

ТЕХНІЧНІ ТА ІНСТИТУЦІЙНІ ФАКТОРИ ВПРОВАДЖЕННЯ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ У СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Наведено особливості роботи систем теплопостачання, які необхідно враховувати при роботі споживачів-регуляторів. Проведено аналіз регуляторної бази функціонування теплових мереж. Визначено обмежуючі фактори при акумуляції теплової енергії в мережах.

Ключові слова: електротеплові споживачі-регулятори, теплові мережі, акумуляція, теплове навантаження, температурний графік, тепла потужність, температура теплоносія.

Постановка проблеми. Однією із проблем, яка виникне перед Україною при інтегруванні її в європейське співтовариство, це виконання вимог Об'єднання по координації передачі електроенергії (UCTE) щодо спільного регулювання частоти та потужності. Згідно з цими вимогами діапазон автоматичного вторинного регулювання в об'єднаній енергосистемі України повинен становити не менше як 1450–1500 МВт [1]. Можливим варіантом розв'язання цієї проблеми може бути впровадження в системах централізованого теплопостачання електротеплових споживачів-регуляторів (ЕТСР) [2]. А оскільки передбачається, що управління ЕТСР буде здійснювати диспетчер енергосистеми, то дуже важливо, при цьому, буде врахувати деякі особливості функціонування централізованих систем теплопостачання для забезпечення їх надійної та ефективної роботи. Крім того, функціонування ЕТСР призведе до значного коливання теплової потужності в системах теплопостачання. Для її згладжування виникне необхідність акумуляції теплової енергії в мережах, що потре-

бує проведення аналітичних досліджень регуляторної бази та акумуляційної здатності теплових мереж.

Дослідженню акумуляції в теплових мережах присвячено низку робіт [3–5], в яких розглянуто режими роботи теплоспоживаючого обладнання при акумуляції теплової енергії в мережах та питання підвищення надійності теплових мереж. В цих роботах не досліджувалися можливості роботи споживачів-регуляторів, як джерел акумуляції теплової енергії в мережах.

Метою роботи є визначення умов та обмежень акумуляції теплової енергії в мережах при роботі ЕТСР.

Для організації мережі споживачів-регуляторів у системах теплопостачання потрібно замінити частину теплогенеруючого обладнання загальною потужністю 1500 МВт, яке працює на органічному паливі, на обладнання, що працює на електроенергії. Де є джерела низькопотенційного тепла – використовувати теплові насоси, якщо це технічно можливо та економічно доцільно, а в інших місцях – електричні котли. Проблем із розташуванням нового обладнання не повинно виникнути, оскільки

