистернами проектом не передбачено обладнання для розігріву та пропарки автоцистерн.

Обладнання мазутного господарства знаходиться в режимі консервації.

### **РК «Виноградар»**

Для прийому, зливу з автоцистерн і перекачування мазуту в резервуари мазутосховища на мазутогосподарстві котельні є приймально-зливальний пристрій (123,29 м<sup>3</sup>).

З метою попередження загустіння мазуту по тракту приймально-зливального пристрою при температурі 10-25 °С від загального паропроводу мазутонасосної прокладений трубопровід для підігріву мазуту Ду80 мм, призначений для розігрівання мазуту до 45-60<sup>0</sup>С.

Металеві мазутні резервуари 2×1000 м<sup>3</sup> (МР №1 – 1048,02 м<sup>3</sup>; МР №2 – 1060,21 м<sup>3</sup>), наземні – стан задовільний.

Мазутне господарство має наступне обладнання:

- МОН – основні мазутні насоси - 3 шт.;
- насоси МРН – рециркуляційні мазутні насоси - 2 шт.;
- підігрівачі мазуту (ПМ) - 4 шт.;
- фільтри тонкої очистки мазуту (ФТО) - 8 шт.;

- система мазутопроводів з арматурою для перекачування мазуту всередині МГ і подачі мазуту до котельні;

- система паропроводів з арматурою для нагрівання мазуту і продувки мазутопроводів;

- система дренажів устаткування і мазутопроводів;

- система конденсатопроводів відпрацьованої пари;

- система припливно - витяжної вентиляції.

Необхідність модернізації мазутного господарства РК «Виноградар» обумовлена невідповідністю проектних очисних споруд та зносом обладнання.

Обладнання мазутного господарства знаходиться в режимі консервації.

### **РК «Воскресенка»**

Для прийому, зливу з автоцистерн і перекачування мазуту в резервуари мазутосховища на мазутогосподарстві котельні є приймально-зливальний пристрій (536,31 м<sup>3</sup>).

Приймальна ємність обладнана паровими підігрівачами і погрузними насосами (2 од.) типу 12НА-22х6.

Металеві мазутні резервуари 2×3000 м<sup>3</sup> (МР №1 – 3266,84 м<sup>3</sup>; МР №2 – 3289,38 м<sup>3</sup>), наземні – стан задовільний.

Мазутне господарство має наступне обладнання:

- насоси № 4,5 (МОН – основні мазутні насоси) - 2 шт.;

- насоси № 1,2,3 (МРН – рециркуляційні мазутні насоси) - 3 шт.;

- підігрівачі мазуту №1,2,3 (ПМ) - 3 шт.;

- фільтри тонкої очистки мазуту №1,2,3 (ФТО) - 3 шт.;

- система мазутопроводів з арматурою для перекачування мазуту всередині мазутогосподарства і подачі мазуту до котельні;

- мазутопроводи холодної і гарячої рециркуляції мазуту;

- дренажний насос - 1 шт.;

- конденсатний насос - 1 шт.;

- насос сирої води - 1 шт.;

- конденсатні баки № 1,2 - 2 шт.

Очисні споруди мазутного господарства не відповідають сучасним вимогам і потребують реконструкції.

Обладнання мазутного господарства знаходиться в режимі консервації.



## 2.6. Автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСКТП)

Фактом поточного стану автоматизації технологічних процесів у СП КТЕЦ та СП КТМ є наявність великої кількості автономних, таких що автоматизують окремі ділянки, технологічних процесів, здебільшого морально застарілих та фізично зношених систем автоматичного контролю та регулювання параметрів технологічних процесів. Повномасштабні сучасні системи управління технологічними процесами поодинокі:

- АСК ТП електричної частини ТЕЦ-5;
- АСКТП ВК-1 ТЕЦ-6;
- АСКТП конденсаційного економайзера ТЕЦ-6;
- АСКТП ВК-6 ТЕЦ-6;
- АСК ХВО ТЕЦ-5;
- АСК ХВО ТЕЦ-6;
- АСК ТП СТ «Позняки».

Наявні датчики технологічних параметрів та органи управління значеннями цих параметрів у своїй більшості зношені, втратили свої нормовані характеристики і не мають сучасних фізичних та логічних інтерфейсів, які б дозволили включити їх у склад сучасних АСУТП. Разом з тим, заміна датчиків та регулюючих органів на сучасні вимагає зупинки технологічного процесу.

У такій ситуації впровадження автоматизації технологічних процесів «знизу вверху» наштовхується на необхідність значних фінансових затрат і довгих зупинок обладнання. У результаті значної кількості тендерів на автоматизацію кожної технологічної установки або кожного технологічного процесу може піти у впровадження багато різних програмно-технічних комплексів, роботі з кожним з яких персонал необхідно буде навчати. Обмін даними між цими комплексами і з системами верхнього рівня може виявитись проблематичним.

Виходячи з вищевикладеного, більш прийнятним є шлях автоматизації технологічних процесів «зверху вниз», коли на рівні відповідного бізнес-блока вибирається та впроваджується АСУ верхнього рівня, функціональність, масштабованість та надійність якої враховують необхідність у подальшому використовувати її для контролю та управління всіма технологічними процесами. Ця АСУ інтегрує в себе наявні сучасні АСУТП окремих технологічних процесів і технологічних установок та ставить вимоги до модернізації або впровадження АСУТП на всіх інших технологічних процесах та технологічних установках. У результаті проведення всіх тендерів, у технічних вимогах до яких будуть зазначені обмеження, що накладаються уже впровадженою верхньою АСУ, будуть отримані автоматизовані системи більш низьких рівнів без проблем інтеграції між собою та з верхньою АСУ.

Подібна практика на сьогодні вже використовується у ході впровадження оперативно-інформаційних комплексів (ОІК) в СП КТМ. Не дивлячись на низький рівень автоматизації та телемеханізації об'єктів диспетчеризації (теплові камери, теплові павільйони, насосні станції, теплоджерела) на ЦДП теплових мереж впроваджено повномасштабний ОІК, який отримує дані зі всіх телемеханізованих на сьогодні об'єктів магістральних мереж (7 насосних станцій та 21 об'єкт району теплових мереж «Троєщина») і надає змогу вручну вносити дані по нетелемеханізованим об'єктам. В результаті на базі даного ОІК можна будувати звітні відомості, вести та розраховувати режими теплових мереж (за допомогою програмного комплексу «ТГИД»). Також впроваджено ОІК на ДП РТМ «Троєщина». Наступним етапом планується впровадження ОІК на ДП районів теплових мереж.

У свій час подібний підхід було використано і в ОІК Київських електричних мереж, де впровадження також починалось «зверху – вниз», а на сьогодні усі райони електричних мереж обв'язані ОІК, в які без проблем інтегруються будь-які сучасні системи автоматизації і телемеханізації нижнього рівня (на підстанціях, ТП і РП).

### 2.6.1. SCADA КТЕ

У КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» планується впровадження загальнокорпоративної SCADA диспетчерського управління, яка призначена для забезпечення оперативного контролю і моніторингу технологічних параметрів та стану технологічного обладнання теплових джерел (з заводом «Енергія» включно), теплових мереж, ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6, диспетчерськими та виробничими підрозділами КП КТЕ, для збереження технологічної інформації в архівах з можливістю аналізу подій та технологічних параметрів на об'єктах за довільний період та формування звітних форм у зручному для сприйняття вигляді, а також для отримання даних із систем обліку енергоресурсів та моніторингу використання виробничого автотранспорту.

SCADA КТЕ складатиметься з окремих ОІК автоматизованої системи диспетчерського управління КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (ОІК КТЕ). На сьогодні інформаційний обмін диспетчерів ЦДС ДепДУ, КТМ, ДТЕЦ, ТЕЦ-5, ТЕЦ-6 і об'єктами ТМ здійснюється за допомогою електронної пошти і телефонного зв'язку. У структурі АСДУ в майбутньому передбачений інформаційний обмін ОІК КТЕ безпосередньо з КТМ, ДТЕЦ, ТЕЦ-5, ТЕЦ-6 і теплогіджерелами ТМ. На сьогодні ОІК впроваджено на ТЕЦ-5, ТЕЦ-6, ЦДП СП КТМ та ДП РТМ «Троєщина». Для електричних параметрів диспетчерами ЦДС ДепДУ використовується також віддалений клієнт ОІК ДТЕК КЕМ та ОІК ЦЕС.

У СП КТМ обсяг телемеханізації недостатній. За роботою таких об'єктів, як теплогіджерела, насосні станції НС2, НС3, НС4, НС6, НС18, НС19, НС20, НС21 та павільйон 4П-4 цілодобово здійснюється контроль черговим персоналом. Інші об'єкти тепломережі обслуговуються періодично обхідниками відповідних районів тепломереж.

З метою автоматизації диспетчерського керування в різний час було введено ОІК оперативно-диспетчерської служби КТМ, ОІК РТМ «Троєщина», системи моніторингу стану теплових мереж по зонах РК «М.Борщагівка», СТ «Біличі» та ТМ-2 від ТЕЦ-5 РТМ «Печерськ», РК «Відрадний».

Між всіма системами організовано інформаційний обмін.

ОІК реалізують функції вводу інформації від 27 периферійних об'єктів (згідно з таблицею 4) та представлення її на відеостінах та АРМах на ЦДП ОДС СП КТМ та ДП РТМ «Троєщина».

#### Перелік обладнання ІВС ТМ

№ за/п	Місце встановлення	Рік вводу	Тип обладнання
1	1,2,3 П-1 ТМ-1,2,3 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
2	1П-2 ТМ-1 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
3	1П-3 ТМ-1 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
4	1П-4 ТМ-1 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
5	2П-2 ТМ-2 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
6	2П-3 ТМ-2 ТЭЦ-6	2014	КП Schneider
7	4П-1 ТМ-4 ТЭЦ-6	2014	КП Schneider
8	4П-2 ТМ-4 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
9	4П-3 ТМ-4 ТЭЦ-6	2015	КП Schneider
10	4П-4 ТМ-4 ТЭЦ-6	2015	КП Schneider
11	9П-2ТМ-9ДТЭЦ	2015	КП Schneider
12	3П-2 ТМ-3 ТЭЦ-6	2014	КП Schneider
13	3П-3 ТМ-3 ТЭЦ-6	2015	КП Schneider
14	Колекторна РК «Воскресенка» ТМ1,2	2013	КП Schneider

15	НС- 4 ТМ-8 ТЕЦ-5	2012	КП СКАТ
16	НС-10	2012	КП СКАТ
17	НС-18	2013	КП Schneider
18	НС-19	2012	КП СКАТ
19	НС-20	2012	КП СКАТ
20	НС-6	2013	КП Schneider
21	НС-7	2012	КП СКАТ
22	НС-8	2012	КП СКАТ
23	НС-9	2012	КП СКАТ
24	П113 ТМ-1, 2, 3	2013	КП Schneider
25	тк 122/5 ТМ-1 ТЕЦ-5	2015	КП Schneider
26	ТК 313/8 ТМ-3 ТЭЦ-6	2013	КП Schneider
27	тк 313/9 ТМ-3 ТЭЦ-6	2014	КП Schneider

Система моніторингу стану теплових мереж:

- по зоні РК «М.Борщагівка» - 31 об'єкт;
- по зоні СТ «Біличі» - 15 об'єктів;
- по зоні ТМ-2 ТЕЦ-5 - 31 об'єкт;
- по зоні РК «Відрадний» - 31 об'єкт;
- по інших зонах -38 об'єктів.

Організовано отримання технологічної інформації про параметри, що стосуються тепломережі від АСУТП ТЕЦ-5.

В СП КТЕЦ ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 телемеханізовані інтелектуальними стійками телемеханіки типу МКСУ, на базі яких створено відповідно ОІК ТЕЦ-5 та ОІК ТЕЦ-6. Роботи з впровадження ОІК ТЕЦ-5 та ОІК ТЕЦ-6 розпочато в 2009 році та продовжуються дотепер шляхом розширення переліку телевимірів та телесигналів, що заводяться в зазначені стійки МКСУ.

В частині автономних квартальних котельень відсутня АСДУ або її окремі елементи рівня ОІК. Функціонують окремі програмно-апаратні рішення по автоматизації диспетчерського керування:

- Автоматизована система обліку газу (АСОГ) впроваджена у 2007 році, дистанційно реєструє на ДП через GSM-канали зв'язку витрати газу з вузлів обліку газу (ВОГ) котельних;
- Система диспетчеризації на базі SMS-повідомлень та КП «Дунай XXI».

## 2.6.2. СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ

В частині автоматизації технологічних процесів теплоелектроцентралі СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ» знаходяться на перехідному етапі. Більшість систем контролю і керування основним енергетичним обладнанням станцій виконано на традиційних технічних засобах автоматизації, які експлуатуються впродовж десятків років і, як наслідок, морально і фізично застаріли. Значну частину зазначених технічних засобів вже знято з виробництва, запчастини до них не випускаються. Обладнання автоматизованих систем керування і контролю теплоелектроцентралей побудовані на традиційних технічних засобах автоматизації та непридатні для використання в сучасних автоматизованих системах управління технологічними процесами. Разом з тим, на ТЕЦ в результаті реалізації інвестиційних проєктів було побудовано ряд автоматизованих інформаційних і керуючих систем енергетичного обладнання на базі сучасних програмно-технічних комплексів (ПТК) відомих фірм-виробників: EMERSON, ABB, SIEMENS, UNITRONICS, а саме:

**На ТЕЦ-5:**

- інформаційно-обчислювальна система енергоблоків 1-4;
- система технологічного моніторингу ТГ ТВФ-125-2У3 енергоблока №1;
- система регулювання частоти і потужності енергоблока №1;
- система регулювання частоти і потужності енергоблока №2;
- АСУ ТП ХВО;
- автоматизована система обліку тепла.

**На ТЕЦ-6:**

- інформаційно-обчислювальна система енергоблока №1;
- інформаційно-обчислювальна система енергоблоку №2;
- автоматизована система обліку тепла;
- система блочно-модульного керування енергоблока №1;
- система віброконтролю енергоблока №2 ТЕЦ-6;
- АСУ ТП водогрійного котла №1;
- АСУ ТП водогрійного котла №6;
- АСУ ТП конденсаційного економайзера ВК-6.

Виконуються роботи з впровадження системи автоматизованого температурного контролю паропроводів і поверхонь нагріву (АТК ППН) енергоблока №2 та системи контролю вібрації і механічних величин енергоблока №1 ТЕЦ-6.

З метою подальшого розвитку систем автоматизації теплоелектроцентралей розроблено проєктно-кошторисну документацію, що передбачає побудову таких систем:

- АСУ ТП енергоблоків ст. №1 і №2 (в рамках реалізації проєкту з реконструкції блочного щита керування №1)
- система регулювання частоти і потужності енергоблока №3 ТЕЦ-5;
- система регулювання частоти і потужності енергоблока №1 ТЕЦ-6;
- система регулювання частоти і потужності енергоблока №2 ТЕЦ-6.

**2.6.3. СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ»**

Київський сміттєспалювальний ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ» призначений для термічної утилізації твердих побутових відходів (ТПВ). Завод переробляє приблизно 25% ТПВ міста Києва. Калорійність ТПВ, що утворюються орієнтовно становить 1600-1700 ккал/кг. Потужність заводу при спалюванні відходів з вказаною калорійністю становить 175 тис. тон на рік. Основним виробничим обладнанням Заводу є чотири котлоагрегати ЧКД «Дукла», виробничою потужністю не менше 15 т/год кожний. Одночасно в роботі знаходиться 2 котла. В якості ГОУ встановлені електрофільтри вітчизняного виробництва з ефективністю очищення до 98-99%. Паропродуктивність кожного котла становить не менше 40 т/год, що дозволяє повністю забезпечити потреби Заводу в тепловій енергії і передавати її споживачам на технологічні потреби та опалення в зимовий період. Для передачі теплової енергії в теплові мережі міста побудована бойлерна №2 і тепла магістраль.

Система автоматизації А701 була встановлена при будівництві заводу і представляє собою релейну систему контролю і управління всіма технологічними вузлами. Система включає:

- первинні датчики, встановлені на технологічному обладнанні;
- шафи місцевого та дистанційного керування технологічним обладнанням;
- виконавчі механізми;

крос-шафи для первинного перетворення і передачі сигналів в комутаційну шафу диспетчерської КЦ:

- диспетчерські шафи по котлоагрегату та додаткового обладнання;
- шафи регуляторів котлів і додатковим обладнанням;
- загальна мнемопанель КЦ.

Для керування пальниками SAASKE в диспетчерській додатково встановлені 4 шафи автоматики.

На Заводі "Енергія" також впроваджена датська система збору даних Rockwell, яка призначена для автоматичного збору, обробки, відображення на моніторі і зберігання в базі даних інформації з технологічного обладнання Заводу "Енергія" (57 основних параметрів кожного з 4-х котлів і 15 допоміжних). Система збору даних працює в повністю автоматичному режимі і не вимагає втручання оперативного персоналу. Система встановлена для заміни фізично і морально застарілої системи відображення технологічних параметрів А-701, яка проводила тільки вимір і відображення основних технологічних параметрів. Нині система підключена паралельно з системою А-701 для полегшення адаптації оперативного персоналу до нового обладнання і перевірки надійності всієї системи.

Система збору даних дозволяє вирішувати наступні завдання:

- збирати інформацію про стан технологічного процесу в автоматичному режимі;
- відображати інформацію на моніторах;
- аналізувати критичні розміри і сигналізувати оператору про аварійний стані як візуальним, так і звуковим сигналом;
- відображати і роздруковувати виміряні параметри;
- накопичувати інформацію в базі даних;
- надавати доступ до бази даних по локальній системі;
- видавати накопичену інформацію і формувати звітні відомості.

Система автоматизації Rockwell розташована в приміщенні ГЦУ і складається з:

системи AllanBradleyFlexLogix PLC в процесингових станціях;

резервованої мережі ControlNet між процесинговими станціями і операторськими станціями;

операторських станцій;

системи SCADA RS View;

системи бази даних SQL Server;

системи звітності;

системи управління принтером;

мережі Ethernet з комутатором;

принтера звітності;

аварійного принтера.

### **Напрями розвитку АСКТП СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ»:**

1. Проведення реконструкції електрообладнання, КВП і А на котлах та допоміжному обладнанні. Встановлення сучасної відеостіни і впровадження сучасної системи АСК ТП з диспетчеризацією.
2. Технічне переоснащення в частині системи очищення димових газів. Встановлення сучасних фільтрів хімічної очистки з моніторингом параметрів шкідливих викидів.
3. Встановлення нового грейферного крану з автоматизованою системою керування і моніторингом кількості завантаженого ТПВ.

### **2.6.4 СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»**

#### **СТ «Позняки»**

В СП КТМ в 2011 році введено в промислову експлуатацію автоматизовану систему керування технологічними процесами на станції тепlopостачання «Позняки». Метою створення є комплексна автоматизація керування технологічним обладнанням СТ «Позняки» з оптимізацією режимів роботи котлів і допоміжного обладнання у взаємозв'язку процесів спалювання палива, відпуску теплової енергії та зниження шкідливих викидів в навколишнє середовище. АСУ ТП СТ «Позняки» побудовано на базі комплексу технічних



засобів PlantScape R300 фірми Honeywell. У 2018 році побудовано та введено в експлуатацію котел №5 (друга черга СТ «Позняки») обладнаний автоматизованою системою керування та захистів, створеною на базі Experion PKS.

АСК ТП СТ «Позняки» першої та другої черг є багаторівневою розподіленою системою управління та забезпечує виконання функцій контролю, авторегулювання, дискретного регулювання, сигналізації та технологічного захисту тепломеханічного обладнання (ТМО), обладнання водопідготовчої установки (ВПУ), електротехнічного обладнання РУ-10/6/0,4 кВ першого пускового комплексу СТ «Позняки». Структура підсистем ТМО та ВПУ ідентична і складається з 2-х рівнів.

Нижній рівень системи складається з:

первинних перетворювачів, які безпосередньо вимірюють значення технологічного параметру (температура, тиск, витрата, рівень);

електрифікованої запірно-регулюючої арматури;

аналізаторів–контролерів хімічного складу середовища (рН – метри, комплекси визначення електричної провідності та вмісту розчиненого кисню).

До складу верхнього рівня входять:

контролери процесу С200, контролери захистів FSC, та контролери UMC800, на другій черзі контролери керування і захисту С300, які містять:

модулі вводу аналогових сигналів (895 сигналів);

модулі вводу дискретних сигналів (2288 сигналів);

модулі виводу аналогових сигналів (156 сигналів);

модулі виводу дискретних сигналів (1419 сигналів).

Контролери С200, С300 та FSC з метою підвищення надійності системи є резервованими і підтримують функцію «гарячої» заміни модулів.

Мережеве обладнання, завдяки якому контролери середнього рівня об'єднані з робочими станціями і серверами.

Сервери процесу (2 сервери на ГЩУ, 1 сервер другої черги та 2 сервери на ВПУ), що містять базу даних технологічних параметрів, стратегію управління, мнемосхеми управління процесом, історію технологічних повідомлень. З метою підвищення надійності системи сервери є резервованими і постійно синхронізуються між собою.

Інженерна станція, яка призначена для коригування стратегії управління та її завантаження в пам'ять контролерів, створення резервних копій бази даних інженерного репозиторію, образів серверів та робочих станцій системи управління на ГЩУ (для швидкого відновлення працездатності системи керування верхнього рівня).

Завантажувач контролера безпеки FSC, за допомогою якого здійснюється завантаження логічних схем захистів та блокувань котлів.

Операторські станції ( на ГЩУ – 3 од., другої черги – 1 од. на ВПУ – 1 од.), що призначені для безпосереднього управління технологічним процесом.

Основним постом управління станції є головний щит управління (ГЩУ), на якому організовано робочі місця машиністів котлів і місце начальника зміни станції. У приміщенні ГЩУ виділено оперативний контур управління, обладнаний робочими операторськими станціями з широкоформатними моніторами. В окремих приміщеннях розміщено шафи з мікропроцесорним обладнанням, релейними та термінальними панелями, комунікаційним обладнанням.

Управління ВПУ здійснюється з окремої віддаленої робочої станції, що розташована в безпосередній близькості від технологічного обладнання. Існує можливість перегляду з робочого місця начальника зміни станції технологічної інформації ВПУ, проте управління ВПУ можливе лише з консолі робочої станції ВПУ.

За роки експлуатації було зафіксовано 27 випадків втрати зв'язку з контролерами FSC, вийшов з ладу та був замінений жорсткий диск та відновлено і налаштовано програмне забезпечення серверу PS1a на ГЩУ, 18 випадків тимчасової відмови серверів



керування технологічним процесом, 27 випадків відмови в роботі мережі управління ControlNet на програмному рівні, 12 випадків збоїв в роботі програмного забезпечення серверів, внаслідок чого повністю втрачалось керування тепломеханічним обладнанням. Мали місце непоодинокі випадки короткочасної відмови модулів мережі управління ControlNet, що інтегрований в систему управління з використанням слотів стандарту ISA, який на даний час є застарілим і не підтримується світовими виробниками. Вийшли з ладу модулі оптоволоконного зв'язку (Fiber Optic) на маршрутизаторах, які виконували функції передачі даних між ХВО та ГЦУ.

В якості операційної системи, на серверах першої черги застосовується Microsoft Windows NT 4.0 (сервери процесу, інженерна та операторські станції) та Windows 95 (завантажувач FSC).

Оскільки поставка обладнання була здійснена в 2001 році, то у разі виходу з ладу будь-якого елемента серверів, інженерної та робочих станцій відсутня можливість його заміни сучасним аналогом через апаратну та програмну несумісність.

За період експлуатації АСУ ТП першої черги поступово вийшли з ладу всі прилади резервування баз даних серверів (приводи CD-RW та стримери), що унеможлиблює швидке поновлення роботи серверів та робочих станцій після програмного збою.

### **СТ-1.**

На СТ-1 виконана 1 черга модернізації ХВП. Обладнання АСК ХВП побудоване на базі контролерів фірми Siemens моделі S7-1200, S7-400. Керування процесом виконується з сенсорних панелей HMI, які встановлені по місцю розташування обладнання або з АРМ оператора ХВП. На АРМ оператора інстальована SCADA-система фірми Siemens, на якій реалізоване управління, реєстрація і показання стану обладнання ХВП.

### **Котельня "проспект Голосіївський, 94/96"**

Після реконструкції котельня введена в експлуатацію в 2016 році. Котельня без постійного персоналу. На котельні встановлено 8 модульних трисекційних водогрійних котла Express-Trio.

Управління технологічним обладнанням здійснюється безпосередньо з приміщення котельні, а контроль за її роботою – дистанційно по GSM-каналі з диспетчерської "Район теплопостачання №1". Управління реалізоване за допомогою web-SCADA "ARENA AX" та контролерів Eagle фірми Honeywell, які оброблюють інформацію з 202 точок контролю.

"ARENA AX" дозволяє використовувати графічну інформацію про стан системи через стандартний web-браузер. Крім того, "ARENA AX" підтримує серверні функції:

централізоване зберігання даних, архівація, тривоги, графічний дисплей, майстер розкладів, управління базами даних, інтеграція в інші додатки для організації баз даних.

Система АСК котельні оснащена GSM-сповіщувачем оперативного персоналу котельні про аварійні ситуації, що виникають. Даний сповіщувач має можливість роботи з 5 абонентами за допомогою СМС-оповіщень.

