

262

Проект  
оприлюднено  
«10» 09 2021 р.



СУМСЬКА МІСЬКА РАДА  
VIIІ СКЛИКАННЯ \_\_\_\_\_ СЕСІЯ  
РІШЕННЯ

від № 17,- МР

м. Суми

Про погодження Інвестиційної програми  
виробництва електричної та теплової  
енергії на ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго»  
на 2021 рік

Відповідно до статті 26<sup>1</sup> Закону України «Про теплопостачання»,  
Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах  
енергетики та комунальних послуг від 15.10.2015р. № 2585 «Про затвердження  
Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з виробництва  
електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях та когенераційних  
установках» (зі змінами) та Постанови НКРЕКП №839 від 21.05.2021 року,  
враховуючи наказ Міністерства розвитку громад та територій України від  
10.07.2020р. №162 «Про погодження Схеми теплопостачання м. Суми на період  
до 2029 року», рішення виконавчого комітету Сумської міської ради від  
30.11.2020р. № 551 «Про затвердження Схеми теплопостачання міста Суми на  
період до 2029 року», керуючись статтею 25 Закону України «Про місцеве  
самоврядування в Україні», Сумська міська рада

**ВИРІШИЛА:**

1. Погодити Інвестиційну програму виробництва електричної та теплової  
енергії на ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» на 2021 рік (додається).

Сумській міській голова

О.М.Лисенко

Виконавець: Васюнін Д.Г.

Ініціатор розгляду питання: Сумський міський голова Лисенко О.М.

Проект рішення підготовлено: ТОВ «Сумитеплоенерго»

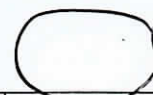
Доповідач: Васюнін Д.Г.



<b>Додаткова Інвестиційна програма</b>				
<b>Найменування ліцензіата</b>	Сумська ТЕЦ ТОВ "Сумитеплоенерго"			
<b>Прогнозний період</b>	з	1.01.2021 р.	до	31.12.2021 р.

Суми 2021

# 1.3міст



№	НАЙМЕНУВАННЯ	сторінка
1	Зміст	2
2	Інформація щодо Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго»	4
2.1	Довідка про основне обладнання Сумської ТЕЦ ТОВ „Сумитеплоенерго”.	4
2.2	Коротка характеристика технічного стану обладнання Сумської ТЕЦ ТОВ „Сумитеплоенерго”.	9
3	Таблиця 1. Перелік об’єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції	13
4	Таблиця2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми	14
5	Таблиця3. Загальний опис запланованих заходів на прогнозний період	15
6	Таблиця4. Перелік заходів та джерела їх фінансування поквартально	16
7	Таблиця4. 1 Реконструкція, модернізація та будівництво електротехнічного обладнання	17
8	Таблиця4. 2Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання	18
9	Таблиця4. 3 Реконструкція, модернізація та будівництво загальностанційного обладнання	19
10	Таблиця.4.4 Реконструкція, модернізація та будівництво будівель і споруд	20
11	Таблиця 4.5. Інше	21
12	Пояснювальна записка до заходів інвестиційної програми	22
12.1	Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання	24
12.1.1	Реконструкція Сумської ТЕЦ з заміною турбоагрегату №1 в складі парової турбіни та електричного генератора, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт (розробка двохстадійної проектної документації)	24
	ДОДАТОК №1 ПОСТАНОВА НКРЕКП від 21.15.2021 №839	28
	ДОДАТОК №2 Обґрунтування намірів з реалізації проекту реконструкції Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» та потреби у тимчасовій підтримці	30

ДОДАТОК №3 ТЕХНІЧНЕ РІШЕННЯ Технічної Ради ТОВ «Сумитеплоенерго» з питання заміни парової турбіни №1 на нову з потужністю 25 МВт	35
ДОДАТОК №4 Акт дефектації ТГ-1 Сумської ТЕЦ	36
ДОДАТОК №5 Завдання на проектування	39
ДОДАТОК №6 Технічна пропозиція на проведення реконструкції Сумської ТЕЦ з заміною турбоагрегату №1 в складі парової турбіни та електричного генератора, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт	43
ДОДАТОК №7 Кошторисна документація на розробку проекту	48
ДОДАТОК №8 Комерційна пропозиція на розробку проекту	55

Головний інженер



С.Ю. Смертяк

## 2. Інформація щодо Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго»

### 2.1. Довідка про основне обладнання Сумської ТЕЦ ТОВ „Сумитеплоенерго”.

Будівництво ТЕЦ почалося в 1953 році, як нова ТЕЦ заводу ім. Фрунзе, і здійснювалось у три черги.