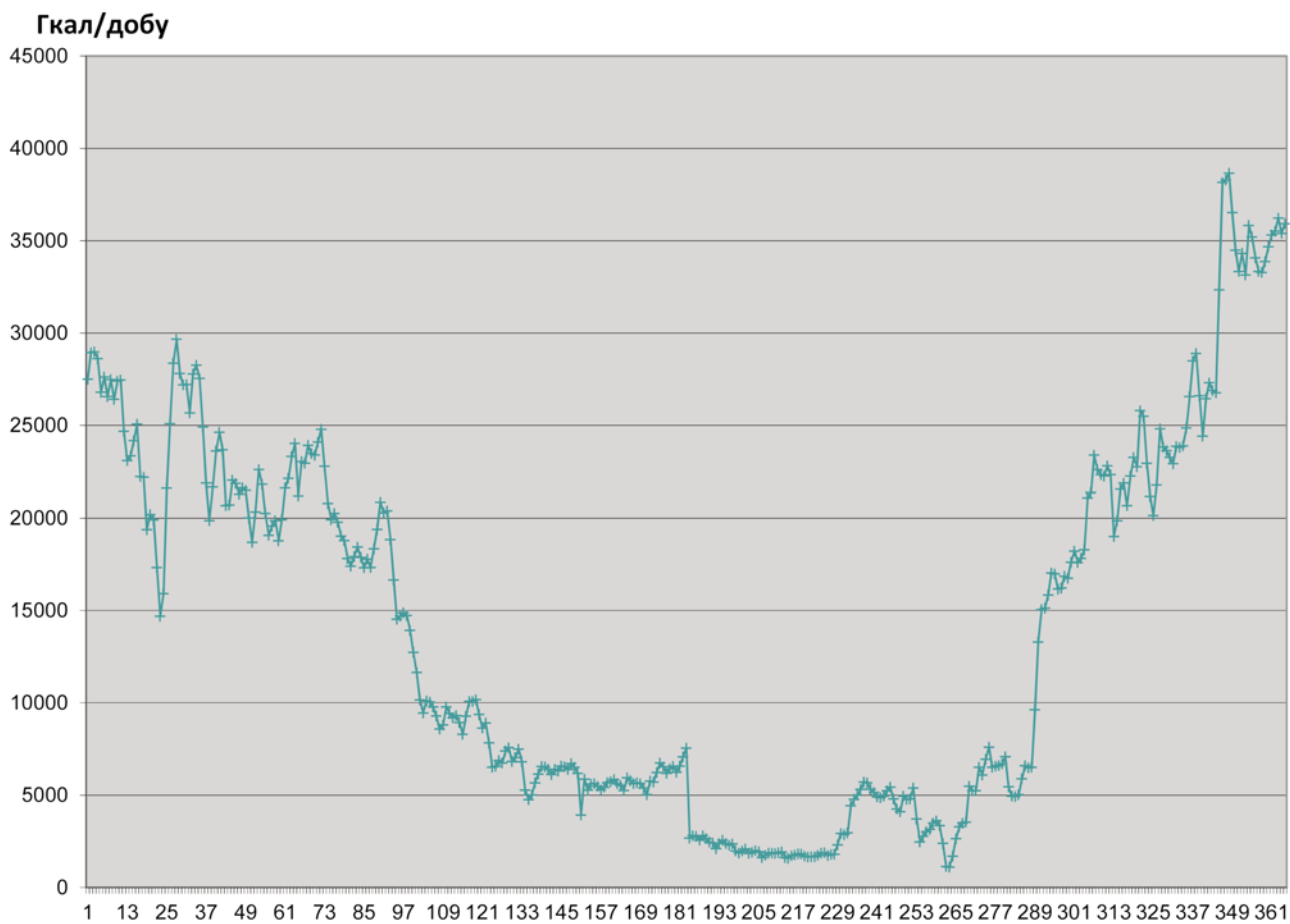


Рис.1. Відпуск теплової енергії у 2001 р. централізованою системою теплопостачання м. Харкова

ки в більшості котельень є надлишок встановлених потужностей. Відповідно до цього, частину застарілих та зношених котлів можна демонтувати, вивільнивши місця для споживачів-регуляторів.

Характер зміни графіка електричних навантажень добре вивчений і не потребує детального опису. Щодо теплового навантаження систем теплопостачання, необхідно зазначити таке. Це навантаження зумовлюють сезонні та постійні споживачі. Річний графік теплових навантажень сезонних споживачів (системи опалення та вентиляції) має різкі зміни з максимумом у зимові місяці та відсутністю споживання теплової енергії в неопалювальний період, що наглядно продемонстровано на графіку відпуску теплової енергії тепловими джерелами системи теплопостачання м. Харків, див. рис. 1.

Оскільки будівлі мають велику акумуляційну здатність, а температура зовнішнього повітря протягом доби змінюється відносно мало,

то і витрати тепла у сезонних споживачів протягом доби змінюється мало. А це означає, що теплове навантаження сезонних споживачів мало змінюється впродовж доби.

Системи постачання гарячої води (ГВП) на відміну від сезонних споживачів, використовують теплову енергію протягом року. Їх теплове навантаження мало залежить від погодних умов, але має різкі зміни протягом доби та незначні зміни впродовж року. На рис.2 наведено графік подачі гарячої води споживачам протягом доби (23 січня 2003 року, шкала приладу 0 – 200 м³/год) від однієї із теплорозподільчих станцій м. Харкова.

Виходячи із сказаного вище, можна зробити висновок, що основним фактором впливу на зміну теплового навантаження системи теплопостачання протягом доби є система ГВП, що наглядно продемонстровано на графіку, який наведено на рис. 3.