Управління котельнею поділено між двома контролерами управління (А1 та А2). Контролер А1 відповідає за роботу котлів, котлових насосних груп, системи теплопостачання до існуючої тепломережі, системи підживлення та контролю аварійних ситуацій котельні. Контролер А2 відповідає за роботу системи ГВП та системи власних потреб теплопостачання котельні.

### **Котельня "вул. Здолбунівська, 2"**

У 2019 році відбулась перша черга запланованої реконструкції котельні за адресою вул. Здолбунівська, 2. У 2020 році були продовжені роботи з будівництва нової котельної зали і її технічного оснащення.

В роботу введено сучасний котел KB-11,63 ENERGETIK (10 ГКал/год), що обладнаний пальником фірми "СІВ UNIGAS" з виносним вентилятором і блоком управління АЛЬФА\_М.

Змонтована система діагностики з виводом сигналів на пульт контролю. Підтримання технологічних режимів здійснюється автоматично за допомогою мікропроцесорних регуляторів та допоміжних пристроїв фірми "ЕНЕРГЕТИК", які забезпечують:

автоматичний пуск і зупинку котла по алгоритму, який задано, в залежності від температури зовнішнього повітря;

автоматичне підтримання та плавне регулювання температури теплоносія на виході з котла у відповідності з опалювальним графіком;

встановлення ліміту температури зворотного теплоносія;

сигналізацію про роботу комплексу і стан котла;

аварійний захист котлоагрегата при виникненні аварійної ситуації.

Проведена реконструкція хімводопідготовки котельні, яка побудована на ПЛК фірми Schneider electric модель Modicon M241, система пом'якшення побудована на базі ПЛК фірми Siemens модель S7-1200 та має сенсорну панель керування Simatic Panel KTP700.

Сигналізація про аварійний стан котельні збирається на з'єднувальній коробці і передається в приміщення з постійним перебуванням чергового персоналу.

Системи диспетчеризації котельня не має.

### **Котельня "вул. Кондратюка, 8"**

Введена в експлуатацію у 2013 році. На котельні встановлено два опалювальні водогрійні котли "ASGX 7700" з модуляційним газовим пальником SAACKЕ типу Teminox CSa 95-30 та один водогрійний котел "ASGX 6500" з модуляційним газовим пальником SAACKЕ типу Teminox CSa 75-22.

Контролер ЕТАМАТИС, за допомогою якого виконується автоматичний пуск та управління пальника. Відображення параметрів котла виводяться на операторську панель "ASCON OPM 16050IV". Автоматикою котла передбачено пристрої для автоматичного припинення подачі палива до пальників при:

підвищенні або зниженні тиску газу перед пальниками понад допустимі значення;

зниженні тиску повітря перед пальниками понад допустимі значення;

погасанні факелів пальників;

підвищенні температури води на виході з котла;

зменшенні розрідження в топці;

підвищенні або зниженні тиску води на виході з котла понад допустимі значення;

зменшені витрати води через котел;

несправності кіл захисту, включаючи зникнення напруги.

Систему візуалізації роботи допоміжного обладнання котельні побудовано на встановлених контролерах "Логіконт S-200-8", які виконують функцію моніторингу параметрів котельні та управління допоміжним обладнанням, яке здійснюється з мнемосхем операторської станції.

Системи диспетчеризації котельня не має.

### **Котельня "вул. Підвисоцького, 4-б"**

У зоні обслуговування котельні знаходиться обладнання АСУТП двох водогрійних котлів КСВ-3, автоматика яких змонтована комплектно з котлоагрегатами. Прилади розташовуються на технологічному обладнанні та на щитах автоматизації.

Для водогрійних котлів запроєктована система автоматики фірми Viesmann на базі котлових контролерів Vitotronic 100 та загальнокотельного контролера Vitotronic 333.

Котлові контролери разом із загальнокотельним контролером керують роботою котлів та їх пальників, забезпечують роботу котлів у автоматичному режимі та мають всі необхідні нормативні функції захисту котлів.

Для забезпечення автоматизації насосних установок встановлені проміжні контролери УДМ ТОВ "Раут-автоматик", які отримують командні сигнали від Vitotronic 100 і Vitotronic 333 та забезпечують наступні функції керування насосами:

місцеве керування насосами;

робоче керування насосами із щитів;

взаємозаміну роботи насосів з інтервалом в 7 діб;

АВР насосів при виході з ладу робочого;  
сигналізацію про нормальну роботу та аварійний стан насосів.

Для насосів підживлювальної системи водогрійних котлів передбачено систему автоматики Wilo ER 2, яка забезпечує автоматичну роботу насосів по тиску в зворотному трубопроводі та контролює рівні підживлювального бака.

Для підживлювальної системи парових котлів передбачено систему автоматичного підтримання необхідного рівня води та контроль аварійного рівня підживлювального бака.

Котельня працює з постійним обслуговуючим персоналом. Системи диспетчеризації котельня не має.

#### **Котельня "вул. Котельникова, 7/13"**

Остання реконструкція була проведена у 2014/15 рр. (котли №2, №3 і допоміжне обладнання). Встановлені сучасні водогрійні котлові агрегати фірми Viessmann з пальниками виробництва Weishaupt. Управління роботою котлів виведено в шафу управління з візуалізацією на графічній тач-панель KINCO. Робота котлів в автоматичному режимі забезпечується трьома промисловими контролерами ЛОГКОНТ – S200 з відкритою архітектурою.

Системи диспетчеризації котельня не має.

#### **Котельня "вул. Ново-Вокзальна, 19/21"**

Газова котельня по вул. Ново-Вокзальна, 19/21 (рік вводу в експлуатацію 2004) обладнана двома водогрійними котлами типу "Vitoplex – 100" фірми Viessmann потужністю 895 кВт кожний із пальниками Weishaupt. Котельня працює в автоматичному режимі без постійного обслуговуючого персоналу.

Котлом управляє контролер котлового контуру "Vitetronic-100".

Роботу котельні в автоматичному режимі забезпечує каскадний контролер погодозалежного цифрового програмного управління "Vitetronic-333".

Повноцінна диспетчеризація об'єкту відсутня. Передача аварійних сигналів забезпечується охоронною системою "Дунай - XXI" виробництва фірми "Вінбест".

#### **Котельня вул. Васильківська 96-а ("Московська-1")**

Після проведення реконструкції одного з двох машинних залів були встановлені три водогрійні котлоагрегати "ASGX 17400" фірми "ICI CALDAE" (Італія) сумарною потужністю 52,2 МВт, що працюють на природному газі. У 2020 році був розглянутий проєкт з реконструкції другої котельної зали із заміною трьох котлів ДКВР-10/13 на три сучасні водогрійні котли тепловою потужністю не менше 10 Гкал/год кожен, встановленням групи мережних насосів і обладнання ВПУ з вакуумним деаератором. Роботи заплановані на 2021 рік.

Теплові процеси реконструйованої частині котельні повністю автоматизовані мікропроцесорними регуляторами. Обладнання працює в автоматичному режимі і не потребує постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Підтримання технологічних режимів здійснюється автоматично за допомогою мікропроцесорних регуляторів та допоміжних пристроїв фірми "ICI CALDAE", які поставляються в комплекті з технологічним обладнанням і розташовуються безпосередньо біля котлоагрегатів.

Опалювальні котлоагрегати обладнано регуляторами, які забезпечують:

автоматичний пуск і зупинку котла по алгоритму, який задано, в залежності від температури зовнішнього повітря;

автоматичне підтримання та плавне регулювання температури теплоносія на виході з котла у відповідності з опалювальним графіком;

встановлення ліміту температури зворотного теплоносія;

сигналізацію про роботу комплексу і стан котла;

аварійний захист котлоагрегату при виникненні аварійної ситуації.  
автоматичне підтримання, та плавне регулювання температури подаючого теплоносія в опалювальних контурах в залежності від температури зовнішнього повітря.

Системи диспетчеризації котельня не має.

### **Котельня "вул. Васильківська, 8-б" ("Московська-3")**

На котельні литовською фірмою "ENERSTENA" були встановлені конденсаційні економайзери на три газові котли потужністю по 8 МВт кожний. Згідно з проектом пристрій за умови повернення тепла і димових газів котлоагрегатів до теплової схеми котла мав збільшити ефективність його роботи на 20% і відповідно зменшити газоспоживання на 10%.

Управління економайзером відбувається з шафи управління або з робочого місця оператора котельні. З цією метою в операторській організовано комп'ютеризоване робоче місце.

Організована повноцінна диспетчеризація з можливістю віддаленого керування виробничим процесом.

В результаті допущених помилок при проектуванні бажаного ефекту досягнуто не було. Повноцінна експлуатація обладнання не відбувається.

### **Котельня "вул. Шполянська, 6"**

На котельні встановлені два вугільні водогрійні котлоагрегата DEFRO DUO. Оснащені контролерами DEFRO-AG LUX, котельня автоматика яких змонтована комплектно з котлоагрегатами. Прилади розташовуються на технологічному обладнанні та на щитах автоматизації.

Котлові контролери керують роботою котлів та їх пальників, забезпечують роботу котлів у автоматичному режимі та мають всі необхідні нормативні функції захисту котлів.

Системи диспетчеризації котельня не має.

### **Котельня "проспект Науки, 9б"**

Модульна котельня введена в експлуатацію у грудні 2020 року (передана на баланс 06.01.21). Котельня обладнана двома сталевими автоматизованими водогрійними котлами КСВа – 0,63 Гн "ВК-34" з газовими блочними пальниками Р60 М PR S "UNIGAS" із системою автоматики. Загальне управління роботою основного обладнання здійснюється за допомогою двох блоків управління БАУ-ТП-1 "АЛЬФА-М-XXI век", один з яких є ведучим.

Дистанційний контроль за роботою котельні відбувається по GSM-каналі з диспетчерської "Район тепlopостачання №1", де встановлений окремий ПК із спеціалізованою програмою "ECO\_UNIGAS\_VU\_GSM". Обмін інформацією відбувається за технологією Circuit Switched Data (CSD).

Котельня без постійного обслуговуючого персоналу.

### **Турбомуфти фірми Voith мережевих насосів.**

Встановлені впродовж 2015-2016 років 4 турбомуфти фірми Voith мережевих насосів на СН-4 СТ-1, СН-3 РК "Воскресенка", СН-1 НС-3 РТМ "Поділ", СН-1 СТ "Позняки" знаходяться під управлінням автоматизованих систем на базі контролерів Siemens Simatic S7-1200. Система автоматичного керування турбомуфтою призначена для підтримання заданого тиску теплоносія в напірному колекторі подавального трубопроводу в автоматичному та ручному режимах, а також для захисту турбомуфти при виникненні аварійних умов експлуатації.

### **Напрями розвитку АСУ ТП СП КТМ:**

1. Впровадження сучасних систем автоматичного керування станцій тепlopостачання та районних котельень.

2. Автоматизація та диспетчеризація, квартальних котельень, насосних станцій, теплових павільйонів.

3. Організація обміну технологічною інформацією з ОДУ СП КТМ.
4. Модернізація АСУТП верхнього рівня (системи PlantScapeHoneywell) на СТ «Позняки».

## 2.7. Організація ремонтів

Ремонти обладнання СП плануються (періодичність, тривалість, обсяги робіт) і виконуються у відповідності з вимогами нормативних документів, у тому числі:

1. ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила».
2. ГКД 34.20.661-2003 «Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж».
3. Положення про систему планово-попереджувальних ремонтів основного обладнання комунальних теплоенергетичних підприємств.
4. Нормативно-технічні документи по стандартизації (ГОСТ, ОСТ, ДБН та ін.), технологічні документи, керівні нормативні документи.
5. Зовнішні та внутрішні нормативні документи Системи управління охороною праці.
6. Закон України «Про публічні закупівлі».

Окрім того, при плануванні та виконанні ремонтних робіт використовується різна технічна документація, у тому числі:

1. Паспорти і інструкції заводів-виробників обладнання і запасних частин.
2. Протоколи діагностування обладнання.
3. Акти дефектації обладнання.
4. Проекти виконання робіт.
5. Технології ремонтів.
6. Проекти капітальних ремонтів теплових мереж

За способом виконання роботи з ремонту обладнання виконуються, як із залученням спеціалізованих ремонтних організацій (підрядний спосіб), так і силами власного ремонтного персоналу (господарський спосіб).

Підрядним способом, як правило, виконуються роботи, що мають специфічний технічний характер і/або значні фізичні обсяги (капітальні ремонти, роботи з модернізації (реконструкції) основного обладнання).

Господарським способом, як правило, виконуються роботи з поточного ремонту та технічного обслуговування обладнання.

Під час виконання ремонтів найбільш часто виникають наступні проблемні питання:

1. Несвоєчасне постачання обладнання, запасних частин і матеріалів.
2. Затримка оформлення договорів з підрядними організаціями.
3. Недостатнє забезпечення СП допоміжними засобами механізації та спецтехніки (автотранспорт, ВПМ, екскаватори, бульдозери і т.п.) по відношенню до фактичної потреби.

Виникнення зазначених проблемних питань пов'язано із складністю та тривалістю процедур закупівлі товарів, робіт та послуг, недостатньою кількістю і технічним станом допоміжних механізмів, що, в свою чергу, призводить до затримок, а в деяких випадках, і невиконанню, запланованих обсягів робіт з ремонтного обслуговування обладнання.

## 2.8. Організація діагностики

На 01.01.2021 в КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» експлуатується обладнання високого, надвисокого та низького тиску, що відпрацювало розрахунковий ресурс та допоміжне обладнання, яке відпрацювало понад 25 - 30 років.

До складу енергетичного обладнання високого тиску входять 2 блока ТЕЦ-5 з паралельними зв'язками, що відпрацювали на 01.01.2021 319 827 год. котел та 320 619 год. турбогенератор (Б-1) та 324 939 год. котел та 326 578 год. турбогенератор (Б-2).



До складу енергетичного обладнання надвисокого тиску входять 4 блока, що відпрацювали на 01.01.2021:

291 874 годин (Б-3 ТЕЦ-5);

225 656 годин (Б-4 ТЕЦ-5);

237 049 годин (Б-1 ТЕЦ-6);

225 530 годин (Б-2 ТЕЦ-6).

Всі водогрійні та парові котли ТЕЦ-5, ТЕЦ-6 та СП КТМ відпрацювали розрахунковий термін експлуатації.

В процесі експлуатації на обладнанні, яке відпрацювало тривалі строки, проводиться плановий систематичний контроль стану металу у відповідності до вимог чинних нормативних документів.

Згідно з вимогами Правил Держпраці (Правила) та чинних нормативних документів (НД) за затвердженими графіками щороку виконуються роботи з експлуатаційного обстеження стану металу та технічного діагностування обладнання з підготовкою матеріалів для експертно-технічної комісії (ЕТК) КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».

Технічне діагностування обладнання СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ» виконується за програмами контролю стану металу, розробленими відповідно до вимог Правил та НД і затвердженими ЕТК.

З метою встановлення основних технічних вимог до обстеження, визначення методів і обсягів контролю, а також норм та критеріїв оцінки якості металу трубопроводів теплових мереж III і IV категорії у межах встановленого терміну експлуатації та після його закінчення в КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» впроваджено внутрішній нормативний документ «Підземні та надземні трубопроводи теплових мереж. Інструкція з експертного обстеження (технічного діагностування)» (Інструкція).

Необхідність розробки цієї Інструкції пов'язана з відсутністю нормативного документа з контролю стану металу теплових мереж. Ця Інструкція діятиме до виходу відповідного галузевого нормативного документа.

Дана Інструкція розроблена відповідно до основних вимог і положень, що діють в системі експертизи промислової безпеки нормативних документів (НД). Вона поширюється на підземні та надземні трубопроводи теплових мереж III і IV категорій з робочими параметрами середовища, встановленими класифікацією трубопроводів за категоріями і групами, приведеною в додатку 5 НПАОП 0.00.1 – 81-18, які розташовані в межах території експлуатаційних районів теплових мереж (РТМ).

Інструкція встановлює термін служби трубопроводів, основні технічні вимоги до обстеження і продовження терміну служби, визначає зони, методи і об'єми контролю, а також норми і критерії оцінки якості металу трубопроводів в межах встановленого терміну служби, після закінчення його і після аварії.

Для визначення технічного стану підземних теплових мереж в процесі їх експлуатації використовується кілька видів контролю та велика кількість контактних і безконтактних методів. Сучасна діагностика трубопроводів охоплює ряд методів, у тому числі: визначення міцності матеріалів трубопроводу; моніторинг методом акустичної томографії; радіаційні методи контролю; ультразвукова діагностика; акустико-емісійний контроль, вібродіагностика; магнітна і електромагнітна діагностика; оптична, тепла та екологічна діагностика.

Застосовуючи на практиці різні наявні методи контролю технічного стану трубопроводів та враховуючи основні чинники, що впливають на їх надійність, можна зробити висновки щодо можливості і режимів подальшої експлуатації трубопроводів теплових мереж, обсягів їх профілактичного налагодження, загального ремонту захисного ізоляційного покриття чи капітального ремонту трубопроводу.

Усі зазначені методи діагностики не можуть забезпечити 100% діагностування трубопроводів теплових мереж, які відпрацювали нормативний термін експлуатації.

Для вирішення виробничих задач з діагностики теплових мереж в СП КТМ у



березні 2013 року створена служба діагностики теплових мереж, одним із напрямів діяльності якої є проведення робіт з моніторингу технічного стану (діагностики) теплових мереж методом акустичної томографії (АТ) приладом «Каскад-2» та методом активної кореляції (АК) комплексом «Коршун-11Д» (з додатковим модулем «Іволга-2»). У ході робіт проводиться:

- аналіз та оцінка технічного стану трубопроводу за результатами обробки інформації, яка отримана в процесі проведення АТ, інструментального та візуального контролю.
- обробка записаних акустичних сигналів гідравлічних хвиль модулю «Іволга-2» діагностичного комплексу "Коршун-11Д" за допомогою програмного забезпечення «КХClient», результати оформлюються протоколом, де зазначається середня товщина стінки трубопроводу та середнє потоншення стінки труби;
- складення звітів за отриманими результатами проведення моніторингу методами АТ, АК інструментального та візуального контролю, які надаються в РТМ в електронному вигляді через мережевий ресурс;

Дані звітів заносяться до загальної бази обсягів виконаних робіт з моніторингу теплових мереж та використовуються у подальшому для включення до програм капітальних ремонтів СП КТМ та інвестиційних програм КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».

## **2.9. Метрологія**

### **Загальні положення**

Одним з головних завдань метрології є забезпечення єдності і необхідної точності вимірювань, які призначені для отримання інформації про стан технологічного процесу, що, в свою чергу, впливає на якість продукції, що виробляється, та послуг, що надаються.

Сучасне законодавство в галузі метрологічного забезпечення зобов'язує всі підприємства контролювати якість і кількість продукції в процесі виробництва, а також забезпечувати ефективне використання засобів вимірювальної техніки.

Управління якістю неможливе без метрологічного забезпечення вимірювань, яке відрізняється унікальними можливостями отримання кількісної інформації про матеріальні чи енергетичні ресурси, якість матеріалів та сировини, про стан навколишнього середовища, безпеку та охорону здоров'я людей і відповідно про якість технологічних процесів та продукції.

Ці вимоги спрямовані на визначення єдиного підходу із забезпечення єдності вимірювань у сфері діяльності КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» та направлене на забезпечення безперебійної роботи обладнання Підприємства і надання якісних послуг.

Ці вимоги розроблені відповідно до Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», постанов Кабінету Міністрів України, технічних регламентів, державних стандартів України, міждержавних стандартів та рекомендацій, що встановлюють правила і норми метрологічного забезпечення.

Відповідно до стратегії розвитку КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» планується створити автоматизовану систему диспетчерсько-технологічного управління та керування технологічними процесами. Створення такої системи неможливе без надійної, достовірної і правильної вимірювальної інформації, яка передаватиметься вимірювальними каналами. Скривлення інформації або її недостовірність обумовлює прийняття неправильних рішень, що може призводити до великих втрат енергетичних ресурсів, грошового потоку та конкурентоспроможності Підприємства в цілому. Використання сучасних засобів вимірювальної техніки дозволить контролювати технологічні параметри найвищою точністю.

Як наукова основа вимірювальних систем метрологія забезпечує надійність, достовірність і правильність вимірювальної інформації, що, в свою чергу, дозволяє прийняти рішення щодо оптимального використання ресурсів для зниження витрат на виробництво одиниці електричної енергії (МВт) або теплової енергії (Гкал).

Метрологічне забезпечення виробництва теплової та електричної енергії здійснюється

службою метрології СП «ЕНЕРГОНАЛАДКА» КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» згідно з вимогами Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» від 05.06.2014 № 1314-VII, чинними нормативними документами з метрології, Положенням про службу метрології СП «ЕНЕРГОНАЛАДКА» КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», Положенням про метрологічну службу КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» та Положеннями про метрологічні служби структурних підрозділів

Послуги з повірки та калібрування засобів вимірювальної техніки надаються відповідно до затвердженого Переліку засобів вимірювальної техніки та випробувального обладнання, які підлягають повірці, калібруванню та іншим метрологічним послугам по КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».

## 2.10. Системи обліку теплової енергії

Забезпечення єдності і необхідної точності вимірювань, які призначені для отримання інформації про кількісну характеристику обліку енергоресурсів, неможливе без застосування сучасних засобів вимірювальної техніки.

Для відображення достовірної інформації, засоби вимірювальної техніки проходять низку випробувань, за результатами яких видається свідоцтво про повірку.

Для достовірного обліку теплової енергії виконується демонтаж/монтаж, підготовка до повірки та перевірка метрологічних характеристик, ремонт та повірка в ДП «УКРМЕТРТЕСТСТАНДАРТ» та підрядних організаціях приладів (витрадомірів, манометрів та приладів для вимірювання температури), які задіяні в обліку теплової енергії.

### Наявний стан обліку

На ТЕЦ-5 облік відпущеної теплової енергії з колекторів здійснюється по тепловим магістралям №№1÷6 і по внесеній тепловій енергії з водою для підживлення. З урахуванням подавальних та зворотних трубопроводів – 14 точок обліку. Для обліку використовуються комплекти в складі звужуючих пристроїв, дифманометрів, датчиків температури, вторинних показуючих та реєструючих приладів.

На ТЕЦ-6 облік відпущеної теплової енергії з колекторів здійснюється по тепловим магістралям №№1÷4 і по внесеній тепловій енергії з водою для підживлення. З урахуванням подавальних та зворотних трубопроводів – 10 точок обліку. Для обліку використовуються комплекти в складі звужуючих пристроїв, дифманометрів, датчиків температури, вторинних показуючих та реєструючих приладів.

Крім систем обліку, побудованих на традиційних технічних засобах автоматизації, на теплоелектроцентралях введені в експлуатацію автоматизовані системи обліку теплової енергії (АСОТ) з використанням засобів обчислювальної техніки.

АСОТ ТЕЦ-5 побудована на базі супервізорної інформаційно-вимірювальної системи «SiniS».

АСОТ ТЕЦ-6 побудована на базі програмно-технічного комплексу «Ovation» фірми EMERSON.

Автоматизовані системи надають оперативну інформацію в ON-line режимі з точок комерційного і технічного обліку теплоелектроцентралей, а також дозволяють формувати з архівів систем різного роду звіти про відпуск теплової енергії.

На обліку СП КТМ перебуває 14 об'єктів теплопостачання потужністю понад 80 Гкал/год.

На вказаних об'єктах 9 магістралей обладнано теплотічильниками змінного перепаду на базі обчислювача «ОЕ», 5 магістралей обладнані електромагнітними теплотічильниками «SA-94», 1 магістраль обладнана ультразвуковим теплотічильником «ВЗЛЕТ».

Для обчислення відпущеної теплоти на інших магістралях об'єктів теплопостачання використовуються комплекти приладів (звужуючий пристрій, дифманометр, термоперетворювач опору, реєструючий прилад). Обслуговування вищезазначених

комплектних вузлів обліку (контроль роботи, організацію повірки та ремонту) виконують працівники СТАЗВ.

Також на обліку СП КТМ перебуває 168 об'єктів теплопостачання потужністю менше 80 Гкал/год, з них на 134 об'єктах організовано теплооблік теплотічильниками. (не обладнано теплотічильниками 14 котелень, споживачі 15 котелень переключені на інші джерела). На об'єктах, що експлуатуються, встановлено 186 теплотічильників (деякі вихідні магістралі обладнані окремими теплотічильниками на ЦО та ГВП).

Контроль за роботою вищезазначених теплотічильників здійснюється Департаментом технологічних систем та інформаційних технологій, відділом обліку СП КТМ за допомогою дистанційного опитування системою АРМ NOVASYС, а також, персоналом СТАЗВ шляхом планових обстежень, згідно із затвердженими місячними графіками, та аварійними заявками персоналу теплоджерел.

Крім цього, персонал СТАЗВ виконує демонтаж/монтаж окремих складових вузлів обліку (термоперетворювачів опору, обчислювачів) та транспортування обладнання до організацій, з якими укладено відповідні договори, для проведення повірки або складного ремонту.

Нині 90% теплотічильників об'єктів теплопостачання потужністю менше 80 Гкал/год обладнано системою дистанційної передачі інформації.