**Перша черга ТЕЦ** введена в експлуатацію в 1957р. в складі:

- трьох котлів ст.№ 1, 2, 3 типу ЦКТИ-75-39-Ф2М виробництва машинобудівного заводу м. Левіца (Чехія) на параметри пари 40 кгс/см<sup>2</sup>, 440°С паропродуктивністю по 75 т/год. (розраховані на спалювання твердого палива - вугілля марки АШ);

- двох парових турбін ст. № 1, 2 типу АТ-12 «Ігор» виробництва Брянського машинобудівного заводу (Чехія) номінальною потужністю по 12 МВт;

- двох турбогенераторів до турбін ст.№1, 2 типу ЧН5674/2 (виробництва Чехія) потужністю по 12 МВт.

У квітні 1957 р. нова ТЕЦ заводу ім. Фрунзе ввійшла до складу РЕУ «Харківенерго» під назвою Сумська ДЕС (з лютого 1966 р. Сумська ТЕЦ).

**Друга черга ТЕЦ** (будувалась в 1970-1976 роках за проектом Київського відділення інституту «Променергопроект»):

- збільшено теплову потужність введенням в експлуатацію водогрійних газомазутних котлів ст. №1 (1972р.), ст. №2 (1976р.) типу ПТВМ-100 тепловою продуктивністю 100 Гкал/год. кожен;

- розширено ХВО;

- збудовано димову трубу Н=100м.

**Третя черга ТЕЦ** (1980-1984р.):

- збільшено теплову потужність введенням в експлуатацію водогрійного газомазутного котла ст. №3 (1984р.) типу ПТВМ-100 тепловою продуктивністю 100 Гкал/год.;

( )

- введено новий освітлювач та друге фільтрувальне відділення на ХВО, а також реагентне господарство;

- збільшено ємність мазутогосподарства до 20 тис. тон.

Після посилення ізоляції обмоток статорів потужність обох турбогенераторів доведена до 14 МВт.

В вересні 2005 р. Сумська ТЕЦ передана в оренду підприємству ТОВ «Сумитеплоенерго». З цього часу по сьогоднішній день на ТЕЦ завдяки інвестиціям виконані:

- капітальні ремонти основного обладнання;
- заміна проточної частини парової турбіни №1
- заміна проточної частини циліндру низького тиску парової турбіни №2
- заміна головної акумуляторної батареї ТЕЦ;
- монтаж нової системи постійного струму з заміною щита управління
- роботи з реконструкції системи водоспускних труб з їх повною заміною на парових котлах ст. №1, 2; 3
- заміна всіх живильних насосів
- введені в експлуатацію автоматичні системи обліку тепла та електроенергії
- виконано заміну п'яти масляних вимикачів МКП-110 кВ на елегазові;
- виконано заміну десяти масляних вимикачів РПВП 6 Кв на вакуумні

В 2010 році введена в експлуатацію парова турбіна з протитиском ст. №3 типу Р-12/35-3М виробництва КТЗ (Росія) номінальною потужністю 12 МВт з турбогенератором типу Т-12-2У3 виробництва заводу «Електросила» (Росія) потужністю 12 МВт.

В 2017 році відновлено можливість роботи парового котла №1 на спаленні вугілля.

Таким чином, встановлена потужність ТЕЦ за проектом складала 40 МВт.

**Живильна вода в парові котли** подається чотирма живильними електронасосами ЖЕН-1, ЖЕН-2, ЖЕН-4 типу ПЭ-100-56, ЖЕН-3 типу ПЭ -150-53 та живильним турбонасосом (ЖТН) типу ПТ-35-200у виробництва Хабаровського машинобудівного заводу (Росія).

**Електричне обладнання ТЕЦ** має два турбогенератори ТГ-1, ТГ-2, що працюють кожний на свою секцію, з'єднані секційним вимикачем, ГРП-6кВ має робочу і резервну систему шин. Всі лінії, що відходять від шин, реактовані.

Турбогенератор ТГ-3 працює на третю секцію ГРП-6кВ.

Турбогенератори ТЕЦ працюють паралельно з енергосистемою через трансформатори 1Т, 2Т потужністю по 25 МВА напругою 6/110 кВ кожний і 3Т потужністю 20 МВА напругою 6/110 кВ.

Живлення бази науково дослідного інституту атомного насособудування здійснюється від третьої секції ГРП-6кВ.-Трансформатори 1Т, 2Т, 3Т, а також комірки вимикачів відхідних ліній 110 кВ знаходяться на ВРП – 110 кВ, розміщеному на території ТЕЦ.

ВРП-110кВ має I та II робочі системи шин і обхідну систему шин з обхідним вимикачем.

#### **Склад теплофікаційного обладнання наступний:**

- основний бойлер (БО-1) типу БО-200 поверхнею нагріву  $200 \text{ м}^2$  і пропускною здатністю  $1000 \text{ м}^3/\text{год}$ ;
- три пікові бойлери (БП-1, БП-2, БП-3 типу БП-200 поверхнею нагріву по  $200 \text{ м}^2$  і пропускною здатністю  $1100 \text{ м}^3/\text{год}$ ;
- підігрівники деаераторів підживлення тепломережі (ППД-1, 2);
- мережні насоси (10 шт.), типу СЭ-1250-140;
- зливні насоси конденсату бойлерів типу: 5КС-5х2(65/54); 4К-8(90/55); КО-160-50(140/49); КС 50-55(50/55);
- насоси підживлення тепломережі типу К-100-65-200 (3шт) продуктивністю по  $100 \text{ м}^3/\text{год}$ , напором 65 м і один насос типу 4К-8а.