Із графіків на рис.2 та рис.3 видно, що в часи мінімального водорозбору (1⁰⁰–5⁰⁰) теплове

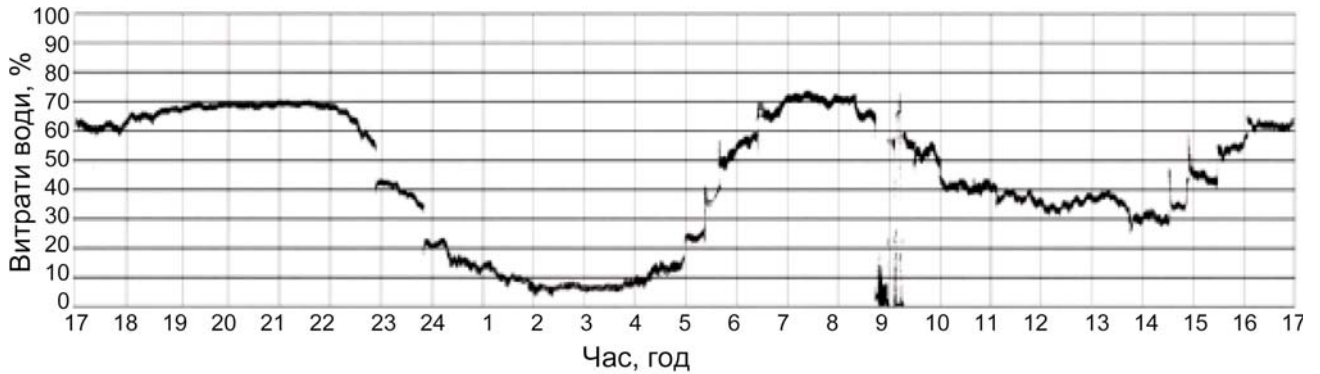


Рис. 2. Добовий графік подачі гарячої води споживачам

навантаження мінімальне, а в часи великого водорозбору (6^{00} – 9^{00} та 18^{00} – 24^{00}) теплове навантаження на систему теплопостачання збільшується.

Іншим фактором, який необхідно врахувати, є регулювання відпуску теплової енергії споживачам. Згідно з п. 9.8 [6] регламентуються такі способи регулювання відпуску теплової енергії:

- ♦ центральне, що здійснюють на джерелі теплопостачання;
- ♦ групове – в центральному тепловому пункті (ЦТП);
- ♦ індивідуальне – в індивідуальних теплових пунктах (ІТП) споживачів;
- ♦ місцеве – безпосередньо на приладах споживання теплової енергії.

Як правило, місцеве, індивідуальне та групове регулювання застосовують як доповнення до центрального. Згідно з п. 9.8.4 [6] на джерелах теплової енергії в опалювальний період необхідно виконувати якісне регулювання температури теплоносія в подавальному трубопроводі відповідно до температурного графіка, що і відбувається у всіх системах централізованого теплопостачання України.

Згідно з п.17.14 [6] «на підприємствах теплових мереж, споруди яких територіально роз'єднані, слід передбачати диспетчерське керування». А це означає, що всі джерела системи централізованого теплопостачання знаходяться під диспетчерським управлінням. Єдиний фактор, який відслідковується диспетчером системи теплопостачання – це температура