Межі відповідальності підрозділів СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» при обслуговуванні комплексу ВОТЕ проходять таким чином:

- СТАЗВ (служба теплової автоматики та засобів вимірювань) організовує ремонт та періодичну (а при необхідності й позапланову) повірку теплотічильника, усуває (за заявкою ЦТ, РК, РТ) порушення в їх роботі;

- РТ, РК, ЦТ (крім СТ-1, СТ-2) експлуатує та зберігає комплекс ВОТЕ, перевіряє цілісність його пломб, забезпечує захист комплексу від впливу зовнішніх факторів, щодоби виконує контроль працездатності обчислювача, на підставі чого кожен добу зводить тепловий баланс теплоджерела та передає звіти службі обліку, а також здійснює монтаж (демонтаж) первинних перетворювачів витрат ПРН на час повірки (ремонту) та, за необхідності, встановлює на їх місце технологічні вставки;

- Департамент технологічних систем та інформаційних технологій організовує зняття та передавання показань теплотічильника до служби обліку за допомогою каналів зв'язку, обслуговує засоби зв'язку, що входять до ВОТЕ.

Для обліку теплової енергії, відпущеної споживачу, використовуються будинкові прилади обліку теплової енергії. У м. Києві на 01.01.2021 нараховується 27 983 споживачів з приєднаним тепловим навантаженням, у т.ч. ЖКГ – 10 420, бюджетні організації – 3 800, інші – 13 684, релігійні організації - 79. На 01.01.2020 у житлових будинках м. Києва встановлено 12 995 приладів обліку (ЦО-8 936 шт., ГВП-1 670 шт., ЗАГ-2 389 шт.), які охоплюють 9 195 споживачів (88,24% від загальної кількості).

### **Проблеми при організації обліку**

Для підвищення надійності теплообліку на теплоджерелах, при оснащенні теплотічильниками, необхідно передбачити резерв електронного обладнання (інформаційно-вимірювальних блоків (ІВБ), термоперетворювачів опору) у кількості не менше 5% від встановлених приладів.

В СП КТМ на точках обліку теплової енергії теплоджерел, не обладнаних теплотічильниками, облік відпущеної теплової енергії здійснюється шляхом ручної обробки діаграм реєструючих приладів. Дистанційна передача інформації з існуючих приладів не організована, автоматизація систем обліку відсутня.

З 2019 року по 2021 рік в рамках програми «Встановлення приладів обліку теплової енергії замість викрадених під охоронну сигналізацію» було встановлено:

- 2019 р – 16 шт.;
- 2020 р. – 19 шт.;

Основною проблемою при організації обліку є відсутність фінансування робіт з розроблення проектної документації, монтажних та налагоджувальних робіт.

## **2.11. Екологія**

### **Котельні агрегати**

Натепер в КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» встановлено 726 котельних агрегатів, в тому числі 6 енергетичних і 4 парових котлів ТЕЦ, 76 парових котлів СП КТМ, 4 парових котла СП «ЗАВОД «ЕНЕРГІЯ» та 636 теплофікаційних, з них 67 – тепловою потужністю понад 35 Гкал/год, 659 – тепловою потужністю менше 35 Гкал/год.

Викиди котельних агрегатів, які працюють на газі і мазуту, номінальною тепловою потужністю понад 50 МВт відповідають вимогам Технологічних нормативів; для котлів потужністю менше 50 МВт – на даний час технологічні нормативи відсутні і ці викиди відповідають регламентним нормативам ГДВ.

На котлоагрегатах впроваджені режимно-технологічні заходи щодо зниження викидів оксидів азоту (NOx): двохступеневе спалювання, рециркуляція димових газів і утилізація теплоти димових газів в контактних економайзерах з використанням кілець Рашига (СТ «Позняки»).

На об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» були започатковані роботи з встановлення приладів для моніторингу викидів забруднюючих речовин від основного обладнання.

На ТЕЦ-6 СП КТЕЦ на водогрійних котлах НАС-209 (180) ГМ ст. № 6 встановлений газоаналізатор URAS-14, який проводить моніторинг викидів. На блоках № 1 і № 2 були встановлені газоаналізатори Siemens, які нині вийшли з ладу.

### **Турбіни**

Експлуатація турбінного обладнання супроводжується викидами парникового газу — двоокису вуглецю (CO<sub>2</sub>) і водню (H<sub>2</sub>). На даний час обсяги цих викидів регламентовані технологічними нормативами допустимих викидів встановленими в Дозволах на викиди забруднюючих речовин(CO<sub>2</sub>).

### **Газоочисне обладнання**

На об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» встановлено 42 системи ГОУ (циклони і пилоосаджувальні камери) від допоміжного обладнання: заточні і деревообробні станки, відділення приймання. На всі системи ГОУ складені паспорти, які розробляються відповідною проектною організацією та виконується контроль ефективності роботи обладнання в порівнянні із встановленим в паспорті ступенем ефективності очистки.

### **Організація ремонтів**

При проведенні ремонтних робіт утворюються різні види відходів. При цьому, відповідно до Закону України «Про відходи» повинно бути забезпечене повне роздільне збирання, належне тимчасове зберігання, недопущення знешкодження і псування відходів, які мають ресурсну цінність і підлягають утилізації, та своєчасне передання (вивезення) спеціалізованими організаціям для розміщення або утилізації. Також ремонтні роботи супроводжуються використанням зварювальних технологій, в результаті яких відбуваються викиди забруднюючих речовин в атмосферу, в основному, окислів заліза та марганцю.

Зварювальні пости внесені в матеріали, в яких обґрунтовуються викиди забруднюючих речовин станцій, і враховуються, як викиди забруднюючих речовин від допоміжного обладнання. Кожен місяць нараховується і сплачується екологічний податок на викиди забруднюючих речовин відповідно до встановлених ставок оподаткування.

## 2.12. Геоінформаційна система

Для фіксації, збереження, модифікації, керування, аналізу і відображення усіх форм географічної інформації в КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» створена геоінформаційна система.

На теперішній час внесена інформація про:

- 23 300 точок живлення,
- 1 010 теплових пунктів;
- 24 000 теплокамер;
- 191 теплогенератор;
- 27 730 ділянок тепломережі.

Також реалізована функція паспортизації та інвентаризації об'єктів теплопостачання.

ГІС дає можливість візуалізувати розташування обладнання теплових мереж з відповідними, зв'язаними з ними, геопросторовими даними.

Відповідний функціонал дає змогу будувати моделі теплових мереж для проведення розрахунку гідравлічних режимів.

В системі інтегровані растрові та векторні формати карт місцевості, а також дані аерофотозйомки.

Наразі, першочерговою задачею в розвитку ГІС є актуалізація призначеного для користувача інтерфейсу програмного комплексу, реалізація механізму імпортування даних з диспетчерських систем, мобільних лабораторій КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», а також Інтеграція з наявними системами АСУТП всіх рівнів.

## 3. Теплотехнічне обладнання

### Технічні вимоги та стандарти КП«КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

#### 3.1. Теплоелектроцентралі

##### 3.1.1 Енергетичні котли ТЕЦ

Під час планування затрат і реалізації технічних заходів з ремонту і технічного переозброєння в частині котельного обладнання необхідно враховувати:

- результати технічного діагностування і висновки експертних спеціалізованих організацій про стан металу поверхонь нагріву, паропроводів і несучих конструктивних елементів;
- фактичне та прогнозоване напруження до наступного ремонту і умови експлуатації котлоагрегатів;
- приписи контролюючих органів;
- ступінь зносу елементів котла та статистику відмов;
- вплив відмов на неготовність обладнання до витримування заданих графіків навантаження;
- фактори, що можуть призвести до виникнення надзвичайних екологічних ситуацій.

Для забезпечення безпеки, надійності і ефективності експлуатації обладнання енергетичних котлів необхідно:

- 1) проводити моніторинг технічного стану енергетичних котлів;
- 2) удосконалювати режими експлуатації обладнання;
- 3) проводити модернізацію і реконструкцію окремих вузлів котлів у випадку очікуваного екологічного або економічного ефекту або підвищення надійності;
- 4) постійно підвищувати рівень кваліфікації експлуатаційного персоналу;
- 5) вдосконалювати виробничі інструкції;
- 6) виконувати періодичні перевірки та атестації персоналу;
- 7) впроваджувати прогресивні технології і ремонт обладнання;
- 8) застосовувати в разі обґрунтованої необхідності схеми консервації поверхонь нагріву котлоагрегатів;



- 9) організувати ступінчате спалювання палива;
- 10) застосовувати системи рециркуляції димових газів у пальники газових та газомазутних котлів;
- 11) проводити еколого-теплотехнічне налагодження устаткування;
- 12) удосконалювати системи управління та автоматизації обладнання.
- 13) виконувати ремонт або заміну газоповітропроводів для зменшення присосів.
- 14) виконувати заходи щодо забезпечення значення параметрів, які визначають технічний стан котельного агрегата після ремонту, на рівні «відповідає вимогам НТД».
- 15) використовувати сучасні засоби автоматики, що дозволить котельній працювати в заданому режимі без постійної присутності обслуговуючого персоналу, але в той же час не зменшуючи надійність.

16) під час заміни паропроводів зі збірних колекторів застосовувати сучасні опорно-підвісні системи.

17) розробити та впроваджувати заходи щодо забезпечення екологічної безпеки Підприємства.

Під час реконструкції, модернізації рекомендується в разі доцільності та технічної можливості застосовувати таке обладнання та технології:

- 1) застосування сучасної запірно-регулюючої арматури, що оснащена електроприводом, яка б забезпечувала точність регулювань та відсутність протікань;
- 2) заміна застарілих пальникових пристроїв на більш ефективні та з необхідними екологічними характеристиками, які зможуть забезпечити зменшення викидів забруднюючих речовин (NOx) в атмосферне повітря у відповідності до встановлених нормативів;
- 3) застосування електрочастотних перетворювачів на тяго-дуттьових механізмах для зменшення витрат електричної енергії на власні потреби;
- 4) застосування сучасних приладів для контролю за роботою котлів, в тому числі приладів, які б дозволяли підтримувати більш точно коефіцієнти надлишку повітря;
- 5) забезпечувати газощільне виконання огорож топкової камери і конвективної шахти;
- 6) проведення модернізації гідравлічної схеми, що забезпечує економію теплової та електричної енергії і поліпшення експлуатаційних характеристик обладнання;
- 7) підвищення теплової економічності котельних установок за рахунок використання прихованої теплоти пароутворення при зниженні температури вихідних газів;
- 8) автоматизація процесів спалювання газоподібного палива із застосуванням процесорів і контролерів;
- 9) застосування для рекуперації тепла відпрацьованих газів підігрівачів води, повітря, технологічних потоків тощо з додатковими високоефективними поверхнями нагріву.
- 10) встановлення швидкодіючої арматури та оснащення пальників автоматичними системами контролю герметичності;
- 11) впровадження системи контролю металу на котлах за допомогою акустико-емісійного метода;
- 12) проводити модернізацію водогрійних котлів із застосуванням конденсаційних економайзерів для більш повного використання тепла відхідних газів.

Реалізація заходів з реконструкції та модернізації повинні забезпечувати мінімально можливу негативну дію на навколишнє середовище з недопущенням перевищення максимально допустимих викидів CO, NOx (або інших згідно з відповідними регламентуючими документами), повинна бути спрямована на підвищення надійності, енергоефективності та економічності котельного обладнання та максимально забезпечувати продовження терміну експлуатації обладнання.

При проведенні реконструкції енергетичних котлів бл.№ 1,2 ТЕЦ-5 СП «КИЇВСЬКІ ТЕЦ» необхідно встановити димососи рециркуляції газів, замінити пальники на більш екологічні та економічні та замінити три РПП на два.



У перспективі за умови необхідності створення нових потужностей з застосуванням енергетичних парових котлів слід розглядати можливість застосування найновіших на той час розробок, в тому числі з застосуванням для поверхонь нагріву сплавів, які витримують більшу, ніж ті, що використовуються зараз, температуру для відповідного збільшення ККД котла та енергоблока в цілому.

### 3.1.2. Котли теплофікаційні

Для підвищення ефективності та надійності роботи котлів необхідно:

- заміна застарілих контрольно-вимірювальних приладів і автоматики на сучасні програмно-технічні комплекси та(або) мікропроцесорні контролери;
- автоматизація роботи котлів;
- встановлення сучасної арматури;
- встановлення пальників, які відповідають діючим або перспективним екологічним вимогам;
- під час проведення модернізації котлоагрегатів встановлювати швидкодіючу арматуру та облаштовувати пальники автоматичними системами контролю герметичності;
- впровадження системи контролю металу на водогрійних котлах за допомогою акустико-емісійного метода;
- проводити модернізацію водогрійних котлів з застосуванням конденсаційних економайзерів для більш повного використання тепла відхідних газів.
- 

### 3.1.3. Турбіни

Передбачені технічною політикою заходи технічного переозброєння та реконструкції встановлених турбоагрегатів повинні бути спрямовані на забезпечення максимальної надійності та тривалості терміну експлуатації при забезпеченні або покращенні встановлених техніко-економічних показників і надійності роботи у всіх діапазонах режимів роботи паротурбінних установок.

Для змащення підшипників крупних агрегатів повинна використовуватись олива Тп-22С марка І. Експлуатація оливогосподарств повинна відповідати вимогам СОУ ВЕА.100.1/01:2015 «Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання».

Доцільно впровадити повнопоточні і байпасні установки очищення оливи в системах змащення та регулювання турбін.

Контроль якості турбінних олив під час експлуатації проводити згідно з п.6.3.3 СОУВЕА.100.1/01:2015. З метою збереження властивостей олив при експлуатації повинні бути забезпечені: надійна робота технологічних систем оливонаповненого обладнання; своєчасне очищення; збір і регенерація відпрацьованих олив для повторного застосування за прямим призначенням, з забезпеченням відповідного класу чистоти оливи (для системи регулювання - не більше 9, для системи змащення – не більше 10).

Під час реконструкції всі турбоагрегати ТЕЦ повинні забезпечувати відповідність вимогам до участі в загальних первинному, вторинному та третинному регулюванні частоти енергосистеми.

Заходи з реконструкції та модернізації систем автоматичного регулювання енергоблоків і турбоагрегатів повинні забезпечувати:

- проведення модернізації і реконструкцію окремих вузлів турбін у випадку очікуваного екологічного або економічного ефекту або підвищення надійності;
- вимоги нормативно-технічних документів;
- впровадження АСКТП енергоблоків;
- реконструкцію систем регулювання турбін для можливості участі у регулюванні частоти та потужності енергосистеми;

- стабілізацію заданого навантаження і його зміну відповідно до заданого графіка;
- впровадження систем контролю вібраційного стану (в тому числі, і валопроводів турбін) та механічних величин;
- дистанційне керування запірними, регулюючими органами і механізмами;
- технологічні захисти основного і допоміжного устаткування;
- технологічні блокування основного і допоміжного устаткування, автоматичне включення резерву механізмів власних потреб;
- автоматичне регулювання технологічних параметрів основного і допоміжного устаткування;
- автоматизоване управління пусковими операціями - розворотом турбіни, підключенням підігрівачів високого тиску;
- автоматичне управління турбіни у взаємодії з системами автоматичного регулювання, технологічними захистами енергоблока, автоматикою енергосистеми в широкому діапазоні зміни навантаження за диспетчерським графіком і при зміні заданої потужності загальностанційною автоматикою, а також реалізувати участь енергоблоків в регулюванні частоти і потужності;
- збір, обробку і аналіз інформації про параметри, які характеризують протікання технологічних процесів і режимів роботи устаткування;
- представлення інформації у вигляді фрагментів мнемосхем, гістограм, таблиць, графіків про стан технологічного устаткування, автоматичних систем регулювання, захистів і блокувань;
- реалізацію попереджувальної і аварійної технологічної сигналізації на робочих станціях АРМ машиніста блока, СМБ, реєстрацію подій і параметрів (включаючи дії оперативного персоналу), ведення архіву;
- видачу даних у суміжні системи верхнього рівня АСКТП, приймання і обробку інформації, що поступає від них;
- розрахунок ТЕП і невимірюваних параметрів на оперативному і звітному інтервалах;
- реєстрацію інформації, яка вводиться і формується в АСКТП, зокрема реєстрацію аварійних ситуацій;
- діагностику стану програмно-технічного комплексу АСКТП;
- ведення єдиного часу у вузлах ПТК (в межах енергоблока);
- сервісні підсистеми генерації і модифікації програмного забезпечення підсистем ПТК і інформаційних баз даних і алгоритмів АСР, технологічних захистів і блокувань, технологічної сигналізації, розрахунку ТЕП, систем діагностики.

Для турбоагрегатів потужністю 100 МВт та 250 МВт рішення про продовження їх подальшої експлуатації та модернізації після виробітку індивідуального ресурсу має розглядатися і прийматися комплексно у складі оцінки техніко-економічного обґрунтування модернізації паросилових енергоблоків. За умови позитивного рішення поетапна заміна відпрацьованих ресурс роторів і циліндрів повинна виконуватися одночасно з модернізацією (реконструкцією) або будівництвом нових турбогенераторів. При достатньому економічному обґрунтуванні можлива модернізація ЦСТ і ЦВТ із застосуванням роторів з реактивним облопачуванням, використанням корпусів циліндрів з нових конструкційних матеріалів. Модернізація ЦСТ повинна давати приріст потужності до 3 МВт, внутрішнього ККД турбіни - до 5%.

Для турбоагрегатів загальний ефект модернізації турбін повинен збільшувати потужність турбоустановок, зменшувати питому витрату тепла на турбоустановку, при одночасному продовженні ресурсу не менше, ніж на 20 років і підвищенні ККД енергоблоків в цілому.

Для всього парку встановлених на Підприємстві турбоагрегатів обов'язковими заходами, що гарантують встановлення напрацювання та безаварійну роботу в міжремонтний період, необхідно вважати виконання комплексу робіт, регламентованих технологічними процесами ремонтів заводів-виробників обладнання у строки, встановлені локальними

нормативними документами Підприємства з урахуванням оцінки фактичного технічного стану обладнання, умов експлуатації і заданих диспетчерськими графіками режимів роботи.

При плануванні та проведенні реконструкції та ремонтів кожного турбоагрегата необхідно визначати економічну ефективність і можливість реалізації заходів, що передбачають підвищення економічності та надійності їх роботи. Найбільш пріоритетними до виконання заходами є:

1. Встановлення модернізованих регулюючих клапанів ЦВТ із застосуванням високогерметичних ущільнень, підвищення надійності роботи клапанів, вібростійкості і збільшення терміну їх служби, поліпшення ремонтпридатності, застосування відсмоктувачів протікання пари від штоків клапанів.

2. Виконання заходів щодо нормалізації теплових розширень турбоагрегатів із застосуванням антифрикційних матеріалів для оптимізації зусиль на опорних лапах циліндрів високого і середнього тисків, зменшення сил тертя між поверхнями ковзання корпусів підшипників і фундаментними рамами, скорочення часу пуску до 25 хв., підвищення вібронадійності і маневреності турбоагрегата.

3. Впровадження схем передпоштовхового прогріву роторів.

4. Модернізація схем подачі пари на ущільнення турбін.

5. Модернізація схем віброконтролю та механічних величин на ущільнення турбін.

6. Модернізація проточної частини турбіни.

7. Відновлення та зміцнення вхідних та вихідних кромок робочих лопаток та поверхонь турбін, що пошкоджені ерозійним зносом.

8. Впровадження схеми із застосуванням заохолоджуючих пристроїв ЦНТ.

9. Встановлення сучасної системи протирозгонного захисту турбін.

10. Реконструкція САР турбін із заміною їх на більш надійні електрогідравлічні та сучасні з можливістю участі турбін в регулюванні частоти в енергосистемі.

11. На підставі діагностування заміна паропроводів (трубопроводів) та допоміжного обладнання.

12. Заміна систем кулькового очищення конденсаторів турбін.

13. Виконання промивання або очищення оливосистеми під час кожного капітального ремонту, необхідність яких визначається за результатом аналізу зміни показників якості турбінної оливи.

За сприятливих економічних умов щодо вартості палива – газ та його постачання необхідно розглядати застосування технології спалювання у газових турбінах для виробітку теплової та електричної енергії.

Нові технології на базі сучасних газотурбінних установок дозволять значно збільшити долю комбінованого виробітку електричної енергії на існуючому тепловому навантаженні. Тому, при технічному переозброєнні та реконструкції ТЕЦ необхідно прораховувати застосування парогазових та газотурбінних технологій з утилізацією тепла з урахуванням ефективності та екологічності роботи обладнання після реконструкції. Важливим також є баланс між потрібною в місті Києві кількістю електроенергії та тепла, оскільки у випадку використання ПГУ при тому ж виробітку тепла, кількість відпущеної електроенергії може збільшитися в 2-2,5 рази. Необхідно максимально використовувати перспективне теплоспоживання для того, щоб звести до мінімуму виробіток електроенергії на ТЕЦ в конденсаційному режимі.

### **3.1.4. Ізоляція та обмурівка**

Теплову ізоляцію трубопроводів і баків необхідно виконувати сучасними теплоізоляційними матеріалами з низьким коефіцієнтом теплопровідності і низьким коефіцієнтом водопоглинання.

#### **Рекомендовані до застосування обладнання та технології:**

- включати до складу конструкції теплової ізоляції трубопроводів для поверхонь з

температурою нижче 0<sup>0</sup>С як обов'язковий елемент: теплоізоляційний шар, пароізоляційний шар; гідроізоляційний шар; елементи кріплення;

- визначати необхідність встановлення пароізоляційного шару в конструкції теплової ізоляції для поверхонь із змінним температурним режимом (від плюсової до мінусової температури і навпаки) шляхом розрахунку для виключення накопичення вологи в теплоізоляційній конструкції;
- для кожного окремого проекту необхідно підбирати свій теплоізоляційний матеріал, який забезпечить необхідні завдання з теплоізоляції трубопроводу.
- там, де це технологічно можливо надавати перевагу застосуванню ізоляційних матеріалів багаторазового використання для зменшення витрат на їх закупівлю з контролем їх якості.
- тепла ізоляція, яку планується застосувати на обладнання ТЕЦ, повинна забезпечувати досягнення економічної роботи обладнання за рахунок низького коефіцієнту теплопровідності, що в кінцевому результаті має приводити до мінімальних втрат тепла в оточуюче середовище.
- застосування матеріалів, що забезпечують максимальну пожежостійкість, стійкість до дії навколишнього середовища та акустичний захист.
- ізоляційні матеріали повинні також бути довговічними у використанні та придатними для багаторазового використання.
- матеріали повинні відповідати нормам екологічної безпеки та санітарним нормам.
- необхідно виключити з переліку теплоізоляційних матеріалів матеріали, які містять азбест.

При реконструкції, монтажі та ремонті для зниження втрат тепла і температур до нормативних значень рекомендується до застосування з урахуванням конструктивних особливостей устаткування теплоізоляції, що відповідає таким вимогам:

- з керамічного (мулитокремнеземистого) волокна МКРР 130 і МКРВ-200, базальтового з модулем кислотності 2,2;
- забезпечує норматив теплових втрат через ізоляцію - не гірше, ніж за СНиП 2.04.14-88;
- термін служби з урахуванням 3-х циклів монтажу-демонтажу - не менше 10 років;
- для трубопроводів теплових мереж - з пінополіуретановою ізоляцією, гарантованим терміном служби - не менше 20 років;
- теплові втрати через ізоляцію - не більше 5%;
- наявність систем дистанційного контролю за станом трубопроводів через зволоження теплоізоляційного шару;
- зниження витрат на ремонт.

Заміна ізоляції повинна виконуватись за проектом.

### 3.1.5. Насоси

При проведенні ремонтів, модернізації та технічному переозброєнні насосів, при достатньому техніко-економічному обґрунтуванні вважати пріоритетними до реалізації такі заходи:

1. Застосування електрочастотного регулювання на приводах (ЕЧРП) насосів допоміжного обладнання.

2. Застосування гідромуфт (ГМ) на приводах живильних та мережних насосів.

3. Модернізація живильних насосів із заміною внутрішніх проточних частин насоса, які відпрацювали ресурс, на сучасні при збереженні старого зовнішнього корпусу і основних монтажних елементів. Під час модернізації насосів необхідно забезпечення ККД насоса не нижче 84-85%, напрацювання до капітального ремонту не нижче 40 000 годин, зниження витрат на власні потреби, витрат на ремонт і експлуатаційне обслуговування.

4. Застосування приладів віброконтролю на відповідальних механізмах (ЖЕН, ЦН, МН тощо).

5. Встановлення насосів з більш високим ККД.

#### 6. Застосування бустерних насосів з вертикальним роз`ємом.

У зв'язку з високою вартістю пристроїв регулювання питання оцінки доцільності застосування ГМ або ЕЧРП має розглядатися в кожному конкретному випадку залежно від особливостей роботи обладнання і на підставі техніко-економічного обґрунтування.

Насосне обладнання, що планується для встановлення на станції, повинно бути забезпечене сучасною системою контрольно-вимірювальної техніки та засобами автоматизації, мати термін експлуатації не менше 20 років. Насоси мають бути ремонтпридатні. Конструкція насосів повинна допускати можливість усунення дефектів у період між капітальними ремонтами. Мають бути виконані умови сервісного обслуговування насосів підприємством виготовлювачем. Нове обладнання повинне забезпечити виконання вимог правил охорони праці, а також екологічної та пожежної безпеки.

#### 3.1.6. Тяго-дутьтові механізми (ТДМ)

Для ТДМ (димососи, дутьтові вентилятори, димососи рециркуляції газу) котлів необхідно застосовувати регульований електричний привід. Тип приводу та доцільність його використання визначається на підставі техніко-економічних розрахунків.

Тяго-дутьтве обладнання, що планується для встановлення на станції, повинно бути забезпечене сучасною системою контрольно-вимірювальної техніки та засобами автоматизації, мати термін експлуатації не менше 20 років. Тяго-дутьтові механізми повинні бути ремонтпридатні. Конструкція повинна допускати можливість усунення дефектів у період між капітальними ремонтами. Мають бути виконані умови експлуатації та сервісного обслуговування тяго-дутьтових механізмів підприємством-виробником або спеціалізованою організацією. Реконструкція повинна забезпечити вимоги виконання правил охорони праці, а також екологічної та пожежної безпеки.