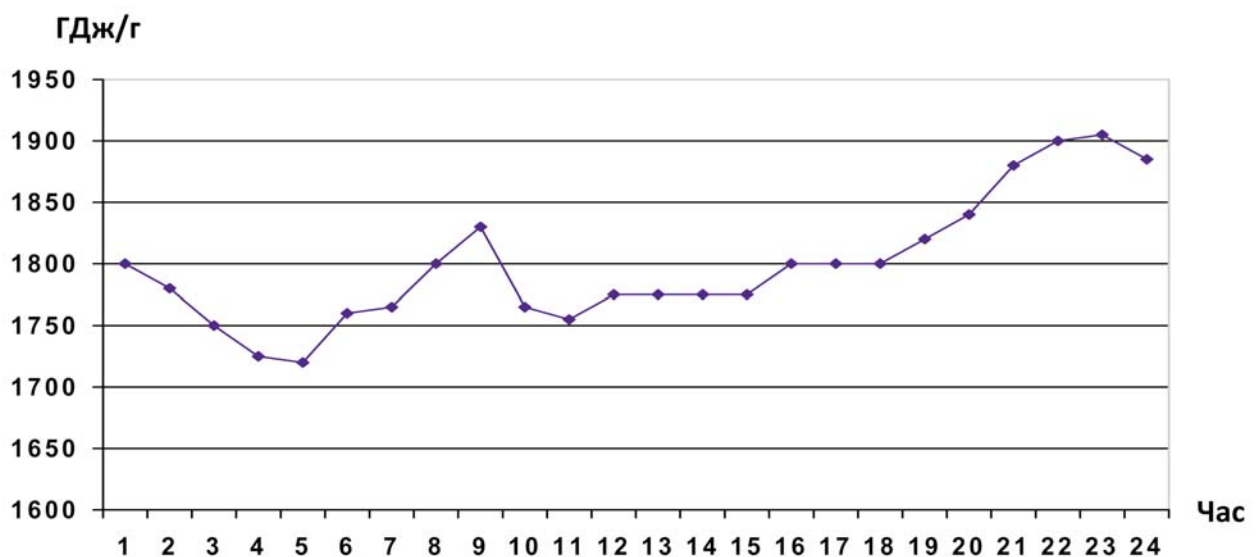


Рис. 3. Графік відпуску теплової енергії Харківської ТЕЦ-3

навколишнього повітря. При її зміні диспетчер змінює теплову потужність на виході теплового джерела відповідно до температурного графіка.

Враховуючи згадане вище, спрощений алгоритм взаємодії диспетчерів енергосистеми та системи теплопостачання може бути таким. При зменшенні навантаження на енергосистему в період з 23⁰⁰ до 6⁰⁰ (нічний провал) диспетчер енергосистеми збільшить потужність ЕТСП, а значить вони зможуть видати більшу кількість теплової енергії в мережу. В цей самий час, завдяки мінімальному розбору гарячої води, теплове навантаження системи теплопостачання буде мінімальним. В мережі буде мінімальна кількість теплової енергії (мережа готова до акумуляції!). Дії диспетчера системи теплопостачання можуть бути такими:

- ♦ зменшити споживання палива та/або відключити частину теплогенераторів, акумуляція відсутня (буде просте заміщення потужностей);
- ♦ дочекатися, коли температура теплоносія дійде до заданого значення, а потім зменшити споживання палива. В даному випадку частина теплової енергії буде акумульована в мережах.

При збільшенні навантаження на енергосистему в період з 6⁰⁰ до 11⁰⁰ диспетчер зменшить потужність споживачів-регуляторів (за необхідності виключить їх зовсім), і відповідно вони видадуть меншу кількість теплової енергії в мережу. В системі теплопостачання при цьому буде підвищений розбір гарячої води, а значить і зросте теплове навантаження. Оператор теплового джерела збільшить подачу палива до теплогенераторів та/або використає акумульовану теплову енергію в мережах. Таким самим чином будуть відслідковуватися і подальші зміни електричного навантаження. Як видно із зазначеного вище, у диспетчера системи теплопостачання крім температури навколишнього середовища додається ще один дестабілізуючий фактор – надлишкова потужність ЕТСП. І диспетчер уже не зможе керувати системою тільки згідно з температурним графіком.

У процесі роботи ЕТСП неминуче виникне необхідність акумуляції теплової енергії в мережах, що узгоджується із п. 8.1.7 [6] «У централізованих системах теплопостачання з транзитними тепломагістралями будь-якої протяжності від джерела теплової енергії до районів