#### 3.1.7. Арматура

Тип арматури і її привід повинні вибиратися виходячи з конкретних умов експлуатації і вимог чинних Правил, ДСТУ тощо. Регулююча арматура повинна забезпечувати плавну робочу характеристику, запірня – надійність та щільність.

Арматура, що поставляється повинна відповідати вимогам Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском (Постанова Кабінету Міністрів України від 16.01.2019 №27), НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, постанові Кабінету Міністрів України від 26.10.2011 № 1107, ст.21 Закону України «Про охорону праці» і відповідати вимогам іншої чинної в галузі нормативно-технічної документації (НТД).

При обертанні маховика (рукоятки) арматури або приводу за годинниковою стрілкою запірний (регулюючий) орган повинен переміщуватися в напрямку закриття.

Арматура повинна бути ремонтпридатною. Конструкція арматури повинна допускати можливість усунення виникаючих дефектів у період між капітальними ремонтами без вирізки її з трубопроводу.

Робочі органи запірної, запірно-регулюючої та регулюючої електроприводної арматури, призначеної для роботи на воді та парі, при зникненні електроживлення не повинні змінювати свого положення.

Арматура, керована електроприводом, має бути спроектована для експлуатації в закритих приміщеннях з температурою у межах  $+10 \div +50$  °С та відносною вологістю не більше 95%.

Для керування з електрифікованою арматурою необхідно передбачити керування як за місцем, так і з блочного щита керування.



## Спеціальні вимоги до арматури різних типів

### 1. Запірна арматура

а. Запірна арматура повинна проектуватися з урахуванням можливості її встановлення:

- на горизонтальних трубопроводах - з розташуванням шпинделя в будь-якому положенні у межах верхнього півкола;

- на вертикальних трубопроводах - з горизонтальним положенням шпинделя.

б. Вся запірна арматура повинна бути розрахована на повний перепад тисків на запірному органі, який повинен бути вказаний на кресленні загального виду і в керівництві (інструкції) з експлуатації.

в. Запірна арматура повинна мати коефіцієнти гідравлічного опору не більше:

- 1,0 - для засувок  $Dy > 200$  мм;

- 1,5 - для засувок  $Dy < 200$  мм;

- 7,0 - для запірних прямоточних клапанів (вентилів).

г. Засувки, призначені для роботи під вакуумом, повинні мати конструктивне рішення, що забезпечує їх щільність щодо зовнішнього середовища і в затворі при тиску до 0,004 МПа.

д. Запірна арматура з електроприводом повинна мати місцевий показчик крайніх положень запірного органу і датчики сигналізації крайніх положень, шляхові і кінцеві вимикачі для включення в схему керування і забезпечення сигналізації положення арматури на БЩУ.

е. Запірна арматура повинна забезпечувати повне перекриття потоку. Клас герметичності «А» в обох напрямках. Арматура, яка задіяна в АСУ ТП, повинна мати «інтелектуальний привід».

ж. У арматури з електроприводом при досягненні запірними органами крайніх положень і при заїданні рухомих частин у процесі переміщення затвору повинно проводитися автоматичне відключення електродвигунів муфтою обмеження крутного моменту або струмовим реле. У арматурі, призначеній для АСУ ТП, в якості обмежувача крутного моменту, повинна застосовуватися двостороння муфта обмеження крутного моменту.

Дані про необхідні значення налаштування муфти обмеження крутного моменту або уставки струмового реле, які забезпечують герметичність затвору, повинні бути зазначені в керівництві (інструкції) з експлуатації або на кресленні загального вигляду виробу.

### 2. Регулююча арматура

а. Регулююча арматура, що поставляється повинна бути розрахована для роботи при максимальних перепадах тисків. Перед поставкою регулюючих клапанів виконується повірочний розрахунок необхідної пропускної здатності всіх регулюючих клапанів і узгоджується з Замовником.

б. Регулюючі клапани повинні бути оснащені вбудованим електроприводом.

в. Регулююча арматура поставляється з електроприводом і забезпечується ручним управлінням за місцем. При зникненні живлення регулюючий орган не змінює свого положення.

г. Електроприводи, що поставляються з регулюючою арматурою, повинні бути розраховані для роботи в повторно-короткочасному режимі з числом включень до 320 на годину і тривалістю включення не менше 25% при навантаженні на вихідному органі від номінальної протидіє до 0,5 номінального значення. При цьому електроприводи повинні допускати роботу упродовж 1 години в повторно-короткочасному реверсивному режимі з числом включень до 630 на годину і тривалістю включення не менше 25% з наступним виникненням такого режиму не менше ніж через 3 години. Інтервал часу між включенням і вимиканням електроприводу на зворотний напрямок повинен бути не менше 50 мс.

д. Кінцеві вимикачі регулюючих клапанів повинні бути виставлені на досягнення максимальної витрати середовища при відкритті клапана приблизно на 80% від загального переміщення штока клапана, а також на мінімальну витрату середовища при

переміщенні штока не менше ніж на 10% від загального переміщення штока клапана.

е. Захист регулюючих клапанів має спрацьовувати при перепаді тиску на клапані (зусиллі) як мінімум 110% максимального. Крива залежності пропускної спроможності від величини ходу штока повинна, залежно від призначення, бути лінійною або рівновідсотковою.

ж. Регулюючі клапани повинні забезпечити стабільне регулювання середовища у всьому діапазоні.

### 3. Запобіжна, швидкодіюча і відсічна арматура

Електроприводи швидкодіючих клапанів повинні забезпечувати їх відкриття при максимально можливому в процесі експлуатації перепадів тиску у заданий час. Швидкодіючі відсічні клапани, призначені для швидкого відключення подачі палива, повинні приводитися в дію електроприводами, які можуть працювати від акумуляторної батареї або інших систем аварійного живлення. Для відкриття клапана можуть використовуватися приводи з електродвигунами змінного струму. Час закриття швидкодіючих відсічних паливних клапанів повинен становити: для клапанів на газі - 1 с; для клапанів на рідкому паливі - 3 с.

#### Вимоги до надійності

Арматура належить до класу ремонтованих відновлюваних виробів з регламентованою дисципліною і призначеною тривалістю експлуатації. При експлуатації допускаються профілактичні огляди і в разі необхідності поточний ремонт арматури (набивка сальників, змащення тощо), але не раніше, ніж через 10 000 год. роботи енергоустановки.

Призначений термін служби до першого ремонту виймальних деталей арматури - 4 роки (30 000 год.).

Призначений термін служби до списання:

- корпусних деталей – 200 000 год.;
- деталей, що виймаються, і частин комплектуючих виробів - не менше 10 років (75 000 год.).

Призначений термін служби до першого капітального ремонту - не менше 5 років.

#### Вимоги до комплектації

У комплект поставки повинні входити арматура з комплектуючими виробами:

- виріб;
- електропровідна арматура з електроприводом на арматурі;
- коробка кінцевих вимикачів з вказівником положення регулюючого органу;
- комплект запасних частин у відповідності до відомості ЗП.

При комплектуванні виробів необхідно дотримуватися таких вимог:

а. Арматура на ТЕЦ повинна поставлятися з електроприводами, змонтованими на ній.

б. Електричні датчики сигналізації крайніх положень запірного органу або регуляторів поставляються встановленими безпосередньо на електроприводі арматури або упакованими в поліетилен у тарі разом з ним.

в. Необхідна поставка відповідних фланців і кріпильних елементів до фланцевої арматури.

г. Супровідна технічна документація повинна поставлятися в такому обсязі:

- паспорт за формою встановленою в технічних умовах;
- технічний опис;
- інструкція з експлуатації;
- креслення загального виду, швидкозношуваних та корпусних деталей;
- інструкції на комплектуючі вироби (відповідні фланці, кріплення тощо);
- пакувальний лист.

1) У паспорті повинні бути зазначені: найменування, серійний номер, основні технічні характеристики (умовний прохід Ду, мм; вид робочого середовища (пара, вода, газ, мазут тощо) умовний тиск  $P_y$ , кгс/см<sup>2</sup>; максимальні робочі параметри:  $P_{\text{макс}}$ , кгс/см<sup>2</sup>  $T_{\text{макс}}$ , °С; вид

електроприводу, його маркування і заводський номер; номінальний крутний момент на вихідному валу (тягове зусилля), Н•м (Н). Відомості про матеріали основних деталей і кріплення. Відомості щодо наплавочних матеріалів. Відомості про хімічний склад і механічну міцність матеріалів, застосованих при виготовленні корпусних деталей. Відомості про зварні шви і методи контролю. Місця виправлення дефектів і обсяг заварок дефектів на виливках. Результати гідравлічних випробувань (дата і номер акту випробувань; тиск, при якому проводилися випробування на міцність і герметичність). Комплектність. Дата виготовлення та штамп ОТК. Свідоцтво про приймання. Свідоцтво про консервацію. Гарантії виробника.

Для запобіжної арматури додатково зазначаються:

- значення ефективного прохідного перерізу;
- значення коефіцієнта витрати.

Для регулюючої арматури додатково зазначаються:

- пропускна здатність клапана  $K_v$  (витрата рідини, в т/год.; з питомою вагою 1000 кг/м<sup>3</sup>, яка проходить через регулюючий орган при перепаді тиску на ньому 0,098 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>);
- робочий діапазон перепадів тиску на клапані, кгс/см<sup>2</sup>,
- час сервомотора;
- ступінь герметизації.

Паспорт на арматуру повинен поставлятися на кожен виріб.

2) Керівництво (інструкція) з експлуатації повинні бути поставлені креслення загальних видів і швидкозношуваних деталей. Паспорт і керівництво (інструкція) з експлуатації на комплектуючі вироби (електропривід, сигналізатори крайніх положень тощо).

В інструкції з експлуатації арматури та електропривода повинні бути відображені:

- загальні вказівки;
- вказівки заходів безпеки;
- підготовка до роботи;
- методика перевірки в лабораторії;
- порядок роботи;
- можливі несправності та методи їх усунення;
- правила зберігання;
- правила транспортування;
- електрична принципова схема.

Інструкція з експлуатації поставляється українською мовою на папері та на електронних носіях у двох екземплярах.

3) У технічному описі арматури (електроприводу) повинні бути відображені:

- призначення;
- технічні дані і характеристика;
- стійкість до зовнішніх діючих факторів;
- склад;
- улаштування;
- принцип роботи;
- гарантії надійності;
- розміщення та монтаж;
- маркування;
- тара і упаковка.

д. На арматуру та електроприводи повинна бути можливість поставки за окрему плату комплекту запасних частин згідно з відомостями ЗІП, конкретний перелік і обсяг яких визначаються при узгодженні з Замовником.

е. У супровідній документації на законсервовані вироби повинна бути зазначена дата консервації, матеріал консерванту, умови зберігання та термін зберігання без переконсервації.

Вимоги до маркування і консервації.

1. Арматура, що поставляється на електростанцію, повинна мати на корпусі добре помітне маркування, яке повинно включати в себе:
  - заводський номер виробу;
  - прийняту скорочену назву заводу-виробника або його торгову марку (товарний знак);
  - максимально допустимі робочі параметри (тиск, температуру) або умовний тиск та температуру;
  - каталожне позначення арматури (шифр або номер креслення виробу);
  - скорочену характеристику матеріалу корпусу (СЧ, КЧ, У, ХМФ і т.д.).
2. Якщо виріб випускається заводом з кількома виконаннями робочого органу, то на корпусі повинен бути вказаний номер виконання виробу.
3. У виробів з одностороннім підведенням робочого середовища на корпусі повинна бути стрілка, що показує напрямок потоку.
4. Після гідровипробування на щільність на поверхню арматури повинно бути нанесено покриття, що захищає метал від корозії при транспортуванні і зберіганні. При цьому зовнішні кромки патрубків арматури, оброблені під зварювання на ширині 20 мм, не фарбуються і консервуються.
5. Спосіб консервації та матеріали, які застосовуються при консервації повинні гарантувати збереження поверхонь, що консервуються від корозії протягом 2 років з дня консервації.
6. Упаковка арматури, комплектуючих виробів і деталей повинна забезпечувати збереження виробів при транспортуванні і зберіганні.
7. З метою виключення корозії поверхонь, що контактують з сальниковим набиванням, арматура з сальниковим ущільненням повинна поставлятися з транспортною сальниковою набивкою, або взагалі без набивання. Штатна сальникова набивка у вологонепроникній упаковці кріпиться до виробу. Якщо матеріал набивання виключає можливість виникнення в процесі транспортування і зберігання електрохімічної корозії штока і камери, допускається постачання арматури зі штатним набиванням.
8. Патрубки арматури повинні бути заглушені заглушками, що оберігають порожнини арматури від забруднення, попадання вологи.
9. У супровідній документації на законсервовані вироби повинна бути зазначена дата консервації, матеріал консерванту, умови зберігання та термін зберігання без переконсервації.
10. Продукція повинна бути вітчизняного або європейського виробництва.
11. У випадку постачання арматури закордонного виробництва завод-виробник повинен мати представництво в Україні.

Вимоги до безпеки і зручності обслуговування.

1. Специфічні конкретні вимоги безпеки повинні бути відображені в інструкції з експлуатації.
2. Рівень шуму (звукового тиску), створюваного електроприводом, не повинен перевищувати 85 дБ на відстані 0,5 м від виробу.
3. Маховик ручного дублера повинен бути нерухомий при управлінні від електродвигуна.
4. Електропривід повинен бути надійно заземлений. Ізоляція між електричними колами, струмопровідними частинами і корпусом приводу і електродвигуна повинна виключати ураження обслуговуючого персоналу електрострумом при профілактичному штатному технічному обслуговуванні під час роботи без зняття напруги живлення.

Особливі вимоги до окремих елементів і вузлів електроприводів.

1. Управління електроприводом запірної і регулюючої арматури повинно здійснюватися від АСУ ТП енергоблока, водогрійного котла.
2. Перевага має віддаватися електрифікованій запірній і регулюючій арматурі з

вбудованою схемою керування електроприводом і місцевою станцією керування.

3. Станція місцевого керування повинна мати перемикач режимів керування ("Місцеве", "Дистанційне"), кнопки ("Закрити", "Відкрити", "Стоп"), а для регулюючої арматури додатково індикатор положення 0-100%.

4. Електроприводи повинні комплектуватися асинхронними або синхронними електродвигунами змінного струму з частотою 50 Гц і напругою: - однофазної мережі 220 В; - трифазної мережі 380/220 В. Електромагніт (соленоїд) електромагнітного приводу підключається до системи живлення напругою 220 В.

5. Електромагніт повинен бути оснащений іскропоглинаючим пристроєм.

6. Клас ізоляції обмотки електродвигунів і електромагнітів повинен бути не нижче F.

7. Електродвигун повинен забезпечувати гальмування при противмиканні.

8. Клемні коробки електроприводів повинні бути герметичними з ущільненням кабельних проходів і кришок. Ущільнюючі прокладки повинні входити в комплект поставки.

9. Живлення електроприводів запірної та регулюючої арматури повинно здійснюватися змінним струмом частотою 50 Гц  $\pm 2\%$  і напругою: однофазної мережі 220 (240) В; трифазної мережі 380/220 В. Діапазон відхилення напруги живлення від +10 до -15% при однозначних (односторонніх) відхиленнях частоти і напруги електричного струму.

10. Електроприводи арматури найбільш відповідальних технологічних вузлів повинні забезпечувати їх пуск, зупинку і нормальну роботу упродовж часу, достатнього для виконання одного циклу, в більш жорстких умовах:

- падіння напруги до 80% номінального при одночасному зниженні частоти на 6% від номінального значення;

- підвищення напруги до 110% номінального при одночасному підвищенні частоти на 6% номінального значення.

11. Живлення електромагнітних приводів швидкодіючої відсічної (запірно-запобіжної) арматури повинно здійснюватися постійним або змінним струмом напругою 220 В. Діапазон відхилення напруги живлення від +10 до -15%. Для переміщення запірної арматури відсічних клапанів в бік відкриття допускається застосування електромоторного приводу, що працює на змінному струмі, напругою 220 В. Працездатність електромагнітів повинна зберігатися при зниженні напруги до 80% номінального.

12. Для управління електроприводом запірної арматури повинні використовуватися такі сигнали:

- Відкрити;
- Закрити;
- Стоп.

Для зворотного зв'язку повинні використовуватися сигнали:

- Готовність/Помилка;
- Відкрито;
- Закрито;
- Перемикач режиму управління в положенні "Місцеве";
- Перевищення крутного моменту в бік "Відкрити";
- Перевищення крутного моменту в бік "Закрити";
- Шляховий/кінцевий вимикач у бік "Відкрити";
- Шляховий/кінцевий вимикач у бік "Закрити".

Для управління електроприводом регулюючої арматури повинні використовуватися сигнали:

- Більше;
- Менше;

Для зворотного зв'язку повинні використовуватися сигнали:

- Готовність/Помилка;
- Відкрито;



- Закрито;
- Шляховий/кінцевий вимикач у бік "Відкрити";
- Шляховий/кінцевий вимикач у бік "Закрити";
- Перевищення крутного моменту в бік "Відкрити";
- Перевищення крутного моменту в бік "Закрити";
- Положення приводу (4-20 мА).

### 3.1.8. Трубопроводи

Під час експлуатації, реконструкції та ремонту трубопроводів необхідно виконувати вимоги НПА ОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 16 січня 2019 р. № 27.

Під час експлуатації трубопроводів необхідно враховувати вимоги РД 34.39.301-87 «Методичні вказівки з контролю за тепловими переміщеннями паропроводів теплових електростанцій».

Перед заміною трубопроводів необхідно розробити проект, в складі якого повинно бути забезпечено:

1) аксонометрична схема, на якій повинно вказуватись:

- діаметр,
- товщина трубопроводу,
- матеріал,
- довжини ділянок,
- категорія трубопроводів разом з номінальними параметрами робочого середовища (тиск, температура).

2) розрахунок опорно-підвісної системи;

3) вибір типу ізоляції трубопроводу.

Експлуатація трубопроводів повинна здійснюватися кваліфікованим, навченим персоналом.

Для зниження ремонтних затрат та підвищення експлуатаційної надійності за умови достатнього техніко-економічного обґрунтування необхідне застосування нових марок сталі.

У перспективі при реконструкції та заміні деяких технологічних трубопроводів (з тиском до 1,6 МПа, температурою середовища до 75–90 °С), схем господарського і питного водопостачання та водовідведення за умови визначення такої доцільності можливе використання сучасних металопластикових та полімерних труб з терміном експлуатації 50 років і більше.

Для надійної та тривалої експлуатації трубопроводів після відповідного техніко-економічного розрахунку необхідне впровадження таких заходів:

1. Впровадження та розвиток сучасних систем діагностики і моніторингу технологічного обладнання, систем захисту від корозії.

2. Розробка та впровадження комплексних систем захисту від неприпустимого тиску в перехідних гідравлічних режимах.

3. Проведення на існуючих трубопроводах теплових мереж заходів для боротьби з внутрішньою та зовнішньою корозією, зокрема підвищення значення рН мережної води, застосування антикорозійних покриттів, спорудження комплексів електрохімічного захисту (ЕХЗ), організація вентиляції каналів і камер;

4. Встановлення автоматизованих систем безперервного контролю стану трубопроводів.

5. Перехід до стратегії проведення реконструкції та ремонтів за дійсним станом трубопроводу.

6. Перехід до стратегії проведення реконструкції та ремонтів виходячи з допустимого ризику пошкодження трубопроводів.

7. Застосування при ремонті, реконструкції та новому будівництві трубопроводів технології, обладнання та матеріалів з терміном експлуатації не менше 20 років.

8. Застосування для трубопроводів теплових мереж попередньо ізольованих труб високої заводської готовності в пінополіуретановій (ППУ) ізоляції з системою оперативного дистанційного контролю зволоження ізоляції (ОДК), попередньо ізольованих труб високої заводської готовності в пінополімінеральній (ППМ) ізоляції тощо.

9. Застосування для установок ВПУ та інженерних мереж труб і арматури, виготовлених з полімерних матеріалів, які повинні мати такі переваги: зменшення корозійного руйнування трубопроводів (при відповідності середовища, що транспортується, вимогам технічних умов); відсутність накипі та сольових відкладень на внутрішніх стінках упродовж строку експлуатації; стабільність гідравлічного опору трубопроводу упродовж строку експлуатації.

### 3.1.9. Теплообмінники

Під час експлуатації, реконструкції та ремонту теплообмінних апаратів необхідно виконувати вимоги НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 16 січня 2019 р. № 27.

Заміна та реконструкція теплообмінників повинна проводитись з урахуванням застосування сучасних технологій в цій галузі, зокрема й теплообмінників пластинчатого типу. Типи теплообмінників та матеріали, які при цьому застосовуються, повинні відповідати вимогам нормативних документів, які чинні в Україні. Посудини повинні бути забезпечені сучасною системою контрольно-виміральної техніки та засобами автоматизації.

Системи регенерації енергоблоків при модернізації, реконструкції та ремонті повинні відповідати таким вимогам:

- мінімальний недогрів поверхневих підігрівачів низького тиску без охолоджувачів пари при номінальних параметрах - не більше 3 °С;
- мінімальний недогрів поверхневих підігрівачів низького тиску з охолоджувачами пари при номінальних параметрах - не більше 2 °С;
- мінімальний недогрів поверхневих підігрівачів високого тиску без охолоджувачів пари при номінальних параметрах - не більше 3 °С;
- мінімальний недогрів поверхневих підігрівачів низького тиску з охолоджувачами пари при номінальних параметрах - не більше 1,5 °С;
- призначений ресурс роботи - не менше 20 років;
- гарантійний термін експлуатації - не менше 24 місяців.

### 3.1.10. КВП і А

Для досягнення максимальної надійності та тривалості експлуатації потрібне технічне переозброєння парку КВП і А, а саме – поетапна заміна морально та фізично застарілого обладнання на більш сучасне (на базі мікропроцесорної техніки), створення АСУ ТП основного обладнання (блоків, ПВК) та інтеграція їх в АСУ ТЕЦ.

**Переоснащення (реконструкція) КВП і А має здійснюватися з урахуванням вимог нормативних документів:**

- ГКД 34.20.507-2003 (в редакції 2019 р.). Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
- РД 34.11.410-95 Методичні вказівки щодо встановлення номенклатури експлуатованих на енергопідприємствах засобів вимірювань.
- ГКД 34.35.105-95. Обсяг технологічних вимірювань, сигналізації та автоматичного регулювання на теплових електростанціях. Методичні вказівки.

- СОУ-Н МПЕ 40.1.35.104:2005 «Виконання технологічних захистів теплоенергетичного обладнання блочних установок з барабанными котлами. Обсяг і технічні умови».
- СОУ-Н МПЕ 40.1.35.102:2005 «Виконання технологічних захистів теплоенергетичного обладнання блочних установок потужністю 250, 300 та 800 МВт. Обсяг і технічні умови».
- СОУ-Н ЕЕ 40.1.21677681-97:2014 "Технологічні захисти, що реалізуються на базі мікропроцесорної техніки. Технічні вимоги."

Пристрої КВП і А повинні мати гарантований термін експлуатації не менше 5 років.

Законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, підлягають повірці. Усі новопридбані ЗВТ мають бути занесені до Реєстру затверджених типів засобів вимірювальної техніки.

#### **ЗВТ повинні відповідати вимогам нормативних документів:**

- ДСТУ 2709-94. Державна система забезпечення єдності вимірювань. Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення.
  - ДСТУ 2858:2015 Термоперетворювачі опору. Загальні технічні вимоги і методи випробування.
  - РД 34.11.321-96 Норми похибки вимірювання технологічних параметрів теплових електростанцій і підстанцій
  - ДСТУ EN 61000-4-2:2018 Електромагнітна сумісність. Частина 4-2. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливості до електростатичних розрядів (EN 61000-4-2:2009, IDT; IEC 61000-4-2:2008, IDT).
  - РД 34.11.410-95 Методичні вказівки щодо встановлення номенклатури експлуатованих на енергопідприємствах засобів вимірювань.
  - Технічному регламенту засобів вимірювальної техніки, затвердженому постановою Кабінету Міністрів України від 24 лютого 2016 р. № 163.
  - Технічному регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, затвердженому постановою Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 р. № 94.
- Звужуючі пристрої та витратомірні ділянки, призначені для вимірювання витрати рідини, пари або газів, повинні відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 8.586.1...5:2009 (ISO 5167-1...4:2003) "Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв".

#### **Приймання в експлуатацію засобів КВП і А має виконуватись з дотриманням вимог:**

- ГКД 34.20.507-2003 (в редакції 2019 р.). Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
- РД 34.35.412-88 Правила приймання в експлуатацію з монтажу й налагодження систем управління технологічними процесами теплових електричних станцій.
- МІ 2002-89. Метрологія. Системи інформаційно-вимірювальні. Організація і порядок проведення метрологічної атестації.
- ГОСТ 34.603-92 Види випробувань автоматизованих систем.
- Порядок проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів, затверджений наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України 08.02.2016 № 193.