теплоспоживання допускається використання цих тепломагістралей як акумулюючої ємкості». Тобто, акумулювати теплову енергію можливо тільки у магістральних теплових мережах, що необхідно враховувати при організації процесу акумуляції. Акумуляція теплової енергії можлива за рахунок збільшення витрат та температури теплоносія. Збільшення витрат теплоносія відносно розрахункової величини суперечить п.6.2.2, абзац 5 [7] «У разі перевищення розрахункової витрати мережної води джерел теплопостачання диспетчер теплової мережі і начальник зміни джерел теплопостачання повинні вжити заходів до відновлення розрахункової витрати або відкоригувати режим». Збільшення температур у подавальному трубопроводі порівняно з температурним графіком суперечить вимогам п.6.2.2, абзац 3 [6] «відхилення температури води, що надходить у теплову мережу не повинно перевищувати $\pm (3-4)^{\circ}\text{C}$ ». Збільшення температур у зворотному трубопроводі порівняно з температурним графіком суперечить вимогам п.6.2.2, абзац 4 [7] «Середньодобова температура зворотної мережної води не повинна перевищувати задану графіком більш ніж на $3-4^{\circ}\text{C}$ ». Зупинимось більш детально на температурі теплоносія у зворотному трубопроводі. Якщо тепловим джерелом є ТЕЦ, то підвищення температури теплоносія у зворотному трубопроводі приводить до зменшення температури теплоносія у подавальному трубопроводі, перевитратам палива та зменшенню вироблення електроенергії за рахунок вимушеного розвантаження парової турбіни [8]. І навпаки, ефективність роботи ТЕЦ підвищується при зменшенні температури теплоносія у зворотному трубопроводі, приблизно 2–2,5% на кожний градус [9]. Зменшення ефективності ТЕЦ при підвищенні температури теплоносія у зворотному трубопроводі може бути одним із бар'єрів на шляху впровадження ЕТСП в системах централізованого теплопостачання. Підвищення температури теплоносія у зворотному трубопроводі водогрійних котелень не так критично, як для ТЕЦ. Це призведе до зменшення споживання палива котлами та електроенергії циркуляційними насосами, але збільшаться втрати теплової енергії в мережах та швидкість внутрішньої кисневої корозії трубопроводів [10]. Тобто, в процесі акумуляції теплової енергії збільшаться втрати в магістральних мережах, що зменшить

економічну ефективність роботи системи теплопостачання. І це суперечить п. 5.2.2 [6], згідно з яким диспетчер системи теплопостачання повинен забезпечити «... надійну, безпечну і економічну роботу всього устаткування».

Одним із обмежувальних факторів при акумуляції теплової енергії в мережах є максимально допустимі температури теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах. Через знос теплових мереж у багатьох містах були затверджені нові температурні графіки з обмеженими показниками температури. При акумуляції теплової енергії температура в подавальному трубопроводі на виході котельні не повинна перевищувати допустиму:

$$T_1 \leq T_{1д}, \quad (1)$$

де T_1 , $T_{1д}$ – поточна та допустима температури в подавальному трубопроводі.

Виконання умови (1) не викликає будь-яких перешкод, оскільки температура на виході з теплового джерела легко регулюється та підтримується на заданому рівні. Складніше виконати умову неперевикнення допустимої температури $T_{2д}$ зворотного трубопроводу. Так, згідно з п. 6.8.16 [11] «Температура води в зворотному трубопроводі при температурних випробуваннях не повинна перевищувати 90°C . Попадання високотемпературного теплоносія в зворотний трубопровід не допускається, щоб уникнути порушення нормальної роботи мережних насосів та умов роботи компенсуючих пристроїв». А згідно з п.9.4, абзац 2 [6] «Максимальна температура мережної води, що повертається до котельних установок, як правило, приймається 70°C з урахуванням технічної характеристики котлів», тобто

$$T_2 \leq 70^\circ\text{C}, \quad (2)$$

де T_2 – температура теплоносія у зворотному трубопроводі.

Крім того, згідно з п. 6.2.4 [6] та п.8.12.3 [12] «Регулювання температури води на виході з мережних підігрівачів, на виводах теплової мережі, а також на станціях підмішування слід здійснювати повільно зі швидкістю, яка не перевищує $30^\circ\text{C}/\text{год}$ », тобто

$$dT/dt \leq 30^\circ\text{C}/\text{год}, \quad (3)$$

де T – температура теплоносія; t – час.

Для забезпечення безаварійної роботи системи теплопостачання її диспетчер та диспетчер енергосистеми повинні будуть неухильно виконувати цю вимогу. Розглянемо як це вплине на швидкість зміни потужності ЕТСП.