### **3.1.11. Хімоводоочистка та водопідготовка**

#### **Водопідготовка**

Необхідно проводити якісну деаерацію і водопідготовку теплоносія: видалення розчинених у воді корозійно-активних газів (кисень, вуглекислота), видалення розчинених у воді мінеральних домішок (солі жорсткості, натрію, кремнієвої кислоти, сполук заліза,

сульфатів, хлоридів, органічних речовин) шляхом застосування:

- пом'якшувачів води;
- іонітових протитокових фільтрів для обробки води методом іонного обміну при проведенні протитокової регенерації;
- систем водопідготовки на основі зворотного осмосу;
- установок безперервної електродеіонізації води, що дозволяє на фінішній стадії замінити традиційний іонообмін (визначається ТЕО);

Необхідне удосконалення технології хімоводопідготовки із застосуванням протитокових та інших ефективних технологій водопідготовки та композицій на основі інгібіторів корозії і накипоутворення.

### **Схема підживлення теплових мереж**

Підвищення значення рН мережної води є надійним способом боротьби з внутрішньою корозією за умови підтримання у воді нормованого вмісту кисню. Оскільки рівень підвищення рН істотно залежить від вмісту сульфатів і хлоридів в мережній воді, при великих концентраціях сульфатів і хлоридів, значення рН має бути вище.

### **Повторне використання стічних вод.**

Необхідне за можливості використання безстічних технологій знесолення води. При експлуатації та реконструкції (модернізації) ВПУ необхідно скорочувати кількість відходів, що утворюються при виробництві очищеної води. Необхідно застосування фільтр-пресів, що дозволяє видаляти вологий шлам, відфільтровану воду повертати в технологічний процес, а також використання мембранних та інших маловідходних і безвідходних технологій з мінімальною кількістю застосовуваних реагентів, в тому числі, шкідливих і небезпечних.

### **Труби та допоміжне обладнання**

Для транспортування агресивних речовин необхідно впроваджувати технології застосування трубопроводів із полімерних матеріалів для:

- зменшення корозійного руйнування при відповідності середовища, що транспортується;
- відсутності накипу і відкладень солей;
- стабільності гідравлічного опору.

Необхідно застосування передових матеріалів при спорудженні інженерних систем:

- застосування труб із зшитого поліетилену при монтажі систем водопостачання;
- застосування каналізаційних колекторів і споруд повного заводського виготовлення.

### **Арматура**

Враховуючи досвід експлуатації арматури, оснащеної пневматичними приводами, пропонується при плановій заміні арматури віддавати перевагу впровадженню поворотних та відсічних шиберів з електричним приводом для обв'язки фільтрів (насосного обладнання тощо).

### **Іонообмінні смоли**

При виборі іонообмінних смол необхідно віддавати перевагу перевіреним, надійним виробникам, які пропонують продукцію, що регламентується нормативними документами України.

Планування заміни іонообмінних смол слід проводити таким чином, щоб зменшити кількість марок іонообмінних смол. При проведенні заміни або досипки іонообмінних смол та хімічних реагентів не можна допускати змішування реагентів різних виробників.

### **Насоси**

Необхідно застосування насосів з високою точністю обробки внутрішніх поверхонь (ККД понад 90%). Перетворювачі частоти (частотно-регульований привід (ЧРП) слід

застосовувати для управління технологічним обладнанням там, де необхідне керування швидкістю приводних електродвигунів у відповідності з характером навантаження, що дозволяє уникнути складних перехідних процесів в електричних мережах, забезпечуючи роботу обладнання в найбільш економічному режимі. Рекомендується застосування пристроїв плавного пуску.

### **Компресори**

Необхідно знижувати обсяги споживання стисненого повітря за рахунок:

- децентралізації постачання стисненим повітрям споживачів, які знаходяться на найбільш віддаленому від компресорної станції відстані;
- оптимізації схеми трубопроводів повітропостачання в частині розрахункового діаметра і протяжності трубопроводів;
- застосування вологовіддільників різного типу з високим ступенем очищення по всьому діапазону навантажень повітряного потоку.

### **3.1.12. Газомазутне обладнання**

#### **Газове господарство**

Під час експлуатації газового господарства (ГГ) повинні бути забезпечені:

- безперебійна подача до пальників котла газу необхідного тиску, очищеного від сторонніх домішок і конденсату в кількості, що відповідає заданому навантаженню котла;
- контроль кількості та якості газу, що надходить;
- безпечна робота обладнання;
- своєчасне і якісне технічне обслуговування і ремонт обладнання;
- нагляд за технічним станом обладнання і його безпечною експлуатацією;
- організація безперервного контролю загазованості приміщень, в яких є газове обладнання, за допомогою технічних засобів.

Система газопостачання та експлуатація газового господарства енергооб'єктів КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» повинна відповідати вимогам ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»; НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання»; ДБН В.2.5-20-2018 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання» зі змінами та інших НД.

#### **Мазутне господарство**

Під час експлуатації мазутного господарства (МГ) повинна забезпечуватися безперебійна подача підігрітого і профільтрованого палива в кількості, що відповідає навантаженню котлів, з тиском і в'язкістю, які необхідні для нормальної роботи форсунок, відповідно до вимог експлуатаційних інструкцій котлів.

Експлуатація МГ повинна бути організована відповідно до чинних НД, в тому числі ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»; ДСТУ 4058-2001 - «Паливо нафтове. Мазут. Технічні умови» зі змінами; ГНД 34.23.501-2004 «Мазутні господарства на енергооб'єктах. Інструкція з експлуатації»; ГНД 34.21.522-2004 «Резервуари сталеві вертикальні циліндричні для зберігання рідкого палива і води. Конструкції будівельні. Інструкція з експлуатації»; ГНД 34.09.102-2004 «Методика інвентаризації рідкого палива на енергооб'єктах» та інших НД.



## **3.2. Виробництво, дистрибуція та постачання теплової енергії**

### **3.2.1. Котли**

Для зменшення споживання паливно-енергетичних ресурсів при виробництві теплової енергії котельними установками для КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» пріоритетними напрямками діяльності є:

1. Впровадження котельного обладнання на нових об'єктах з ККД не нижче 93 %.
2. Встановлення на котли сучасні пальники з блоками автоматики та низьким рівнем викидів забруднюючих речовин ( $\text{NO}_x \leq 100 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{CO} \leq 100 \text{ мг/м}^3$  при 3 %  $\text{O}_2$ ), що сертифіковані в Україні.
3. Встановлення на котли устаткування утилізації тепла відхідних газів.
4. Регулювання потужності електродвигунів тяго-дутьових механізмів котлів в залежності від теплового навантаження із застосуванням частотних перетворювачів. Вибір обладнання визначається виходячи з економічної доцільності, експлуатаційних характеристик обладнання, гарантійного та післягарантійного обслуговування і ремонту.
5. Впровадження автоматизованих систем управління котельним обладнанням.
6. Впровадження сучасних систем регулювання та безпеки котлів.

При проведенні капітальних ремонтів паливовикористовуючого обладнання обов'язковим є впровадження енергоощадних технологій.

### **3.2.2. Ізоляція та обмурівка**

Теплоізоляційні роботи повинні виконуватися за Загальними виробничими нормами витрат матеріалів у будівництві збірник № 22 та Відомчими виробничими нормами витрат матеріалів у будівництві збірник № 11 «Теплоізоляційні роботи».

Обмурівку виконувати за Відомчими виробничими нормами витрат матеріалів у будівництві збірник № 10 «Мурувальні роботи».

Температура на поверхні теплової ізоляції після проведення робіт повинна бути не вище, ніж вказана в чинних нормативних документах.

### **3.2.3. Насоси**

Вибір насоса здійснюється відповідно до умов його застосування. Крім того, до уваги беруться додаткові вимоги безпеки, що стосуються сфери застосування.

В КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» відповідно до вимог п.6.1.18 ДБН В.2-67:2013 при розташуванні тепломеханічного обладнання під житловими приміщеннями (або суміжними) застосовуються насоси з рівнем шуму не вище 25 дБа.

При неможливості виконання вимог щодо значення критичних показників рівня шуму необхідно будувати шумозахисну кабінку.

При проведенні ремонтів, модернізації, а також при закупівлі нових насосів застосовувати технічні вимоги, наведені в додатках до даних «Типових вимог...».

### **3.2.4. Тяго-дутьові механізми**

Тяго-дутьові механізми повинні входити до комплексу поставки котельних агрегатів.

При проведенні робіт із заміни тяго-дутьових механізмів на встановленому теплогенеруючому обладнанні СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» необхідно:

1. Враховувати, що тяго-дутьові механізми повинні забезпечувати можливість роботи котла у діапазоні від 0-100% його потужності.
2. Застосовувати частотні перетворювачі для підвищення економії електроенергії до

30%, збільшення ресурсу роботи обладнання та покращення експлуатаційних режимів його роботи.

3. Враховувати, що блоки управління перетворювачів частоти повинні сприймати аналогові сигнали від первинних перетворювачів та команди керування від станцій керування або програмно-технічних комплексів систем автоматизації у вигляді уніфікованих сигналів постійного струму (4-20) мА від первинних перетворювачів та сигналів керування.

4. Необхідно, щоб виробник забезпечив апаратну та програмну підтримку перетворювачів частоти щонайменше упродовж 10 років з дати поставки.

При впровадженні систем частотного регулювання на етапі вибору обладнання необхідно застосовувати технічний аудит для недопущення придбання неякісного обладнання.

### 3.2.5. Арматура

Тип арматури та її привід повинні вибиратися виходячи з конкретних умов експлуатації і вимог Правил, ДСТУ. Регулююча арматура повинна забезпечувати плавну робочу характеристику, запірна – надійність та щільність.

Арматура, що поставляється на СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» повинна відповідати вимогам Закону України «Про надання будівельної продукції на ринку України», Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском (Постанова Кабінету Міністрів України від 16.01.2019 р. №27), НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, постанові Кабінету Міністрів від 26.10.2011 № 1107, ст.21 Закону України «Про охорону праці» і відповідати вимогам іншої чинної в галузі нормативно-технічної документації (НТД).

Для теплових мереж ЦО застосовувати переважно приварну кульову арматуру або приварні сталеві клинові засувки (п.12.12 ДБН В.2.5-39:2008).

Для ЦТП, ІТП, СТ, РК, КК, ВК та КК застосовувати фланцеву або приварну арматуру (п.12.12 ДБН В.2.5-39:2008).

Для трубопроводів ГВП застосовувати чавунну арматуру або арматуру з нержавіючої сталі (кульові крани, засувки або вентилі з сильфонним ущільненням – п.12.9 ДБН В.2.5-39:2008; ДБН В.2.5-64:2012 – п.9.4, другий абзац; п.9.5; п.6.1; ГСанПиН 2.2.4-171-10 – глава 1; ДСТУ Б В.2.5-30:2006 – п.7.3 та п.7.2).

При проведенні ремонтів, модернізації, а також при закупівлі арматури застосовувати технічні вимоги, наведені в додатках до цих «Типових вимог...».

Учасник торгів повинен надати на вироби, що пропонуються:

Сертифікати відповідності «Технічному регламенту обладнання, що працює під тиском», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 16.01.2019 №27.

Відповідно до вимог п.43 «Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском», процедурами оцінки відповідності обладнання, яке необхідно застосовувати для трубопроводів III категорії 2 групи є:

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і D (відповідність типу на основі забезпечення якості виробничого процесу);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і F (відповідність типу на основі перевірки обладнання, що працює під тиском);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і E (відповідність типу на основі забезпечення якості обладнання, що працює під тиском);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і C2 (відповідність типу на основі внутрішнього контролю виробництва з проведенням перевірок обладнання, що працює під тиском, під наглядом через певні інтервали часу);

або

- модуль Н (відповідність на основі цілковитого забезпечення якості).

Згідно з п.44 цього Регламенту зазначено: «Обладнання, що працює під тиском, повинно пройти одну з процедур оцінки відповідності за вибором виробника, який, зокрема, може обрати застосування однієї з процедур, викладених для категорії, за якою його класифіковано. Виробник може обрати одну з процедур, що застосовується для вищої категорії».

### 3.2.6. Трубопроводи

При проведенні ремонтів, модернізації, а також при закупівлі застосовувати Технічні вимоги на трубопроводи для ремонту, будівництва та реконструкції тепломеханічного обладнання СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (в редакції від 06.2019), наведені в додатках до цих «Типових вимог...».

Трубопроводи, що поставляються на СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» повинні відповідати вимогам Закону України «Про надання будівельної продукції на ринку України», Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском (Постанова Кабінету Міністрів України від 16.01.2019 №27), НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, постанові Кабінету Міністрів України від 26.10.2011 № 1107, ст.21 Закону України «Про охорону праці» і відповідати вимогам іншої чинної в галузі нормативно-технічної документації (НТД).

Учасник торгів повинен надати на вироби, що пропонуються:

Сертифікати відповідності «Технічному регламенту обладнання, що працює під тиском», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 16.01.2019 №27.

Відповідно до вимог п.43 «Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском», процедурами оцінки відповідності обладнання, яке необхідно застосовувати для трубопроводів III категорії 2 групи є:

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і D (відповідність типу на основі забезпечення якості виробничого процесу);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і F (відповідність типу на основі перевірки обладнання, що працює під тиском);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і E (відповідність типу на основі забезпечення якості обладнання, що працює під тиском);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і C2 (відповідність типу на основі внутрішнього контролю виробництва з проведенням перевірок обладнання, що працює під тиском, під наглядом через певні інтервали часу);

або

- модуль Н (відповідність на основі цілковитого забезпечення якості).

Згідно з п.44 цього Регламенту зазначено: «Обладнання, що працює під тиском, повинно пройти одну з процедур оцінки відповідності за вибором виробника, який, зокрема, може обрати застосування однієї з процедур викладених для категорії, за якою його класифіковано. Виробник може обрати одну з процедур, що застосовується для вищої категорії».

Для провідної труби також необхідно надати документальне підтвердження відповідності, свідоцтво на виріб, результати приймально-здавальних випробувань.

### 3.2.6.1. Технічні вимоги до труб сталевих попередньо теплоізольованих спініним поліуретаном та захисною оболонкою з поліетилену для теплових мереж III та IV категорії з системою сигналізації ушкоджень

Попередньо теплоізольовані трубні секції заводського виготовлення (прямі труби) повинні складатись зі сталевий основної труби, пінополіуретановий теплової ізоляції та оболонки з поліетилену високої щільності і бути обладнані провідниками системи аварійної сигналізації. Коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$  повинен складати не більше  $0,029 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ .

Труба провідна стальова повинна відповідати вимогам НПАОП 0.00-1.81-18 «Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском», ДСТУ Б.В.2.5-31:2007 «Трубопроводи попередньо теплоізольовані спініним поліуретаном для мереж гарячого водопостачання та теплових мереж» та мати сертифікат відповідності на провідну трубу відповідно до вимог п.43 «Технічного регламенту обладнання, що працює під тиском», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 16 січня 2019 р. № 27:

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і D (відповідність типу на основі забезпечення якості виробничого процесу);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і F (відповідність типу на основі перевірки обладнання, що працює під тиском);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і E (відповідність типу на основі забезпечення якості обладнання, що працює під тиском);

або

- модулі В (експертиза типу - типу виробництва) і C2 (відповідність типу на основі внутрішнього контролю виробництва з проведенням перевірок обладнання, що працює під тиском, під наглядом через певні інтервали часу);

або

- модуль H (відповідність на основі цілковитого забезпечення якості).

Згідно з п.44 цього регламенту зазначено: «Обладнання, що працює під тиском, повинне пройти одну з процедур оцінки відповідності за вибором виробника, який, зокрема, може обрати застосування однієї з процедур викладених для категорії, за якою його класифіковано. Виробник може обрати одну з процедур, що застосовується для вищої категорії».

Для провідної труби також необхідно надати документальне підтвердження відповідності, свідоцтво на виріб, результати приймально-здавальних випробувань.

Для труб ПТПУ необхідно надати (згідно з ДСТУ Б.В.2.5-31:2007 «Трубопроводи попередньо теплоізольовані спініним поліуретаном для мереж гарячого водопостачання та теплових мереж»):

- марку пінополіуретановий композиції;
- дані виробника пінополіуретановий композиції про прогнозований термін експлуатації;
- марку поліетилену, з якого виготовлена оболонка;
- документальне підтвердження відповідності оболонок або результати випробувань оболонок.

На магістральних теплових мережах застосовуються виключно труби сталеві попередньо теплоізольовані спініним поліуретаном та захисною оболонкою з поліетилену.

Проведення робіт з проектування, будівництва, реконструкції, ремонту повинно виконуватись згідно з вимогами наступних нормативних документів:

ДСТУ Б В.2.5-31:2007. "ТРУБОПРОВОДИ ПОПЕРЕДНЬО ТЕПЛОІЗОЛЬОВАНИ СПІНЕНИМ ПОЛІУРЕТАНОМ ДЛЯ МЕРЕЖ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ. Труби, фасонні вироби та арматура .Технічні умови";

ДСТУ-Н Б В.2.5-35:2007. "ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ ТА МЕРЕЖІ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПОПЕРЕДНЬО ТЕПЛОІЗОЛЬОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ. НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ, МОНТАЖУ, ПРИЙМАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ";

ДСТУ EN 253:2016 (EN 253:2009 + A2:2015, IDT) «Розподільчі мережі опалення. Попередньо ізольовані системи трубопроводів із нерухомою ізоляцією для підземного прокладання мереж гарячого водопостачання. Системи труб зі сталеву напірною трубою з поліуретановою тепловою ізоляцією та зовнішньою оболонкою з поліетилену».

При проведенні ремонтів, модернізації, а також при закупівлі застосовувати технічні вимоги, наведені в додатках до цих «Типових вимог...».

### **3.2.6.2. Технічні вимоги до термостійких полімерних попередньо ізольованих гнучких труб**

Труби гнучкі ПТІ застосовують при будівництві і ремонті зовнішніх розподільчих мереж централізованого опалення та мереж гарячого водопостачання.

Дані вимоги поширюються на труби DN25/63 – DN160/200 кільцевого перерізу з термостійких полімерних попередньо ізольованих гнучких труб з пінополіуретановою тепловою ізоляцією і захисною гофрованою поліетиленовою оболонкою кільцевого перерізу для:

- мереж гарячого водопостачання з розрахунковою постійною температурою води 70°C та короткочасною граничною температурою 80°C та тиском 0,6 МПа; 0,8 МПа; 1,0 МПа;

- для розподільчих мереж централізованого опалення з тиском 1,0 МПа, 1,6 МПа та циклічним підвищенням температури до 135°C. Для розподільчих теплових мереж застосування труб гнучких ПТІ можливо у разі стиснених умов прокладання теплової мережі, економічного ефекту їх застосування та враховуючи робочу температуру та тиск теплоносія, яку може надати тепломеханічне обладнання на цій ділянці, із підняттям максимальної температури, при якій можлива експлуатація провідної труби, не більш ніж на 10 днів упродовж року.

Коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$  повинен складати не більше 0,029 Вт/(м·К).

При проведенні ремонтів, модернізації, а також при закупівлі нових труб необхідно застосовувати:

ДСТУ Б В.2.5-31:2007. "ТРУБОПРОВОДИ ПОПЕРЕДНЬО ТЕПЛОІЗОЛЬОВАНИ СПІНЕНИМ ПОЛІУРЕТАНОМ ДЛЯ МЕРЕЖ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ. Труби, фасонні вироби та арматура Технічні умови";

ДСТУ-Н Б В.2.5-35:2007. "ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ ТА МЕРЕЖІ ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПОПЕРЕДНЬО ТЕПЛОІЗОЛЬОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ. НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ, МОНТАЖУ, ПРИЙМАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ";

ДСТУ Б В.2.7-143:2007. "ТРУБИ ЗІ СТРУКТУРОВАНОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ ДЛЯ ХОЛОДНОГО, ГАРЯЧОГО ВОДОПОСТАЧАННЯ ТА ОПАЛЕННЯ. Технічні умови";

ДСТУ Б В.2.5-21-2002. "ТРУБЫ ИЗ СТРУКТУРИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА С ТЕПЛОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ ВСПЕНЕННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА И ЗАЩИТНОЙ ГОФРИРОВАННОЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЙ ОБОЛОЧКОЙ ДЛЯ СЕТЕЙ ХОЛОДНОГО, ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДЯНОГО ОТОПЛЕНИЯ. Технические условия";

ДСТУ-Н Б.2.5-81:2015 «НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ, БУДИВНИЦТВА ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ З ТЕРМОСТІЙКИХ ПОЛІМЕРНИХ ПОПЕРЕДНЬО ІЗОЛЬОВАНИХ ГНУЧНИХ ТРУБ».

На відкриті торги та при постачанні необхідно надати наступні документи:

- Технічні умови Заводу-виробника на трубу гнучку полімерну теплоізольовану із



зазначенням конструкції, основних параметрів і розмірів труб і приймально-здавальних і періодичних випробувань;

- Паспорт якості заводу-виробника на трубу гнучку полімерну теплоізольовану із зазначенням результатів заводських випробувань труби згідно з технічними умовами з номером партії виробленої продукції і зазначенням відповідного паспорта якості на трубу напірну;

- Протоколи випробувань Заводу-виробника на труби гнучкі теплоізольовані згідно з технічними умовами заводу-виробника;

- Технічні умови заводу-виробника на трубу полімерну напірну із зазначенням конструкції, основних параметрів і розмірів труб, приймально-здавальних і періодичних випробувань труб;

- Паспорт якості заводу-виробника на трубу напірну із зазначенням результатів заводських випробувань труби згідно з технічними умовами з номером партії виробленої продукції;

- Протоколи випробувань заводу-виробника на труби напірні згідно з технічними умовами заводу-виробника;

- Технічні умови Заводу-виробника на фітинги;

- Паспорт якості Заводу-виробника на фітинги;

- Протокол випробувань на теплопровідність з показником не вище  $0,029 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ .

Або інші аналогічні документи виробника, де буде зазначено властивість виробу, проведені випробування, адресу виробника тощо.

### **3.2.7. Теплообмінники**

#### **3.2.7.1. Теплообмінник незалежної системи опалення**

Теплообмінники повинні бути призначені для систем центрального опалення та мати гарантійний термін експлуатації не менше 10 років.

Теплообмінники повинні бути ремонтно придатними.

Виробник теплообмінного обладнання повинен мати авторизовані сервіси в Україні.

Конструкція теплообмінників повинна бути розбірною і допускати можливість усунення дефектів у період між капітальними ремонтами. При технічному обслуговуванні і ремонті повинні виконуватись умови сервісного обслуговування теплообмінників підприємством виготовлювачем. Нове обладнання повинне забезпечити вимоги виконання правил охорони праці, а також екологічної та пожежної безпеки. Вхідні та вихідні патрубки обладнаються фланцями та комплектуються відповідними фланцями з комплектом кріплення. На вхідних і вихідних патрубках встановлюються штуцера з кульовим краном для проведення хімічної промивки.

Водопідігрівач незалежної системи опалення (ЦО) складається з двох секцій (кожна розрахована на 50% існуючого теплового навантаження), включених паралельно. При пошкодженні однієї секції, друга може працювати самостійно.

Розрахункова тепла продуктивність водопідігрівача системи центрального опалення приймається з коефіцієнтом  $K_{co}=1,3$  від приєднаного навантаження будівель.

#### **3.2.7.2. Теплообмінник системи гарячого водопостачання**

Теплообмінники повинні бути ремонтно придатними та мати гарантійний термін експлуатації не менше 10 років.

Виробник теплообмінного обладнання повинен мати авторизовані сервіси в Україні.

Конструкція теплообмінників повинна бути розбірною і допускати можливість усунення дефектів у період між капітальними ремонтами. При технічному обслуговуванні і ремонті

повинні виконуватись умови сервісного обслуговування теплообмінників підприємством виготовлювачем. Нове обладнання повинне забезпечити вимоги виконання правил охорони праці, а також екологічної та пожежної безпеки. Вхідні та вихідні патрубки обладнаються фланцями та комплектуються відповідними фланцями з комплектом кріплення. На вхідних і вихідних патрубках встановлюються штуцера з кульовим краном для проведення хімічної промивки. Вхідний та вихідний патрубків і фланці теплообмінника (по контуру гарячого водопостачання ГВП) повинні бути виконані з нержавіючої сталі марки AISI 316, або більш якісної.

Поверхня нагріву установки розраховується відповідно до кількості теплоти, необхідної для нагрівання об'єму води на послуги ГВП у години найбільшого водоспоживання з урахуванням втрат теплоти у подавальних трубопроводах.

Розрахунок теплообмінників для гарячого водопостачання виконувати на мінімальну температуру води (теплоносія) в подавальному трубопроводі теплової мережі в міжопалювальний період.

Розрахункова тепла продуктивність водопідігрівача системи гарячого водопостачання (ГВП) приймається з коефіцієнтом  $K_{гвп}=1,1$  від приєднаного навантаження будівель.

До складу водопідігрівальної установки ГВП входить два розбірні водопідігрівача ГВП (одно або двоступеневі (кожна ступінь теплообмінника в окремому корпусі), які розраховані на 50 % існуючого теплового навантаження.

### 3.2.7.3. Теплообмінник технологічних схем теплогерел

Теплообмінники повинні бути ремонтно придатними та мати гарантійний термін експлуатації не менше 10 років.

Виробник теплообмінного обладнання повинен мати авторизовані сервіси в Україні.

Конструкція теплообмінників повинна бути розбірною і допускати можливість усунення дефектів у період між капітальними ремонтами. При технічному обслуговуванні і ремонті повинні виконуватись умови сервісного обслуговування теплообмінників підприємством виготовлювачем. Нове обладнання повинне забезпечити вимоги виконання правил охорони праці, а також екологічної та пожежної безпеки. Вхідні та вихідні патрубки обладнаються фланцями та комплектуються відповідними фланцями з комплектом кріплення. На вхідних і вихідних патрубках встановлюються штуцера з кульовим краном для проведення хімічної промивки. Вхідний та вихідний патрубків і фланці теплообмінника (по контуру гарячого водопостачання ГВП або сирій неаерованої води) повинні бути виконані з нержавіючої сталі марки AISI 316, або більш якісної.

Схема підключення та склад водо-підігрівальної установки уточнюється при проектуванні в залежності від особливості технологічного процесу.

### 3.2.7.4. Загальні вимоги до конструкції теплообмінників

Вибір типу теплообмінника (пластинчастий, кожухотрубний) проводиться на підставі техніко-економічного розрахунку з урахуванням обмежень щодо місця встановлення, компактності розташування обладнання та зручності ремонту і обслуговування, вартості теплообмінника, поточних витрат на ремонт і технічне обслуговування.

На підігрівачі має бути прикріплена маркувальна табличка з маркуванням, нанесеним ударним способом, і містити такі дані:

1. найменування або товарний знак виробника;
2. заводський номер виробу;
3. рік виготовлення;
4. розрахунковий тиск в барах або в кгс/см<sup>2</sup>;

5. розрахункова температура стінки в °С і марка сталі (тільки на колекторах пароперегрівача);

6. потужність (кВт або Гкал/год), площа нагріву (м<sup>2</sup>) та температура теплоносія (°С).

Допускається маркування іншими способами, що забезпечують чіткість та довговічність зображення, які рівноцінні ударному способу.

Конкретні місця розміщення зазначених даних обирає виробник і вказує їх в інструкції з монтажу та експлуатації.

Встановлення балансувальних клапанів на вході гріючої води до кожного теплообмінника або ступені.

#### **Вимоги до конструкції пластинчастих теплообмінників:**

- всі конструктивні несучі елементи пластинчастого теплообмінника (направляючі, шпильки) повинні бути оцинкованими, або виконані з нержавіючої сталі;

- конструктивні елементи пластинчастого теплообмінника повинні бути розраховані на максимальний робочий тиск  $P=16$  кгс/см<sup>2</sup>, та максимальну температуру середовища  $t=+150$  °С (Температуру точки зламу  $+115$ °С приймають при розрахунку поверхні нагріву теплообмінників) і різницю тиску в контурах до  $\Delta P=10$  кгс/см<sup>2</sup>;

- матеріал пластин – нержавіюча сталь марки AISI 316, або більш якісної;

- знімна ізоляція корпусу пластинчастого теплообмінника для можливості проведення ремонту;

- ущільнення EPDM;

- гідравлічний опір кожної ступені по контуру мережної води (теплоносій), не більше 15 кПа;

- сумарний гідравлічний опір обох ступенів по контуру водопровідної води, не більше 30 кПа.

#### **Вимоги до конструкції кожухотрубних теплообмінників:**

- всі конструктивні елементи кожухотрубного теплообмінника повинні бути виконані з нержавіючої сталі марки AISI 316, або більш якісної, за окремим технічним рішенням матеріал - титан;

- конструктивні елементи кожухотрубного теплообмінника повинні бути розраховані на максимальний робочий тиск  $P=16$  кгс/см<sup>2</sup>, та максимальну температуру середовища  $t=+150$  °С (Температуру точки зламу  $+115$ °С приймають при розрахунку поверхні нагріву теплообмінників) і різницю тиску в контурах до  $\Delta P=10$  кгс/см<sup>2</sup>;

- товщина стінки трубок 0,3-0,4 мм при еквівалентному діаметрі 6-8 мм;

- матеріал і форма ущільнень (прокладок) повинні допускати їх виготовлення на місці без застосування спеціальних технологій;

- ізоляція корпусу кожухотрубного теплообмінника знімна або стаціонарна без ускладнення проведення його ремонту;

- масо-габаритні характеристики теплообмінників повинні допускати монтажні роботи без застосування вантажопідійомних механізмів;

- конструкція кожухотрубного теплообмінника повинна передбачати монтаж без опорних конструкцій;

- конструкція кожухотрубного теплообмінника повинна передбачати самоочищення від різних відкладень;

- гідравлічний опір кожної ступені по контуру мережної води (теплоносій), не більше 15 кПа (можливо збільшення опору при техніко-економічному обґрунтуванні);

- сумарний гідравлічний опір обох ступенів по контуру водопровідної води, не більше 30 кПа (можливо збільшення опору при техніко-економічному обґрунтуванні).

### 3.2.8. КВП і А

На даний час існуючі в СП КТМ вимірювальні системи морально та технічно застарілі (системи з природними вихідними сигналами - мВ, мГн, Ом).

Такі системи вимірювання не завжди можна інтегрувати в програмно-технічні комплекси з мікропроцесорним управлінням (потребує застосування додаткових перетворювачів та значно ускладнює подальшу експлуатацію). Крім того, природні сигнали є досить чутливими до впливу сторонніх факторів (температура навколишнього середовища, статичний тиск, наведена напруга тощо).

У зв'язку з широким застосуванням мікропроцесорної техніки при впровадженні нових, або модернізації існуючих систем вимірювання слід застосовувати інтелектуальні первинні перетворювачі, які у своєму складі вже мають мікропроцесорну систему самодіагностики, температурну компенсацію впливу навколишнього середовища, перетворювач природного сигналу сенсора в уніфікований сигнал постійного струму (4-20) мА.

Додаткові переваги:

- можливість переналаштування меж вимірювання без заміни перетворювача за допомогою комунікаційного обладнання, що значно полегшує експлуатацію та забезпечує гнучкість системи до змін в технологічному процесі;
- підвищена точність вимірювання та стійкість метрологічних характеристик дозволяє збільшити міжкалібровочний/міжповірочний інтервали (до 2-3 років замість 1 року);
- можливість виконання діагностики та переналаштування перетворювача з безпечної зони (наприклад, з приміщення КВП) без виходу на об'єкт;
- застосування вбудованих засобів діагностики «на платі», які значно полегшують пошук несправностей та скорочують час, що необхідний для їх усунення.

В архітектурі АСУ розподіленими установками (окремі насосні станції, павільйони, ЦТП) доцільно застосування первинних перетворювачів з можливостями об'єднання в єдину мережу передавання даних (HART, FoundationFieldbusModbus).

Встановити сучасні датчики параметрів (включаючи хім.контроль) з уніфікованим виходом.

Усі засоби управління котлами повинні бути оснащені приводами.

Контроль основного факелу пального необхідно проводити сучасними приладами контролю горіння.

Передбачати встановлення надійних запальних приладів (швидкісних запальних пальників) з індивідуальним контролем факелу. Досвід роботи з такими запальниками показує їх високу надійність при розпалюванні котла, стійкість факелу при значних коливаннях розрідження в топці котла.

Виконання всіх вище вказаних умов дозволить запровадити сучасні системи АСУ ТП.

На балансі СП КТМ КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» знаходяться 2 954 теплових пункта (станом на 01.01.2021), на яких встановлені контрольно-вимірювальні прилади та пристрої теплової автоматики (КВП і А) з різними технічними, експлуатаційними та ремонтними характеристиками більш ніж десяти вітчизняних та закордонних виробників. Це призводить до виникнення проблем при ремонтах та обслуговуванні КВП і А – відсутність запасних частин або неможливість виконання ремонту, неможливість взаємозаміни, велика кількість інструкцій по експлуатації а також, в подальшому, необхідність укладення договорів на сервісне обслуговування з кожним виробником або його сервісним центром.

Доцільно для уніфікації у кожній функціональній групі КВП і А визначити один-два виробника за технічними та ціновими параметрами і рекомендувати їх (технічні завдання) проектним організаціям при виконанні проектів нових чи реконструкції діючих теплових пунктів.

Необхідно використання уніфікованого (4÷20 мА) сигналу та однотипного взаємозамінного

обладнання.

### 3.2.9. Хімоводоочистка та водопідготовка

З метою підвищення ефективності підготовки теплоносія та в цілому роботи обладнання, зменшення витрат на очищення поверхонь нагріву водогрійних котлів і трубних систем теплообмінників, а також зменшення негативного впливу на природне середовище від стічних вод теплоджерел пропонуються такі заходи:

1. Впровадження технологій безреагентної підготовки води для підживлення теплових мереж – електрохімічні технології (безреагентні антинакипні установки) та технології зворотного осмосу (поетапно в рамках пілотних проектів).
2. Для теплоджерел (квартильні котельні) з потребою у пом'якшеній воді до 5 м<sup>3</sup>/год. встановлення сучасних автоматизованих модулів ВПУ з керуючими блоками типу «Duplex».
3. Впровадження інгібіторів корозії та накипоутворення з виключенням традиційних технологій Na-катіонування.
4. Планомірна заміна фізично зношених фільтрів на нові, у комплексі з системою автоматизованого контролю та керування.
5. Впровадження автоматизованого обладнання хімічної деаерації.
6. Встановлення індикаторів внутрішньої корозії, корозиметрів та датчиків корозії.
7. Встановлення сучасних брудо-шламовідділювачів мережних трубопроводів котельень.
8. Залучення наукового потенціалу вітчизняних фахівців теплотехнічної галузі для реалізації зазначених напрямів (зокрема, НТТУ «КПІ»).

### 3.2.10. Насосні та підкачувальні станції

#### Технічні вимоги до обладнання насосних станцій:

- застосування насосного обладнання з низьким рівнем шуму і вібрації;
- впровадження перетворювачів частоти з метою переведення робочого процесу на економічний режим за допомогою керування швидкістю обертання та моментом електродвигуна у відповідності до заданих параметрів та характеру навантаження;
- використання електричних кабелів з ізоляцією що не підтримує горіння;
- компактне розміщення електрошаф та шаф керування (у захисному варіанті IP44 електрошаф та IP54 шаф керування) поблизу механізмів, які керуються від цих шаф, з вільним доступом до них;
- встановлення трансформаторів 220/12В для забезпечення електроживлення переносного електроінструменту;
- встановлення для кожного електродвигуна насосів окремих автоматичних вимикачів електроживлення;
- автоматичне відключення двигунів насосів у разі порушення роботи двигуна або насоса;
- схему самозапуску насосів при відновленні електроживлення;
- захист електродвигунів насосів від зникнення фаз, перекосу фаз, перевантаження, зменшення опору ізоляції обмотки статора.
- захист насосів від "сухого ходу" в усіх режимах їх роботи;
- встановлення сучасної інформаційно-керуючої системи для забезпечення роботи в автоматичному режимі з можливістю керування насосним обладнанням, запірною арматурою та регуляторами дистанційно з ДП РТМ та по місцю із щита керування;
- встановлення сучасної системи АСУ ТП для забезпечення роботи в автоматичному режимі з можливістю керування насосним обладнанням, запірною арматурою та регуляторами дистанційно з ДП РТМ та по місцю із щита керування;
- візуалізацію технологічних параметрів роботи обладнання (температура, тиск, витрата) та робочого положення запірної арматури і регуляторів (відкрита, зачинена, %



відкриття);

- впровадження кульової сталевий арматури з терміном експлуатації не менше 10 років;
- захист обладнання споживачів від підвищення тиску в зворотних трубопроводах.

### 3.2.11. Теплові пункти

У теплових пунктах повинно бути розташоване обладнання, арматура, прилади контролю, керування та автоматизації, за допомогою яких здійснюють:

- регулювання температури теплоносія за погодними умовами;
- перетворення виду теплоносія або його параметрів;
- контроль параметрів теплоносія;
- облік теплових навантажень, витрати теплоносія та конденсату;
- регулювання витрати теплоносія та розподілення між системами споживання теплової енергії (через розподільні мережі в ЦТП або безпосередньо в системі ІТП);
- захист місцевих систем від аварійного підвищення параметрів теплоносія;
- доочищення теплоносія;
- заповнення та підживлення систем теплоспоживання;
- збирання, охолодження, повернення конденсату і контроль його якості;
- акумулювання теплової енергії;
- водопідготовка для систем гарячого водопостачання.

#### Теплообмінники

У теплових пунктах слід застосовувати високоефективні теплообмінники різних типів, що мають високі теплотехнічні та експлуатаційні характеристики, малі габарити.

Теплообмінники системи гарячого водопостачання (ГВП) та системи центрального опалення (ЦО) повинні бути розраховані на експлуатацію при наступних параметрах:

Робочий тиск	$P=1,6$ МПа;
Максимальна температура	$t=150$ °С;
Проектний температурний графік (теплоносій)	$t_1/t_2=150/70$ °С;
Розрахунковий температурний графік (теплоносій):	

- опалювальний період  $t_1/t_2=115/70$  °С;
- міжопалювальний період  $t_1/t_2=70/30$  °С (для цілі підбору теплообмінників приймається  $65/35$ °С).

#### Насосне обладнання

У системах ЦО і ГВП застосовуються енергоефективні насоси з плавним електронним регулюванням швидкості обертання (з перетворювачем частоти, що дозволяє регулювати тиск на вході у вузол в мережах низьких параметрів).

Вимоги до насосного обладнання наведено у п.3.2.3.

#### Арматура

Вимоги до арматури наведено у п.3.2.5

Системи автоматичного регулювання теплових пунктів повинні виконувати такі базові функції:

- регулювання перепадів тиску для забезпечення стабілізації перепаду тиску теплоносія на клапані регулятора теплового потоку. Перевагу слід надавати комбінованим клапанам, які поєднують функції регулятора теплового потоку та регулятора перепаду тиску.

- забезпечення автоматичного регулювання в залежності від погодних умов та підтримання необхідної температури в системах гарячого водопостачання.

Обов'язкове обладнання автоматичного теплового вузла:

- пристрої захисту регулювальних клапанів і водомірів від забруднень, що переносяться з теплоносієм (фільтри, шламовіддільники);
- пристрої контролю і вимірювання температури і тиску, призначені для оцінки правильності функціонування пристроїв автоматичного регулювання (термометри, манометри).

#### **Вимоги до обладнання системи автоматичного регулювання:**

Уся регулююча арматура, включаючи клапан температури, регулятори перепаду тиску, регулятори «до себе», «після себе», повинні мати фланцеве під'єднання до трубопроводів, відповідати номінальним параметрам  $T=150^{\circ}\text{C}$ ,  $P_u=16$  (25)  $\text{кгс/см}^2$  та має бути здатне працювати при перепадах тиску на регулюючому клапані до  $10 \text{ кгс/см}^2$ .

Для регулюючих клапанів з електроприводами типорозмірів  $D_u$  15-50 мм перевагу слід надавати клапанам, які мають комбіновану характеристику регулювання (логарифмічну в нижній частині ходу штока клапана і лінійну в верхній частині).

Автоматичне регулювання теплового потоку систем опалення за погодними умови слід здійснювати регулятором теплового потоку, забезпечуючи наближену до лінійної залежність теплового потоку від рівня керуючого сигналу.

#### Регулювальні клапани

- робоча температура:  $10 \div 130^{\circ}\text{C}$ ,
- робочий тиск: макс. 1,0 МПа (обидва параметри мають бути дотримані одночасно),
- модифікація клапана: корпус клапана розрахований на тиск PN 1,6 (2,5) МПа;
- фланцеві (фланець і клапан суцільної конструкції – литі), фланцеві з'єднання регулювальних клапанів повинні відповідати вимогам стандарту EN 1092-2;
- матеріал сідла і штока клапана: нержавіюча сталь (кислотостійка) різної твердості, шток клапана може бути виготовлений з інших нержавіючих матеріалів (кол. метали).

#### Електричні та сервоприводи

- електричне живлення: відповідно до живлення регулятора, контролера, електронного регулятора згідно з ДБН В.2.5-67:2013;
- вхід управління: відповідно до виходу сигналу, який може забезпечити регулятор управління, контролер, електронний регулятор згідно з ДБН В.2.5-67:2013.

#### Заглибні датчики температури води і термостати

- матеріал заглибної частини або її корпусу: нержавіюча сталь,
- робочі умови: мінімальний тиск 1,6 (2,5) МПа при максимальній температурі  $130^{\circ}\text{C}$ .

#### Регулятори перепаду тиску

Регулятори перепаду тиску застосовуються на всіх теплових пунктах (в складі обладнання ІТП згідно вимог ДБН В.2.5-67:2013 або в складі обладнання ЦТП згідно вимог ДБН В.2.5-39:2008) і мають бути призначені для забезпечення стабілізації перепаду тиску теплоносія на клапані регулятора теплового потоку відповідно вимог виробника. Розмір регулювального клапана підбирається з урахуванням максимального і мінімального перепаду тиску в мережі, який має місце на конкретній ділянці тепlopостачання без шуму і кавітаційних явищ. Діапазон налаштувань регуляторів перепаду тиску має забезпечувати налаштування розрахункових значень.

#### Регулятори температури

Регулюючий клапан з електроприводом для регулювання температури ГВП із функцією безпеки (рекомендовано).

Робоче середовище — мережна вода.

Граничний тиск — 1,6 (2,5) МПа.

Гранична температура 130°C.

З'єднання фланцеве.

Швидкість переміщення штока для систем ГВП - не більше 7 мм/с.

Для регулюючих клапанів з електроприводами типорозмірів Ду 15-50 мм перевагу слід надавати клапанам, які мають комбіновану характеристику регулювання (логарифмічну в нижній частині ходу штока клапана і лінійну в верхній частині).

Електропривод повинен мати можливість керування від електронного регулятора, контролера, а також вручну. Управління від контролера виконується 3-х позиційним імпульсним сигналом 220 В, 50 Гц.

Повинен поставлятися з ремонтною вставкою та комплектуючими для приєднання:

- відповідні фланці, ущільнюючі прокладки, болти, гайки.

#### Електронний регулятор

Електронний регулятор повинен бути запрограмований на підтримання заданої температури ГВП.

Регулятор повинен мати можливість дистанційної передачі даних для об'єднання їх в загальну систему диспетчеризації та дистанційного зчитування даних і зміни параметрів роботи (постачальник обладнання повинен бути готовим, за запитом замовника, надати додаткове обладнання та програмне забезпечення для загальної системи диспетчеризації та дистанційного зчитування даних і зміни параметрів роботи).

Тип регулювання - PI.

Значення температури від датчика надходить до електронного регулятора і, якщо воно відрізняється від заданого, від контролера поступають управляючі сигнали до електричного приводу регулятора температури.

### **3.2.11.1. Центральні теплові пункти**

#### **Водопідігрівальні установки гарячого водопостачання (ГВП) та незалежної системи центрального опалення (ЦО) типу СЕВП (СТВП).**

Окремо розташований центральний тепловий пункт (ЦТП) типу «Станція енерговодопостачання» (СЕВП), або «Станція тепловодопостачання» (СТВП) – це вузол керування роботою систем теплового споживання приєднаних до теплової мережі будинків, який служить для трансформації параметрів теплоносія, регулювання і розподілу теплоти по окремих ділянках; обліку спожитої теплоти; контролю за роботою розподільчих теплових мереж і місцевих систем теплового споживання.

Централізований контроль за роботою розподільчих теплових мереж в зоні ЦТП здійснюється засобами системи моніторингу стану теплових мереж, які повинні впроваджуватись на ЦТП, що модернізуються чи будуються.

СТВП відрізняється від СЕВП тим, що в СЕВП поєднано приміщення центрального теплового пункту та трансформаторної підстанції електропостачання мікрорайону.

Електропостачання ЦТП повинно бути забезпечене двома кабельними лініями по другій категорії надійності. Ввідний розподільчий пристрій обладнаний автоматикою вводу резерву (АВР), та забезпечений обліком активної та, в разі необхідності, реактивної енергії.

Теплові схеми СЕВП та СТВП повністю ідентичні.

Система гарячого водопостачання (ГВП) проектується з використанням швидкісних водопідігрівачів, приєднаних до джерела теплового постачання за двоступеневою схемою з використанням сучасних циркуляційних насосів обладнаних частотними перетворювачами, установки захисту трубопроводів від внутрішньої корозії, системи регулювання з регулятором перепаду тиску та регулятором температури.

До складу водопідігрівальної установки ГВП входить два розбірні водопідігрівача ГВП (кожна ступінь теплообмінника в окремому корпусі), які розраховані на 50 % існуючого теплового навантаження.

Водопідігрівач незалежної системи опалення (ЦО) складається з двох секцій (кожна розрахована на 50 % існуючого теплового навантаження) включених паралельно. При пошкодженні однієї секції, друга може працювати самостійно.

### **Водопідігрівачі гарячого водопостачання (ГВП) та незалежної системи центрального опалення (ЦО) типу КЕТБ-3.**

Окремо розташований центральний тепловий пункт (ЦТП) типу «Квартальний енерготехнічний блок» (КЕТБ-3) – це вузол керування роботою систем теплового споживання приєднаних до теплової мережі будинків, який служить для трансформації параметрів теплоносія, регулювання і розподілу теплоти по окремих ділянках, обліку спожитої теплоти; контролю за роботою розподільчих теплових мереж і місцевих систем теплового споживання.

До складу водопідігрівальної установки ГВП входить два розбірні водопідігрівача ГВП (одно- або двоступеневі (кожна ступінь теплообмінника в окремому корпусі)), які розраховані на 50 % існуючого теплового навантаження.

Водопідігрівач незалежної системи опалення (ЦО) складається з двох секцій (кожна розрахована на 50 % існуючого теплового навантаження) включених паралельно. При пошкодженні однієї секції, друга може працювати самостійно.

### **Водопідігрівачі гарячого водопостачання (ГВП) типу КЕТБ-1, КЕТБ-2.**

Центральний тепловий пункт (ЦТП) типу «Квартальний енерготехнічний блок» (КЕТБ-1, КЕТБ-2) – призначений для централізованого тепло- та водопостачання групи будівель змішаної поверховості, з підключенням систем опалення приєднаних споживачів за залежною схемою.

До складу водопідігрівальної установки ГВП входить два розбірні водопідігрівача ГВП (одно- або двоступеневі (кожна ступінь теплообмінника в окремому корпусі)), які розраховані на 50 % існуючого теплового навантаження.

#### Схема підключення теплообмінників ГВП

Двоступенева послідовна схема при  $Q^{\max}_{\text{ГВП}} / Q^{\max}_{\text{ЦО}} > 0,2$  за умови приєднання споживачів за залежною схемою ЦО або за незалежною схемою з елеваторними вузлами на вводах споживачів.

Паралельна схема при  $Q^{\max}_{\text{ГВП}} / Q^{\max}_{\text{ЦО}} < 0,2$  для залежної та незалежної схеми ЦО або за технічним рішенням.

Застосування погодного регулювання (по температурі в «контрольному» приміщенні) при відсутності елеваторних вузлів на вводах споживачів.

### **3.2.11.2. Індивідуальні теплові пункти**

**Вимоги до обладнання ІТП систем опалення, що включають наступні основні елементи:**

- регулятори перепаду тиску (перед регуляторами витрати теплового потоку);
- системи регулювання (ІП - регулювання) з регуляторами витрати теплового потоку, які працюють від контролерів;
- змішувальні насоси з віброізоляцією, бажано з однофазними електродвигунами на 220 В змінного струму;

- при необхідності регулятори типу "до себе" на зворотному трубопроводі, та «після себе» на подавальному в разі необхідності, в залежності від параметрів;
- автоматичні балансувальні клапани;
- запобіжні клапани на зворотному трубопроводі будинкових систем опалення;
- фільтруючий вузол "грязьовик-фільтр";
- кульову сталеву арматуру.

**Вимоги до обладнання в ІТП:**

- циркуляційні насоси з вібровставками за рекомендаціями виробника,
- за необхідності встановити насоси підвищення тиску холодної води в системі ГВП з частотно-регульованими приводами та вібровставками за рекомендацією виробника;
- установки захисту від внутрішньої корозії трубопроводів;
- автоматичні деаератори на трубопроводах гарячої води після других ступенів водопідігрівачів (в верхніх точках);
- кульову сталеву арматуру (у контурі, який нагріває);
- кульову арматуру (у контурі, який нагрівається), виготовлену з матеріалів, що розраховані на тривалий термін експлуатації у середовищі сирій недеаерованної води;
- фільтруючий вузол "грязьовик-фільтр";
- регулятори перепаду тиску (на трубопроводі контуру, який нагріває) перед регулятором температури;
- системи регулювання (ПП-регулювання) з регулятором температури (перед водопідігрівачем), які працюють від багатоканальних контролерів.

**Вимоги до систем електроживлення та автоматики:**

- приєднання ІТП до електричних мереж виконуються у відповідності до технічних умов.
- електроживлення теплопункту виконуються двома кабелями з загальною шафою АВР та обліком активної електроенергії;
- шафу підключення допоміжного обладнання;
- трансформатор 220/12В для забезпечення електроживлення переносного електроінструменту;
- окремі автоматичні вимикачі на ланцюгах живлення кожного електродвигуна;
- автоматичне включення та відключення електроприводів циркуляційних насосів ГВП по сигналу від датчиків температури;
- автоматичне відключення двигунів робочих змішувальних насосів ІДО у разі перевищення значення величини робочого струму в їх обмотках та незабезпечення розрахункового перепаду тиску між трубопроводами нагнітання та всмоктування, з одночасним включенням двигуна резервного насоса, а також відключення резервного насоса при виході його з ладу;
- автоматичне відключення двигунів підвищувальних насосів та циркуляційних насосів ГВП у разі перевищення значення величини робочого струму в їх обмотках.
- можливість увімкнення та вимкнення двигунів насосів в місцевому та автоматичному режимах;
- функціонування кожного з насосів, як у режимі роботи, так і резерву;
- автоматичне відновлення працездатності двигуна насоса, який працював, у разі зникнення та відновлення електроживлення теплового пункту;
- захист електродвигунів насосів від зникнення фаз, перекосу фаз, перевищення номінального струму та опору ізоляції за допомогою сучасного електронного реле;
- автоматичне включення дренажних насосів у разі перевищення допустимого рівня води в прямку за допомогою поплавкової системи, яка контролює рівень води у прямку і



комплектується разом з насосом або окремо;

- в приміщенні ІТП виконуються освітлення відповідно до вимог НТД для виробничих приміщень та згідно з вимогами розділу 6.11. "Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів";
- компактне розміщення електрошаф та шаф керування (у захисному варіанті IP54) поблизу механізмів, які керуються від цих шаф, з вільним доступом до них;
- для забезпечення безпеки експлуатаційного персоналу у теплових пунктах повинні передбачатись заходи з електробезпеки відповідно до вимог п. 1.7.32 ПУЕ.