Потужність, що підведена до теплової мережі, можна визначити за формулою згідно з [6]:

$$P = K \cdot C \cdot G(T_1 - T_2) \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

де P – потужність, яка підведена до теплової мережі, МВт;

K – коефіцієнт пропорційності ($0,2777 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{МДж}$);

C – питома теплоємність теплоносія ($4,187 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ для води);

G – витрати теплоносія (т/год);

T_1 , T_2 – температура теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах відповідно.

При зміні потужності ЕТСП змінюється температура в подавальному трубопроводі, припустимо, що за цей час температура у зворотному трубопроводі не змінюється. Тоді взявши першу похідну від (4) по часу та підставивши значення K , C та граничне значення швидкості змін температури згідно з (2), отримаємо

$$dP/dt \leq 0,035G. \quad (5)$$

Це і буде обмеження швидкості наростання потужності ЕТСП. В таблиці, для прикладу, наведено граничні швидкості зміни потужностей ЕТСП для харківської системи теплопостачання при їх розміщенні на території відповідних джерел теплової енергії.

Важливим моментом для роботи диспетчера системи теплопостачання буде алгоритм зміни потужності штатних теплогенераторів. Крім виконання обмеження (5), необхідно також знати час, коли це потрібно робити. Якщо штатні теплогенератори працюють при невеликих потужностях (температура навколишнього повітря не дуже низька), то принципово не має значення, коли починати змінювати їх потужність, оскільки є можливість акумуляції додаткової теплової енергії від ЕТСП. Але за дуже низьких температур навколишнього повітря, акумуляційна здатність теплових мереж буде сильно обмежена, і тому зменшувати потужність штатних теплогенераторів необхідно

Граничні швидкості зміни потужностей ЕТСП

Джерело	Витрати теплоносія, м ³ /г		dP/dt , МВт/хв	
	Сезон		Сезон	
	опалювальний	міжопалювальний	опалювальний	міжопалювальний
ТЕЦ-3	11000	4375,70	6,40	2,54
ТЕЦ-4	7750	2540,86	4,51	1,48
ТЕЦ-5	11800	5201,54	6,86	3,02
Котельня №5	9750	5898,16	5,67	3,43
Котельня №5	4250	1391,53	2,47	0,81
Котельня №5	3363	1656,65	1,96	0,96

заздалегідь, перед початком скидання тепла споживачами-регуляторами. Час упередження зменшення потужності штатних теплогенераторів можна визначити виходячи із виразу (5), переписавши його через приріст потужності та проінтегрувавши обидві частини:

$$\int_0^P dp \leq 0,035 \cdot G \int_0^t dt. \quad (6)$$

Взявши інтеграл від лівої та правої частин нерівності (6) та вирішуючи її t , отримаємо вираз

$$t \geq 1714,3 \cdot P/G, \quad (7)$$

де P – потужність споживача-регулятора, МВт; G – витрати теплоносія на виході теплового джерела, т/г; t – час упередження, хв.

У неопалювальний період єдиним навантаженням системи тепlopостачання є система постачання гарячої води. Нормативний температурний графік у неопалювальний сезон 70/42°C; витрати теплоносія в 2–3 рази менші, ніж в опалювальний сезон. Вимоги щодо температури в подавальному трубопроводі нормативних документів носять рекомендаційний характер, так, згідно з п. 9.8.5 [6] «У неопалювальний період за температури зовнішнього повітря, вищої за точку зламу опалювального температурного графіка, з джерел теплової енергії систем тепlopостачання з навантаженням ГВП, як правило, подається теплоносій з температурою 65°C, якщо це не перешкоджає роботі котлоагрегатів». А це означає, що додаткових обмежень по температурах теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах

(крім розглянутих вище) немає. В містах, де ГВП повністю забезпечується від ТЕЦ, можуть виникнути проблеми з надлишком теплової енергії, яку будуть генерувати ЕТСП. Варіантом рішення цієї проблеми може бути участь ТЕЦ в неопалювальний період в ринку системних послуг.