При проектуванні вбудованих ІТП також повинні передбачатись:

- захист всіх насосів від режиму "сухого ходу";
- на системах опалення та ГВП манометри та термометри;
- установка лічильників витрат холодної води на потреби ГВП;
- оперативний доступ до технологічного обладнання, контролерів, регуляторів, арматури та КВП.

Обов'язковою вимогою є також встановлення вузлів обліку теплової енергії.

### **3.2.12 Газомазутне обладнання**

Під час експлуатації мазутних господарств КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» повинна забезпечуватися безперебійна подача підігрітого і профільтрованого палива в кількості, необхідній для забезпечення відповідного навантаження котлів, з тиском і в'язкістю, які необхідні для нормальної роботи форсунок, відповідно до вимог експлуатаційних інструкцій котлів.

Експлуатація МГ повинна бути організована відповідно до чинних НД, в тому числі ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»; ДСТУ 4058-2001 «Паливо нафтове. Мазут. Технічні умови» зі змінами; ГНД 34.23.501-2004 «Мазутні господарства на енергооб'єктах. Інструкція з експлуатації»; ГНД 34.21.522-2004 «Резервуари сталеві вертикальні циліндричні для зберігання рідкого палива і води. Конструкції будівельні. Інструкція з експлуатації»; ГНД 34.09.102-2004 «Методика інвентаризації рідкого палива на енергооб'єктах» та інших НД.

## **3.3. Автоматизовані системи**

### **3.3.1. Автоматизовані системи керування технологічними процесами**

#### **Загальні вимоги до АСКТП**

У відповідності до вимог п.5.11.9 нормативного документа «Технічна експлуатація електричних станцій та мереж. Правила» АСКТП має бути багатофункціональною, розподіленою, вільно програмованою автоматизованою системою, розрахованою на довгострокове безперервне функціонування у режимі реального часу, яка реалізує необхідні функції збору, обробки й надання інформації, а також функції управління, регулювання, захистів, блокувань і сигналізації.

АСКТП має створюватися на основі передових системотехнічних принципів та на базі, як правило, єдиного програмно-технічного комплексу (ПТК). ПТК повинні мати функції самоконтролю та діагностики, повинна забезпечуватися можливість гарячої заміни пристроїв, які вийшли з ладу без відключення живлення.

Спеціалізовані управляючі та інформаційні системи, які поставляються вбудованими в обладнання або у відповідності до проекту, разом з обладнанням (контроль вібрації та відносних розширень, контроль факелу, запально-захисні пристрої тощо), які реалізовані на спеціалізованій апаратурі, також мають бути інтегровані в об'єднану АСУТП.

В цілому АСКТП має бути надійною, простою і зручною в експлуатації, забезпечувати автоматизоване управління обладнанням у всіх режимах його роботи, як планових, так і аварійних чи перехідних. Структура та технічні засоби АСКТП мають виключати втрату управління обладнанням з причини відмов обладнання чи електроживлення, помилок персоналу, порушень мікроклімату і інших загальних причин та забезпечувати безаварійну зупинку обладнання.

Електроживлення апаратури має здійснюватися від двох незалежних джерел живлення з автоматичним перемиканням на резервне живлення, апаратура має бути стійкою до тимчасової втрати напруги живлення під час спрацювання АВР.

АСКТП має створюватися на основі «РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ АСУ ТП на об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (Додаток 28 до Технічної політики).

Розробка та впровадження АСКТП має відбуватись у відповідності до технічного завдання, яке враховує конкретні технічні рішення по обсягах та етапах реконструкції існуючих традиційних СКУ. Розробка та впровадження АСКТП має проводитись з урахуванням вимог стандартів СУІБ для ПТК АСКТП та SCADA-систем.

### **Функції АСКТП**

АСКТП має вирішувати наступні задачі контролю та автоматизації обладнання:

- збір, обробку та надання (відображення) оперативному персоналу достатньої, достовірної та своєчасної інформації про стан обладнання та протікання технологічних процесів;
- реєстрацію, архівацію і документування інформації, включаючи формування позмінних та щодобових зведень;
- дистанційне управління запірними й регулюючими органами, механізмами й комутаційними апаратами, включаючи частотне регулювання оборотів електричних приводів димососів, дуттьових вентиляторів та інших механізмів.
- автоматичне регулювання технологічних параметрів, у тому числі участь у первинному, вторинному регулюванні параметрів енергосистеми;
- автоматизоване програмне логічне управління основними етапами пуску тепломеханічного обладнання, включаючи формування по поточному тепловому графіку планів-завдань пуску, автоматизований пуск агрегатів та механізмів, автоматичне регулювання окремих параметрів, автоматизоване програмне логічне управління за заданим алгоритмом, контроль та оцінку виконання програм пуску;
- автоматизоване програмне логічне управління основними етапами зупинки тепломеханічного обладнання, включаючи автоматизоване розвантаження енергоблоків та котлів, автоматичне регулювання окремих технологічних параметрів, контроль та оцінку виконання програми зупинки обладнання;
- технологічні захисти та блокування обладнання, у тому числі автоматичне включення резерву механізмів власних потреб;
- попереджувальну та аварійну світлову і звукову сигналізацію про відхилення технологічних параметрів від заданих значень і роботи обладнання від заданих режимів;
- вирішення розрахункових задач, пов'язаних з оптимізацією режимів роботи, розрахунком техніко-економічних показників;
- температурний контроль металу поверхонь нагріву обладнання, вібраційний контроль і контроль механічних величин турбогенераторів та інших обертових механізмів;
- хімічний контроль за водними режимами;
- моніторинг шкідливих викидів та виміри концентрації шкідливих речовин у воді скидних трубопроводів, у вихідних газах димових труб.

## Структура АСКТП

АСКТП має бути багаторівневою і будуватися по магістрально-модульному принципу з використанням мікропроцесорних систем збору інформації й управління, локальної обчислювальної мережі та промислових серверів і автоматизованих робочих місць на базі ПЕОМ.

Нижній рівень системи (контролери управління й виводу/вводу інформації) має реалізовувати функції вводу/виводу інформації, регулювання, управління й контролю. Контролери можуть бути як централізованого (шафа з модулями вводу/виводу й центральним процесором), так і децентралізованого розподіленого (виносні модулі вводу/виводу у безпосередній близькості від обладнання) виконання.

Верхній рівень системи (сервери, автоматизовані робочі місця, мережева інфраструктура) має реалізовувати операторський інтерфейс (надання інформації персоналу, дистанційне управління, вмикання/вимикання та зміна завдання автоматичним регуляторам, включення/відключення логічних задач управління), реєстрацію та архівацію інформації, завантаження програмного забезпечення й контроль функціонування нижнього рівня, підтримку оперативної бази даних.

У системі має застосовуватися принцип одноразового введення інформації і її використання у всіх підсистемах верхнього й нижнього рівня.

Обмін інформацією в системі має відбуватися на базі резервованої відмово стійкої технологічної локальної обчислювальної мережі типу Ethernet.

Для захисту від зловмисних або інших несанкціонованих впливів з боку зовнішніх мережевих зв'язків комплекс АСКТП повинен бути оснащений засобами захисту від зовнішніх вторгнень, в тому числі граничним маршрутизатором із захисним мережевим екраном (FireWall).

Граничний маршрутизатор повинен бути укомплектований достатнім набором захисних опцій для виконання процедур інформаційного захисту, які визначатимуться для АСУТП політикою інформаційної безпеки.

Більш детальний опис функцій та структури АСКТП дивись «РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ АСУ ТП на об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», Розділ 2.

### Часові характеристики системи

АСКТП має забезпечувати наступні цикли вирішення задач:

- збір, первинна обробка аналогових і дискретних сигналів, формування команд управління - 0,2 с;
- значення тиску в системі моніторингу теплових мереж - 0,1 с;
- вирішення задач захистів і АВР - 0,1 с;
- вирішення задач керування та регулювання - 1,0 с;
- обмін інформацією між контролерами з верхнім рівнем – 0,5 с;
- відображення та автооновлення інформації на екранах - 1,0 с;
- прийом команд управління з АРМ -0,5 с;
- вивід на екран нової відеограми – 1,0 с.

Реєстрація сигналів в АСКТП має здійснюватися з циклом відповідних задач. Реєстрація дискретних сигналів має здійснюватися по зміні їх стану. Мітка часу має присвоюватися в місці першого входження інформації в систему. Час збереження інформації в оперативному архіві має складати не менше семи діб.

Точність часу в окремих контролерах системи має бути не гірше 10 мс.

### 3.3.2. Системи диспетчеризації

Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного управління (АСДТУ) мають

включати в себе наступні функціональні підсистеми:

- оперативного диспетчерсько-технологічного управління;
- збору й передачі інформації.

Підсистеми диспетчерсько-технологічного управління мають забезпечувати:

- контроль стану об'єктів диспетчеризації (теплових та електричних джерел, об'єктів магістральних теплових мереж) з відповідних диспетчерських пунктів та щитів керування;
- організацію оперативних дій по локалізації технологічних порушень й відновленню режимів роботи об'єктів диспетчеризації;
- формування розрахункової моделі мереж, розрахунок гідравлічних режимів;
- емуляцію та розрахунок режимів мереж;
- розрахунок невимірювальних технологічних параметрів, їх усереднення та інтегрування;
- контроль та вибір режимів роботи джерел та мереж по умовах забезпечення якості теплової та електричної енергії у споживачів;
- моніторинг подій з відображенням (візуалізацією);
- відображення теплових та електричних схем та їх масштабування, ведення схеми нормального режиму мережі;
- управління режимами роботи джерел та мереж;
- можливість ручного введення значень параметрів: прості, значення по графіку або альтернативна заміна;
- телекерування об'єктами диспетчеризації;
- організацію оперативного обслуговування об'єктів диспетчеризації без постійного оперативного персоналу, виконання оперативних перемикань, режимне забезпечення безпечного виконання ремонтно-експлуатаційних робіт на обладнанні;
- моніторинг сигналів охоронних систем та систем відеоспостереження на віддалених об'єктах;
- контроль об'єктів без постійного персоналу з можливістю управління ними з диспетчерських пунктів, в управлінні яких вони перебувають;
- збір даних, перевірка достовірності та первинну обробку інформації з інженерних систем об'єктів диспетчеризації;
- діагностику стану пристроїв телемеханіки, пристроїв РЗА та каналів зв'язку;
- збереження зібраної інформації ;
- можливість адміністрування АСДТУ та управління системою доступу до виконання всіх її функцій з забезпеченням парольного захисту;
- обмін даними з суміжними АСДТУ, АСКОВЕ та SCADA системами у ієрархії систем диспетчерського управління за протоколами: OPC, IEC 60870-5-104 Master/Slave, TCP/IP DNP3 Master/Slave, IEC 61850 Client/Server, SNMP;
- дотримання вимог захисту інформації: АСДУ повинна бути підключена до захищеної сегментованої технологічної комп'ютерної мережі, працювати з ОС MS Windows Server 2008R2/2012R2, або вище ,бути сумісною з системою антивірусного захисту – MS ForefrontClientSecurity або McAfeeEndpointProtection, SymantecEndpointProtection. В якості СУБД повинна використовуватись СУБД ORACLE версії не нижче 11g або сумісна з нею СУБД MS SQL 2008, чи більш пізня версія;
- роботу в єдиному часі: до складу АСДТУ повинна входити підсистема єдиного часу для синхронізації системного часу всіх пристроїв комплексу та обладнання автономних цифрових систем, що інтегруються. Підсистема єдиного часу повинна підтримувати протокол NTP(SNTP).
- система повинна бути працездатна на промисловому ПК с характеристиками: CPU – двоядерний процесор з тактовою частотою 2.40 GHz; RAM - 4096 MB; Harddisk - 80 GB або краще.

– електроживлення всіх пристроїв АСДУ повинно виконуватись від гарантованого джерела живлення. Бажано виконувати підключення одного вводу до мережі змінної напруги, другого – до постійної напруги.

### **Засоби диспетчеризації нижнього рівня.**

Об'єкти теплових мереж, які модернізуються чи будуються, в залежності від призначення, повинні бути оснащені засобами диспетчеризації нижнього рівня:

- НС, магістральні теплові павільйони та теплові камери (в залежності від наявності електроживлення), СЕВП, СТВП, КТБ-3 - підсистема телемеханіки;
- об'єкти розподільчих теплових мереж (типу БН, КТБ-1, КТБ-2, вбудовані теплові пункти та вузли вводу)- підсистема моніторингу стану теплових мереж;
- КК (при наявності вбудованої системи автоматичного керування) - підсистема аварійно-попереджувальної сигналізації КК;
- КК з АСУТП - підсистема диспетчеризації КК.

### **Підсистема телемеханіки (ПТМ)**

Підсистема телемеханіки повинна забезпечити збір, первинну обробку, накопичення, зберігання та передавання технологічної інформації та команд телекерування.

ПТМ базується на мікропроцесорному програмно логічному контролері (ПЛК) з відкритою програмною архітектурою. Контролери повинні не мати у своєму складі вентиляторів або обігрівачів для підтримки кліматичного режиму.

Обсяг телекерування повинен забезпечувати попередження виникнення аварійної ситуації чи її розвиток на об'єкті. Телекерування здійснюється з РДП відповідного РТМ.

Інформаційний обмін з верхнім рівнем здійснюється по стандартних міжнародних протоколах (IEC 870-5-101/103/104, Modbus) по інтерфейсам Ethernet.

Для керування обладнанням, між локальним контролерами та комутаційним обладнанням мають бути встановлені проміжні пристрої з характеристиками, достатніми для роботи в оперативних ланцюгах управління.

Первинні перетворювачі тиску повинні мати стандартні виходи: 4-20 мА, характеристики первинних перетворювачів температури, електричних параметрів, витрат визначаються на стадії проектування.

Обладнання ПТМ повинно бути оснащена АБЖ з підтримкою роботи не менше 2 годин.

Апаратура ПТМ має відноситись до групи кліматичного виконання з наступними умовами:

- робоча температура - від -20 до +55°C;
- відносна вологість - від 5% до 95% RH.

Вимірювані параметри:

- тиск;
- температура;
- витрати;
- електричне навантаження;
- дискретні сигнали (стан обладнання та електрокомутаційних апаратів, детектори, охоронна сигналізація, затоплення, тощо).

Обсяг визначити на стадії проектування в залежності від теплотехнічного об'єкту.

### **Засоби диспетчерської візуалізації.**

Для візуального відображення інформації на диспетчерських пунктах та щитах керування мають застосовуватись засоби індивідуального відображення інформації (монітори АРМ) та засоби колективного відображення інформації (диспетчерські щити та «відеостіни»).

Рішення на базі LED панелей або проєкційних відеокубів застосовується при необхідності оснащення диспетчерських пунктів КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ



МЕРЕЖІ» та районів теплових мереж СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» системою відображення диспетчерської інформації з метою відображення схемної, картографічної, текстової інформації, демонстрації презентацій і відео зображень.

Система колективного користування структурно складається з:

- професійних LED панелей 55” (проекційних кубів), стійок кріплення і складальних комплектів, що сукупно утворюють «відеостіну»;
- графічного контролера, що забезпечує виведення зображення на відеостіну;
- системи безперебійного енергозабезпечення;
- системи кондиціонування та вентиляції повітря.

Основні вимоги до «відеостіни»:

- інформація має відображатися з урахуванням динаміки зміни топології та параметрів мережі у залежності від ініціативи диспетчера або від процесів, що відбуваються, з можливістю зміни деталізації схеми на відеокадрі;
- можливість моделювання різних режимів мереж та джерел, з відображенням прогнозованих місць пошкодження та розрахованих параметрів мереж;
- можливість за необхідності подальшого розширення загальної площі щита («відеостіни») вверх та вздовж без заміни конструктивів, простим їх «нарощуванням»;
- надійна система безперебійного електроживлення та «гарячого» резервування апаратного та програмного забезпечення, а також засоби підтримки мікроклімату.

Кількість та діагональ панелей «відеостіни» визначається виходячи з приміщення, в якому передбачається її розміщення та вимог до інформації, що повинна відображатися. Також до уваги береться кількість диспетчерів в зміні, насиченість відображення схеми мережі, необхідність у відображенні інших даних тощо.

Якщо дозволяє внутрішній простір диспетчерського пункту, в якому передбачається розміщення «відеостіни», то розмір діагоналі LED панелей або проекційних відеокубів має бути не меншим ніж 55”.

### 3.3.3. Геоінформаційна система

В геоінформаційній системі повинен бути реалізований наступний функціонал:

- централізоване зберігання даних;
- адміністрування даних;
- редагування та візуалізація даних;
- оптимізація проектування і аналізу мережі;
- підтримка одночасної спільної роботи та редагування даних декількох користувачів з однією базою даних, в тому числі з можливістю гідравлічного моделювання. Базова інформаційна платформа та блок для гідравлічного моделювання теплових мереж мають бути багатокористувацькими та бути доступними для кожного користувача комплексу;
- розв'язання задач прогнозування і планування (моделювання, імітація, порівняльний аналіз, визначення пріоритетів щодо заміни та ремонту обладнання та мереж в короткостроковій і середньостроковій перспективі, забезпечення надання споживачам послуг належної якості);
- технічний аналіз мереж;
- інструментарій для проведення гідравлічного моделювання та аналізу результатів;
- візуалізація розрахованих параметрів на карті, поруч з об'єктами, яких вони стосуються;
- управління видимістю об'єктів в залежності від відображуваного масштабу карти;
- перегляд і аналіз даних в просторовому вираженні.
- облік будівель і ділянок в об'єктній формі;
- відповідні каталоги видів і типів пристроїв, виробників і інших речей аналогічного

- характеру, з можливістю редагування цих каталогів уповноваженим користувачем;
- можливість створення довільних запитів на основі представлення декількох умов (включаючи пов'язані таблиці і просторові умови);
  - готовий набір параметризованих запитів по основних об'єктах бази даних за елементами системи теплопостачання (теплові вузли, камери, трубопроводи, пристрої тощо);
  - можливість збереження певних запитів і повторного їх виконання;
  - можливість відображення та друку будь-якого фрагменту системи теплопостачання;
  - обов'язкове автоматичне створення топології теплової мережі з контролем правильності введення даних;
  - бути функція підключення до будь-якого об'єкта документації у вигляді будь-якого файлу або файлів на диску, наприклад, сканованої технічної документації. Файли з локального диска повинні бути поміщені в центральне сховище;
  - вивід графічної інформації по шарам;
  - можливість експорту атрибутивних даних до форматів XLS, DOC, SHP. Експорт даних обраних об'єктів щонайменше у формати MS Word, MS Excel, MS Access, XML, Shape;
  - можливість виконувати зміни атрибутів на декількох об'єктах одночасно - групові зміни;
  - можливість підключення додаткових ресурсів до інформаційно-розрахункового комплексу у форматі DXF, DWG, DGN, SHP, MapInfo без необхідності завантаження їх у базу даних, наприклад, із центрів геоданих;
  - можливість автоматичного пошуку мінімальної зони відключення мережі шляхом вказівки арматури для закриття. Можливість ігнорування вказаних засувки в цьому аналізі (наприклад, арматура неможлива до закриття в результаті її несправності або недоступності);
  - пошук альтернативного шляху живлення, візуалізація відділеної області і можливих або неможливих для живлення зони.

### **3.3.4. Системи обліку енергоресурсів**

Системи обліку енергоресурсів включають в себе наступні системи за об'єктом обліку:

- Автоматизовані системи обліку теплової енергії (комерційного та/або технічного);
- Автоматизовані системи обліку витрати палива (комерційного та/або технічного);
- Автоматизовані системи технічного обліку інших енергоресурсів (вода, пара тощо).

### **3.3.5. Облік теплової енергії**

Необхідно впроваджувати автоматизовані системи обліку виробленої та відпущеної теплової енергії (АСОТ) для:

- підвищення надійності та точності комерційного обліку теплової енергії;
- повної автоматизації розрахунків кількості виробленої та відпущеної теплової енергії та автоматичного формування необхідної звітної документації;
- забезпечення технологічного контролю за поточним станом теплофікаційного обладнання, а також сигналізації відхилень від заданого режиму параметрів (теплової енергії, витрати, тиску та температури) теплових магістралей та елементів теплофікаційної установки ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6, котельень магістральних мереж та автономних районних котельень з візуалізацією параметрів у вигляді мнемосхем, таблиць та графіків для оперативного та адміністративно-технічного персоналу станцій, теплових мереж та Апарату управління КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО;
- забезпечення архівування та тривалого зберігання зафіксованих поточних параметрів теплових магістралей, теплофікаційних установок, водогрійних котлів теплогерел та теплових мереж;

– зниження експлуатаційних витрат та затрат на ремонти обладнання теплогерел та мереж.

АСОТ повинна забезпечувати виконання базових функцій (комерційний та технологічний облік теплової енергії) і функцій постачання даних для диспетчерсько-технологічних завдань (ОІК систем АСДУ).

Базові функції АСОТ:

– обробка даних по фактичним значенням величин тисків, температур та витрат води з оповіщенням оперативного персоналу звуковою та світловою сигналізацією, в разі виходу параметрів за межі допустимих значень;

– вимірювання та обробка інформації: для комерційного та технічного обліку теплової енергії, для визначення маси теплоносія та поточних значень технологічних параметрів;

– відображення інформації від датчиків, встановлених на тепломеханічному обладнанні в зручному вигляді для інженерно-технічного та оперативного персоналу (одночасне виведення мнемосхем, таблиць, графіків тощо);

– облік теплової енергії в нормальних, аварійних режимах та режимах гідравлічних випробувань;

– розрахунок параметрів і показників, які не вимірюються;

– реєстрація та архівація, з фіксацією часу, аварійних і поточних подій об'єкта управління;

– ручне введення (за необхідності), параметрів зв'язок з якими тимчасово відсутній;

– обмін інформацією з ОІК ОДУ ТМ та ОДУ Апарату управління в автоматичному і інтерактивному режимах;

– визначення недостовірної інформації про параметри з метою її корегування;

– відображення окремого інформаційного поля з метеоумовами та температурним графіком;

– відображення кількості виробленого тепла на водогрійних котлах або енергоблоках станції;

– автоматизація формування оперативних і інших видів звітності;

– зберігання первинної інформації і результатів розрахунків з метою їх подальшого використання;

– видача параметрів у вигляді форм EXCEL, WORD;

– синхронізація часу АСОТ з астрономічним або з еталонним джерелом часу

Підприємства.

Допоміжні функції:

– паролний захист інформації;

– діагностика стану, режимів роботи, програмного забезпечення і баз даних АСОТ;

– діагностика стану приладів обліку і каналів зв'язку;

– розробка нових звітних форм без участі розробника АСОТ;

– збільшення кількості клієнтських місць без участі розробника.

Теплові лічильники повинні забезпечити надання інформації в центр збору та обробки даних АСОТ з паралельним наданням інформації в необхідних обсягах відповідним службам та підрозділам СП КТЕЦ, СП КТМ та АУ КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО», а саме:

– кількість теплоти  $Q$ , (Гкал) і (МВтгод);

– об'єм  $V$ , ( $m^3$ ) і масу  $M$  (т) теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводі;

– поточне значення об'ємної витрати  $G_v$  ( $m^3/год$ ) і масової  $G_m$  (т/год) витрати теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводі;

– теплове навантаження  $W$ , (Гкал/год, Мвт);

– температура теплоносія в подавальному  $t_1$  та зворотному  $t_2$  трубопроводах;

– різниця температур  $\Delta t$  в подавальному та зворотному трубопроводах;

– час напрацювання теплового лічильника  $T_p$ , (год);

- тиск в подавальному та зворотному трубопроводі, (кг/см<sup>2</sup>) і (МПа);
- поточні дата та час;
- інформація про модифікацію лічильника, його налагоджувальні параметри і стан приладу, про втручання в лічильник.

Вихідний електричний сигнал лічильника - RS-485 або інший уніфікований сигнал за попереднім узгодженням із замовником.

Теплові лічильники повинні забезпечувати архівування:

- погодинної, щодобової, помісячної кількості теплоти, маси, об'єму теплоносія та часу напрацювання (наростаючим підсумком), щорічної кількості теплоти (за кожен рік) та з часом напрацювання (за кожен рік);
- середньогодинних, середньодобових і середньорічних значень температури, тиску та локальної швидкості (в точках заміру) теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах
- часу початку та закінчення події та помилок (несправності), а також їх коду.

Глибина архіву повинна складати:

- щогодинного – 40 діб;
- щодобового – 12 місяців;
- щомісячного – 5 років;
- події – 15 000 записів.

Діапазон вимірювання температури теплоносія від 0°C до 150°C.

Тиск теплоносія від 0,2 до 30 кгс/см<sup>2</sup>.

За стійкістю та міцністю впливу атмосферного тиску теплотелічильники повинні відповідати групі виконання D1 за ГОСТ12997.

Електричний опір ізоляції ланцюгів живлення теплотелічильника відносно корпусу при температурі навколишнього повітря (20±5°C) та відносній вологості не більше 80% не менше 40 МОм.

Межа допустимої основної відносної похибки при вимірюванні об'єму та маси теплоносія ±2,5 %.

Швидкість потоку теплоносія від 0,4 до 8 м/с.

Межа допустимої відносної похибки вимірювання часу напрацювання не більше ±0,01%.

Межа допустимої абсолютної похибки при вимірюванні температури не більше ±1,3%.

Межа допустимої основної відносної похибки теплотелічильника при вимірюванні тиску теплоносія ±1,5%.

Норма середнього напрацювання до відмови теплотелічильника з урахуванням технічного обслуговування, не менше 72 000 год.

Автоматизована система обліку тепла повинна забезпечити:

- вимірювання та обробку інформації для комерційного та технологічного обліку теплової енергії, маси теплоносія та поточних значень технологічних параметрів;
- безпосереднє відображення на вузлі обліку (теплотелічильнику) облікових параметрів як поточних, так і архівних, а також їх виведення на друк;
- запис інформації з обліку теплової енергії та теплоносія на сервер облікових даних центру збору та обробки даних АСОТ;
- формування архівів накопичених результатів, що включають дані про відпуск теплової енергії для наступного статистичного та економічного аналізу;
- надання персоналу і службам Підприємства оперативної та облікової інформації про параметри теплоносія по магістралях;
- облік теплової енергії при нормальному режимі роботи теплових мереж, а також в аварійних режимах (відключенні однієї або двох теплових магістралей, відключенні однієї зворотної або прямої теплової магістралі) та режимах випробування теплових мереж – розділенні теплових магістралей I та II черги.

### 3.3.6. Облік палива

Автоматизована система обліку споживання газу КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» має стати єдиною для всіх споживачів газу інтегрованою повнофункціональною системою обліку витрат газу, яка забезпечить:

- централізоване оперативне автоматичне (за заданим розкладом) збирання інформації по витраті газу на енергогенеруючих об'єктах Підприємства: ТЕЦ, районних та квартальних котельнях, станціях тепlopостачання;
- зберігання, архівацію та документування зібраної інформації на серверах обліку газу Підприємства;
- представлення інформації на АРМ (автоматизованих робочих місцях) оперативного персоналу ТЕЦ, ДП ОДУ ТМ, а також керівництву Підприємства;
- доступ ПАТ «Київгаз» по каналах зв'язку до даних з вузлів обліку газу за узгодженими протоколами обміну;
- формування наступних звітних та довідкових документів в системі:
  - Протокол (звіт) за добу – погодинний;
  - Протокол (звіт) за місяць – подобовий;
  - Протокол позаштатних ситуацій;
  - Протокол втручань у роботу вузла обліку газу;
- можливості використання даних системи через відкриті стандартні програмні інтерфейси в інформаційних системах, що існують чи створюватимуться на Підприємстві у майбутньому (наприклад, для консолідації з даними АСКОЕ або АСОТ для аналізу ефективності використання газу для виробітку електроенергії або теплової енергії).

Реалізація повномасштабної системи обліку газу на Підприємстві дозволить одержувати інформацію за вибраний інтервал часу з ТЕЦ-5, ТЕЦ-6 та котельнь, формувати на серверах обліку газу єдину базу даних. Система дозволить формувати в табличному або графічному вигляді звіти за необхідний період (година, доба, місяць, рік).

Така система, дозволить на основі одержаних даних аналізувати та виявляти найбільш ефективні режими роботи обладнання, мінімізувати витрати природного газу для одержання теплової та електричної енергії.

## 3.4. Ремонт, діагностика

### 3.4.1. Ремонт обладнання та його організація

#### Мета ремонтного обслуговування

Система технічного обслуговування і ремонту технологічного обладнання електростанцій, котельнь і мереж передбачає виконання комплексу робіт, які проводяться з певною періодичністю і послідовністю, спрямованих на забезпечення справного стану обладнання, його надійної і економічної експлуатації, при оптимальних трудових і матеріальних витратах.

#### Принципи планування ремонтів

Планування, підготовка та виконання ремонтів виконується на основі проведеного аналізу експлуатаційних характеристик, статистики пошкоджень та ресурсу роботи деталей і вузлів обладнання у відповідності з вимогами чинних в галузі норм і нормативів.

Передбачаються три види планових ремонтів: поточний, середній та капітальний ремонт.

**Поточний ремонт** – вид ремонту обладнання, при якому шляхом очистки, перевірки, зміни швидкозношувальних частин, вузлів, купованих виробів, а в необхідних випадках і шляхом налагодження в період між капітальними ремонтами забезпечується нормальна експлуатація обладнання з технічними показниками, близькими до рівня, досягнутого після капітального ремонту.



**Середній ремонт** – виконується для відновлення справності і часткового відновлення ресурсу виробів із заміною або відновленням складових частин обмеженої номенклатури і контролем технічного стану складових частин, який виконується в обсязі, встановленому в нормативно-технічній документації.

**Капітальний ремонт** – найбільш складний і повний за обсягом вид планово-попереджувальних ремонтів. При цьому проводиться повне розбирання обладнання чи розкривання мереж, відновлення або заміна зношених деталей, вузлів чи ділянок, ремонт базових деталей обмоток, комунікаційного устаткування (траншей, каналів, естакад, опор тощо), які можуть не забезпечити надійної роботи в наступний міжремонтний період, з доведенням всіх характеристик і параметрів обладнання і мереж до мінімальних паспортних даних з забезпеченням працездатності в межах нормативного міжремонтного періоду. При проведенні капітальних ремонтів повинні виконуватися заходи, які спрямовані на поліпшення тривалості безперервної роботи обладнання та техніко-економічних показників, у тому числі:

- проведення модернізації окремих елементів і вузлів з урахуванням передового досвіду експлуатації;
- у випадках, коли витрати на ремонт складають понад 50% вартості встановлення нового обладнання, розглядати, в кожному окремому випадку, доцільність встановлення нового обладнання;
- планування виконання ремонтів з урахуванням фактичного технічного стану обладнання;
- після демонтажу обладнання здійснювати його комісійне обстеження для визначення можливості подальшого використання або утилізації. При визначенні можливості подальшого використання демонтованого обладнання необхідно враховувати фактори технічної та економічної доцільності виконання робіт (ремонт, реконструкція, модернізація) по доведенню технічних показників демонтованого обладнання до/зверх проєктних (паспортних).

### **Принципи організації робіт з ремонтного обслуговування**

Забезпечення рівномірної зайнятості ремонтного персоналу і зменшення термінів ремонтів основного обладнання шляхом використання при виконанні ремонтів підготованого обмінного фонду основних вузлів і агрегатів. Джерелом створення обмінного фонду повинні бути комплекти, що постачаються разом з обладнанням, запасні частини та матеріали централізованого постачання, відновлені в міжремонтний період деталі та вузли обладнання.

Ефективне та оптимальне розподілення запланованих обсягів робіт за способом виконання – підрядним способом або господарським способом, виходячи з економічної доцільності та максимальної ефективності використання трудових і матеріальних ресурсів.

### **Вимоги до формування номенклатури і обсягів ТМЦ (у т.ч. аварійного запасу) для виконання ремонтного обслуговування**

Номенклатура і обсяги матеріально-технічних ресурсів, які зараховуються до поточного та аварійного запасів, розробляються та затверджуються у відповідності з вимогами внутрішніх ОРД, галузевої нормативно-технічної документації, правил безпечної експлуатації, пожежної і екологічної безпеки, приписів і директивних документів з урахуванням аналізу аварійних випадків за попередній період. При цьому необхідно звертати увагу на питання оптимізації відволікання обігових коштів і мінімізації витрат, контроль за рухом матеріально-товарних цінностей і підтримки необхідного рівня складських запасів.

Перед початком ремонту (для відображення в акті готовності до ремонту - за 10 днів) повинні бути заготовлені в обсязі не меншому ніж 80% згідно з відомостями обсягів робіт необхідні матеріали, запасні частини, вузли і підготовлена необхідна технічна документація.

### **Напрями удосконалення ремонтного обслуговування**

Застосування сучасних зразків обладнання і матеріалів зі збільшеним міжремонтним періодом, високопродуктивного обладнання, оснащення, засобів малої механізації і нових відновлюваних технологій.

Впровадження сучасних програмних комплексів управління та контролю процесів ремонтного обслуговування обладнання.

Оснащення підрозділів Підприємства обладнанням для виконання усіх видів вхідного контролю, застосування в процесі ремонтів запасних частин і матеріалів, які успішно пройшли вхідний контроль.

Створення ефективної системи підготовки спеціалістів-ремонтників середньої та вищої професійної освіти, підтримання та підвищення їх кваліфікації, стимулювання діяльності ремонтників на досягнення ключових цілей Підприємства.

Ефективне сполучення системи планово-попереджувальних ремонтів основного обладнання з гнучким плануванням обсягів та періодичності ремонтних робіт «виходячи зі стану» для допоміжного обладнання на заставах застосування програмно-технічних комплексів оцінки технічного стану і ризиків пошкоджуваності.

Розширення комплексу діагностичних заходів шляхом впровадження новітніх методів діагностування обладнання.

Здійснення якісного авторського та технічного нагляду за виконанням ремонтних робіт відповідно до чинних нормативних документів.

#### **3.4.2. Системи діагностики**

Після закінчення терміну експлуатації теплових мереж, який передбачений нормативно-технічною документацією, при наявності пошкоджень, які погіршують режим роботи теплопостачання і згідно з вимогами Правил технічної експлуатації теплових мереж, теплові установки і мережі підлягають технічному діагностуванню для встановлення можливості та умов подальшої експлуатації.

У 2013 році на Підприємстві створена служба діагностики теплових мереж, персоналом якої станом на 01.01.2020 проведено діагностування майже 404 км теплових мереж. Діагностування проводиться приладами акустичної томографії «Каскад-2», «Каскад-2.1» та «Каскад-3».

Метод акустичної діагностики відноситься до неруйнівних методів діагностики без розкриття теплової мережі.

Прилади «Каскад-2, 2.1, 3» можливо використовувати не тільки для діагностики теплових мереж, а і для пошуку пошкоджень на теплових мережах. Для цього необхідно придбати допоміжне обладнання, а саме:

- трасошукачі;
- курвіметри.

Перспективним напрямом діяльності служби за умови придбання відповідного обладнання (тепловізора) може стати розвиток методів теплового контролю теплових мереж, а саме - виявлення тепловтрат, стану теплоізоляції, витоків теплоносія на теплових мережах.

#### **3.5. Екологія**

КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» усвідомлює свою відповідальність за збереження навколишнього середовища на всіх стадіях виробничої діяльності: при генерації, передачі і постачанні електричної і теплової енергії. Діяльність в сфері екології повинна бути направлена на зниження негативних впливів на навколишнє середовище та відповідати чинному природоохоронному законодавству України.

### Основні принципи:

- запровадження передових технологій, направлених на мінімізацію екологічних збитків в процесі експлуатації енергетичних об'єктів;
- відповідальність за забезпечення охорони навколишнього середовища в процесі розвитку як теплових так і електричних мереж;
- відповідність обладнання, механізмів і процесів виробництва, передачі теплової і електричної енергії вимогам природоохоронного законодавства;
- скорочення виробничих відходів і екологічно безпечне поводження з ними;
- пріоритет прийняття попереджувальних заходів над заходами з ліквідації екологічно негативних впливів.

### Котельні агрегати

Відповідно до наказу МІНІСТЕРСТВО ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ від 16.02.2018 №62 «Про внесення змін до наказу Мінприроди від 22.10.2008 №541» встановлено Технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт:

1. Поточні технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин з існуючих установок (установки, введені в експлуатацію до 01.01.2018) діють до 31.12.2027.

2. Перспективні технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин передбачені для модернізованих (реконструйованих) та нових теплосилових установок, введених в дію після 01.01.2018.

З 01.01.2028 технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин для існуючих установок встановлюються на рівні перспективних технологічних нормативів.

Масові концентрації оксидів азоту (в перерахунку на діоксид азоту) при роботі котлоагрегатів на газу тепловою потужністю понад 50 МВт не мають перевищувати значень допустимих викидів від теплосилових установок (поточний технологічний норматив, що діє до 31.12.2027):

- при номінальній тепловій потужності установок (P, МВт)  $50 \leq P \leq 500$  технологічний норматив допустимих викидів NOx складає 300 мг/м<sup>3</sup>;

- при номінальній тепловій потужності установок (P, МВт)  $P > 500$  технологічний норматив допустимих викидів NOx складає 200 мг/м<sup>3</sup>.

Масові концентрації оксидів азоту (в перерахунку на діоксид азоту) при роботі котлоагрегатів на газу тепловою потужністю понад 50 МВт не мають перевищувати значень допустимих викидів від теплосилових установок (перспективний технологічний норматив, що діє з 01.01.2028):

- при номінальній тепловій потужності установок (P, МВт)  $P > 50$  технологічний норматив допустимих викидів NOx складає 100 мг/м<sup>3</sup>.

Масові концентрації оксиду вуглецю для існуючих установок не мають перевищувати встановленого значення технологічного нормативу допустимого викиду оксиду вуглецю для котлоагрегатів на твердому, рідкому та газоподібному паливі – 250 мг/куб. м. (поточний технологічний норматив, що діє до 31.12.2027).

Масові концентрації оксиду вуглецю для нових та модернізованих (реконструйованих) установок не мають перевищувати встановленого значення технологічного нормативу допустимого викиду оксиду вуглецю для котлоагрегатів на газоподібному паливі – 100 мг/куб. м. (перспективний технологічний норматив, що діє з 01.01.2028).

Масові концентрації викидів забруднюючих речовин від теплосилових установок, які включені до Національного плану скорочення викидів (НПСВ), не повинні перевищувати гранично допустимих викидів відповідно до НПСВ (відповідно до Розпорядження КМУ від 08.11.2017. №796-р).

Котли, номінальна теплова потужність яких не перевищує 50 МВт (43 Гкал/год), не

повинні перевищувати (для всіх видів палива):

- для NO<sub>x</sub> – згідно з вимогами природоохоронного законодавства;
- для CO – згідно з вимогами природоохоронного законодавства;
- для SO<sub>2</sub> – згідно з вимогами природоохоронного законодавства;
- суспендовані тверді частинки – згідно з вимогами природоохоронного законодавства.

При проведенні реконструкції, модернізації та будівництві об'єктів будь-якої потужності передбачити на котлоагрегатах, працюючих на мазуті, газу або вугіллі, впровадження малотоксичних пальників, при роботі яких викиди забруднюючих речовин (ЗР) з джерела утворення (котлоагрегат) в атмосферне повітря не перевищують значення нормативів допустимих викидів ЗР, встановлених актами законодавства ЄС у сфері охорони навколишнього середовища.

### **Мазутне господарство**

Передбачити технічні рішення щодо постачання, транспортування і зберігання нафтопродуктів, які дадуть можливість виключити випадки протікання нафтопродуктів на ґрунт і в ґрунтові води.

### **Моніторинг екологічних характеристик**

–системи автоматичного контролю за викидами забруднюючих речовин від основного обладнання (котлоагрегати і димові труби) по мг/м<sup>3</sup>, г/с, т/добу, т/рік., з можливістю експорту інформації в директивні органи.

–запровадження системи автоматизації хімічного контролю водного режиму та водопідготовки.

## **3.6. Енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності**

Типові вимоги, спрямовані на реалізацію Закону України «Про енергозбереження», «Комплексної цільової програми підвищення енергоефективності та розвитку житлово-комунальної інфраструктури міста Києва на 2016 – 2020 роки», постанов Кабінету Міністрів України, наказів і розпоряджень Міненерговугілля, Держенергоефективності, КП "КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО" та інших нормативно-правових документів та полягають в реалізації Підприємством вимог і заходів з проведення енергетичного обстеження, обліку всіх типів використовуваних енергетичних ресурсів, обліку вимог до енергоефективності будівель, будов, споруд, вимог до отримання споживачами Актів готовності, а також виконання ними відповідних обов'язків.

**Цілями і завданнями** є енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності через скорочення втрат по основному виду діяльності та скорочення споживання всіх видів енергетичних ресурсів, і реалізується через розробку програмних заходів, що забезпечують :

–виконання вимог законодавства України та інших нормативно-правових актів у галузі енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності;

–вдосконалення системи проведення контролю над енерговитратами і їх зниження;

–досягнення цільових індикаторів за напрямками програм енергозбереження та підвищення енергетичної ефективності;

–формування умов, що забезпечують економічно ефективну реалізацію частини потенціалу енергозбереження енергетичної ефективності;

–організацію моніторингу та коригування програм зменшення втрат і підвищення ефективності заходів;

–аналіз та впровадження передового досвіду і технологій ;

–безперервність (зв'язність) дії заходів в часі.

**Основними напрямками** в частині енергозбереження та підвищення енергетичної

ефективності є реалізація заходів спрямованих на :

- зниження витрат паливно-енергетичних ресурсів (природний газ, мазут, вугілля) шляхом оптимізації режимів і схем роботи енергообладнання, впровадження інвестиційних проектів з реконструкції, модернізації та будівництва сучасних енергооб'єктів;
- зниження втрат теплової енергії при виробництві, транспортуванні та постачанні теплової енергії;
- зниження витрат електроенергії при виробництві електричної енергії і виробництві, транспортуванні та постачанні теплової енергії;
- оснащення автоматизованими системами обліку споживаних енергоресурсів (паливо, електроенергія, тепла енергія, вода) енергообладнання, будівель та споруд Підприємства;
- впровадження моніторингу енергоспоживання об'єктів, планування впровадження заходів з підвищення ефективності енергоспоживання, контроль за ефективністю впровадження заходів;
- впровадження та дотримання політики системи енергетичного менеджменту на Підприємстві;
- навчання персоналу відповідального за ощадне енергоспоживання;
- створення і впровадження інноваційних пілотно-демонстраційних проектів з підвищення енергетичної ефективності;
- проведення енергетичних обстежень, енергетичних аудитів енергообладнання, будівель і споруд енергооб'єктів Підприємства.
- моніторинг чинного законодавства з енергоефективності та енергозбереження, відповідно розробка, вдосконалення нормативно-правових документів, внутрішніх регламентів (документів), а також проведення інформаційної роботи на Підприємстві;
- своєчасне проведення ремонтної компанії енергообладнання, будівель та споруд.

### **3.7. Порядок впровадження пілотних проектів в КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»**

1. Моніторинг інформаційної бази (інтернет, наукова література, тематичні виставки) з метою пошуку новітніх технологій у сфері енергетики.
2. Аналіз можливості застосування даних технологій на об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».
3. Аналіз ефективності та доцільності застосування новітніх технологій (враховуються енергетичні, економічні показники) на об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».
4. Вибір об'єкту для впровадження пілотного проекту (як приклад, наведені критерії відбору переведення газової котельні на альтернативний вид палива).
5. Пошук та залучення фірм, які спеціалізуються на даних питаннях для реалізації пілотного проекту.
6. Погодження впровадження проекту з керівництвом, проведення тендеру, підготовка проектної документації;
7. Виконання будівельних та монтажних робіт «під ключ», введення в роботу пілотного проекту.

#### **Порядок вибору пілотних проектів в галузі відновлювальних джерел енергії**

Критерії відбору об'єктів для пілотних проектів:

- недохові котельні, не повинні йти під ліквідацію;
- значний відпуск бюджетним та іншим споживачам (понад 70%);
- середнє теплове навантаження в опалювальний період понад 1 Гкал/год;
- наявність площ для зберігання біопалива рослинного походження;
- наявність під'їзних шляхів;
- наявність площ для нового обладнання без демонтажу існуючого;



- задовільний стан теплових мереж.

### 3.8. Заключна частина

Дані Типові вимоги призначені для впровадження і є обов'язковими:

- при реалізації програм нового будівництва, реконструкції, модернізації обладнання СП КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»;
- при формуванні технічних завдань на проектування теплотехнічного обладнання теплових мереж та джерел;
- при формуванні технічних вимог по реалізації технічних умов на приєднання до теплових мереж;
- при реалізації принципів виконання комплексного капітального ремонту структурними підрозділами та підрядними організаціями;
- при формуванні багаторічних програм ремонтно-експлуатаційної діяльності.

Технічна політика КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» встановлює нові стандарти та технічні рішення при проектуванні, будівництві, технічному переоснащенні та реконструкції енергетичних об'єктів СП КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО».

Створення вимог зумовлено необхідністю вирішення завдань щодо забезпечення промислової безпеки, підвищенню надійності теплопостачання споживачів і мінімізації впливу на навколишнє середовище.

## 4. Перелік технічних вимог на придбання теплотехнічного обладнання при будівництві та реконструкції об'єктів структурних підрозділів КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (Додатки)

1.	Технічні вимоги на крани запірні кульові сталеві DN600 – DN1200 приварні, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах теплових мереж з робочим тиском 1,6 та 2,5 МПа (з'єднання приварне)
2.	Технічні вимоги на крани запірні кульові з нержавіючої сталі DN15 – DN250, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах мереж гарячого водопостачання з робочим тиском 1,0 МПа (з'єднання муфтове або фланцеве)
3.	Технічні вимоги на насоси для сольових розчинів, які встановлюються в приміщеннях теплоджерел
4.	Технічні вимоги на крани запірні кульові сталеві DN15 – DN500, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах теплових мереж з робочим тиском 1,6 МПа або 2,5 МПа (з'єднання приварне, фланцеве та муфтове)
5.	Технічні вимоги на вентилі чавунні з сильфонним ущільненням DN15 – DN250, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах мереж холодного та гарячого водопостачання з робочим тиском 1,0 МПа (з'єднання фланцеве)
6.	Технічні вимоги на крани запірні кульові сталеві Ду50 – Ду500 з електроприводом, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах теплових мереж з робочим тиском 1,6 та 2,5 МПа (з'єднання приварене, фланцеве)
7.	Технічні вимоги на труби сталеві попередньо теплоізольовані спіненим поліуретаном та захисною оболонкою з поліетилену для теплових мереж IV та III категорії з системою сигналізації ушкоджень

8.	Технічні вимоги на приварні сталеві дискові затвори (з двома або більше ексцентриситетами) Ду350 – Ду1200, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища в обох напрямках на трубопроводах теплових мереж з робочим тиском 1,6 та 2,5 МПа
9.	Технічні вимоги на затвори дискові поворотні міжфланцеві з центруючими проушинами DN50 – DN300, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах мереж опалення, гарячого та холодного водопостачання в ЦТП, ІТП та квартальних котельнях з робочим тиском до 1,6 МПа
10.	Технічні вимоги на крани запірні кульові чавунні DN15 – DN250, які використовуються в якості запірних пристроїв, що повністю перекривають потік робочого середовища на трубопроводах мереж гарячого водопостачання з робочим тиском 1,0 МПа (з'єднання фланцеве)
11.	Технічні вимоги до системи сигналізації uszkodжень (аварійної сигналізації) для труб сталевих попередньо ізольованих спініним поліуретаном та захисною оболонкою з поліетилену для теплових мереж IV та III категорії КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (під час вибору окремих елементів теплових мереж)
12.	Технічні вимоги до системи сигналізації uszkodжень (аварійної сигналізації) для труб сталевих попередньо ізольованих спініним поліуретаном та захисною оболонкою з поліетилену для теплових мереж IV та III категорії КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (при проектуванні теплових мереж)
13.	Рекомендації щодо організації обліку теплової енергії та гарячої води споживачів в мережах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»
14.	Технічні вимоги. Котли водогрійні теплопродуктивністю 0,5-100,0 Гкал/год (0,6-116,3 МВт)
15.	Технічні вимоги на водолічильники
16.	Технічні вимоги до обладнання дистанційного збору та передачі даних з вузлів обліку теплової енергії
17.	Технічні вимоги на багатопараметричні перетворювачі Rosemount 3095
18.	Технічні вимоги на необслуговувані свинцево-кислотні акумулятори
19.	Технічні вимоги на вимірювальний перетворювач тиску МИДА-13П-01-Ех
20.	Технічні вимоги на вимірювальний перетворювач тиску Aplisens PC-28
21.	ТЕХНІЧНІ вимоги на засоби вимірювання тиску: - манометри точних вимірювань типу МТИ; - технічні манометри типу ДМ, ДП, МПЗ, МП, МТП, МВТП, МТ; - електроконтактні манометри типу ЕКМ; - перетворювачі тиску типу МЕД.
22.	Технічні вимоги. Рідинні скляні термометри
23.	Технічні вимоги на світлодіодну арматуру АС та АСКМ.
24.	Технічні вимоги на термоперетворювачі опору ТСП -1187, ТСМ-1187
25.	Типові технічні вимоги на впровадження системи моніторингу стану теплових мереж СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» по зонах об'єктів теплозабезпечення які приєднуються до мереж теплопостачання
26.	Технічні вимоги на трубопроводи для ремонту, будівництва та реконструкції тепломеханічного обладнання СП «КИЇВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО» (в редакції від 06.2019)
27.	Алгоритм застосування та проведення підконтрольної експлуатації новітніх матеріалів та обладнання в КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»
28.	Рекомендації щодо вибору обладнання АСУ ТП на об'єктах КП «КИЇВТЕПЛОЕНЕРГО»

- |     |   |
|-----|---|
| 29. | Технічні вимоги на пальники з примусовою подачею повітря. Конструкція, технічні характеристики. |
|-----|---|