Згідно з п. 6.3.84 [7] «У теплових мережах, які мають протягом року сезонну перерву в роботі, капітальний ремонт проводиться, як правило, один раз на рік у міжсезонний період. У теплових мережах, які працюють протягом року безперервно, капітальний ремонт проводиться один раз на два роки одночасно з ремонтом теплофікаційного устаткування. Поточний ремонт теплових мереж має виконуватися щороку». Ця вимога може бути перешкодою щодо безперервності роботи ЕТСП протягом року.

Проведені дослідження надають можливість зробити такі висновки.

Для впровадження ЕТСП в системах централізованого тепlopостачання необхідно створити нормативно-правове поле їх функціонування, шляхом внесення відповідних змін у існуючі документи та створення нових.

Для забезпечення надійної роботи системи централізованого тепlopостачання необхідно розробити систему обмежуючих факторів та відповідний алгоритм взаємодії диспетчера енергосистеми та диспетчера системи тепlopостачання.

Для організації акумуляції теплової енергії в магістральних мережах необхідно створити спеціальні системи, які б перешкождали попаданню теплоносія із високою температурою в розподільчі (квартильні) мережі.

При роботі ЕТСП диспетчер не зможе керувати системою теплопостачання по температурному графіку. Для забезпечення ефективної та надійної роботи системи теплопостачання необхідно буде створити спеціальну інформаційно-керуючу систему з відповідним програмним забезпеченням.

Для заохочення теплопостачальних підприємств у впровадженні ЕТСП та відшкодування їм можливих збитків необхідно передбачити систему стимулів, пільг та компенсацій.

1. *Никитин А.А., Олефир Д.А., Франчик Е.Н.* Особенности развития балансирующего рынка и рынка вспомогательных услуг в ОЭС Украины // Электропанорама. – 2010. – №1-2.
2. *Системні проблеми розвитку і функціонування енергетики / М.М. Кулик, С.В. Шульженко, С.В. Дубовський, І.Ч. Лещенко, О.Є. Маляренко.* За ред. А.Г. Загороднього, Ю.М. Єрмольєва // Комплексне моделювання управління безпечним використанням продовольчих, водних і енергетичних ресурсів з метою сталого соціального, економічного і екологічного розвитку. – Київ: Академперіодика, 2013. – С. 90 – 116.
3. *Подобед В.С.* Аккумуляирование тепловой энергии в водяных тепловых сетях // Энергетическая стратегия. – Минск, 2011. – №5(23). – С.22 – 26.
4. *Подобед В.С.* Аккумуляирование тепловой энергии в водяных тепловых сетях в условиях отопительного периода // Энергетическая стратегия. – Минск, 2011. – №6(24). – С. 16–18.
5. *Подобед В.С.* Требования к оборудованию тепловых пунктов // Энергетическая стратегия. – Минск, 2012. – №2(26). – С. 29–31.
6. *Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди.* ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2009.

7. *Правила* технічної експлуатації теплових установок і мереж. Наказ Мінпаливенерго України №71 від 14.02.2007.

8. *Губин В.Е., Матвеев А.С.* Совершенствование отпуска тепла от ТЭЦ с учетом влияния внешних факторов // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308, № 5. – С. 148–151.

9. *Шарапов В.И., Орлов М.Е., Ротов П.В.* Технологии обеспечения пиковой мощности систем теплоснабжения: Доклад на заседании секции «Теплофикация и теплоснабжение» НТС ОАО РАО «ЕЭС России». – 2008. – Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/nts10.html>.

10. *Концепция* рационального снижения температуры обратной сетевой воды тепломагистралей ТЭЦ и водогрейных котельных. – Режим доступа: <http://www.halax.ru/news/snizheniya-temperaturyi-obratnoy-setevoy-vodyi-teplomagistralei-tets-i-vodogreynyih-kotelnyih.html>.

11. *Типовая* инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей). РД 153-34.0-20.507-98. – РАО «ЕЭС России», 1998.

12. *Техническая* эксплуатация электрических станций и сетей. Правила ГКД 34.20.507-2003. – Мінпаливенерго України, 2003.

Надійшла до редколегії 04.04.2014

Рецензент

Ст. наук. співроб. відділу ефективності енерговикористання та оптимізації енергоспоживання,

канд. техн. наук

Г.О. Куц