**В тепловій схемі ТЕЦ** у якості аварійного резерву пари відборів  $6 \text{ кгс}/\text{см}^2$  турбін ст. №1, ст. №2 є дві РОУ40/6, а пари відборів  $1,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$  – РОУ 40/1.2

Технічні характеристики РОУ 40/6 №1, №2 наступні:

- продуктивність –  $60 \text{ т}/\text{год}$ ;
- тиск гострої пари –  $40 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- температура гострої пари –  $440^\circ\text{C}$ ;
- тиск редукованої пари -  $6 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- температура редукованої пари  $190^\circ\text{C}$ .

**Система водопідготовки ХВО** призначена для підготовки води для підживлення парових котлів, теплової мережі та покриття внутрішньо- станційних втрат пари та конденсату.

Сира вода з джерела холодного водопостачання після берегової насосної станції другого підйому насосами ТН-1, 2, 3, 4; ПН-1, 2, НСВ-3 після магнітної обробки води подається на підігрівники сирій води (5 шт.), пар для підігріву яких є пар III відбору турбін ст. №1, 2. Підігріта до 35-40°C вода надходить до бака – освітлювача, в який поступає розчин коагулянта та вапнякове молоко. Твердий осад, що утворюється внаслідок коагуляції видаляється за допомогою шламових насосів (2 шт.). Очищена вода з бака-освітлювача надходить до баку вапновано-коагульованої води, а звідти насосами направляється на механічні фільтри (МФ). Після МФ вода проходить двоступеневе Na – катіонування та направляється до баку хімічно очищеної води місткістю 1000 м<sup>3</sup>. Після першої ступені суміші Na – катіонових фільтрів передбачений відбір води на баки підживлення V=200м<sup>3</sup> та аварійного підживлення тепломережі V=1000м<sup>3</sup>. В подальшому хімічно очищена вода подається на основні деаератори типу ДС-150 №1, 2 продуктивністю по 150 м<sup>3</sup>/год та через підігрівники на деаератор №1 типу ДА-50 продуктивністю 50т/год. і деаератор №2 типу ДС-150 продуктивністю 150 м<sup>3</sup>/год підживлення тепломережі.

Подача хімічно очищеної води в основні деаератори здійснюється насосами типу ЗК-6 (2 шт) продуктивністю по 70 м<sup>3</sup>/год, а на деаератори підживлення тепломережі двома насосами типу Д200-36 (5НДВ) продуктивністю по 200 м<sup>3</sup>/год.

Загальна продуктивність ХВО складає 250 м<sup>3</sup>/год.

Джерелом системи технічного водопостачання ТЕЦ є річка Псел.

Під час роботи турбін ст. №1, 2 на конденсаційному режимі конденсація відпрацьованої пари здійснюється в конденсаторах технічною водою з ставка накопичувача. Злив води з конденсаторів і системи охолодження турбоагрегатів здійснюється зворотнім потоком в ставок накопичувач.

Дата введення в експлуатацію котлів та турбін, параметри пари, номінальна паропроductивність (теплова потужність), напрацювання з моменту введення в експлуатацію по 01.07.2018 р. наведені в таблиці 4.2.

Напрацювання котлів ст. №1, 2, 3 та турбін ст. № 1, 2 значно перевищило парковий ресурс. Найбільше напрацювання має котел ст. №1 – 311851 год і турбіна ст. №2 – 419118 годин. Турбіна ст.№3 має менше напрацювання – 287588 год. Облік кількості пусків не ведеться.

Найбільше напрацювання серед водогрійних котлів має ВК-3 – 106894 год.



Таблиця 4.2 - Основне обладнання ТЕЦ і показники тривалості його роботи

Станційний №, тип агрегата	Дата введення в експлуатацію	Параметри свіжої пари (води)		Номінальна паропроductивність (по теплу) т/год (Гкал/год)	Напрацювання з моменту введення в експлуатацію по 01.07.2018р, годин	Основне/ резервне паливо	Примітки
		тиск, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С				
<b>Парові котли</b>							
ПК-1, ст. №1 ЦКТИ 87-39-Ф2М	VI. 1957	40	440	87,7	311851	Природний газ/ мазут Вугілля марки АШ.	За проектом ПК-1, 2, 3 були розраховані на спалювання вугілля марки АШ.
ПК-2, ст. №2 ЦКТИ 87-39-Ф2М	VI. 1957	40	440	87,7	289011		
ПК-3, ст. №3 ЦКТИ 87-39-Ф2М	VIII. 1957	40	440	87,7	287588		
<b>Водогрійні котли</b>							
ВК-1, ст. №1 ПТВМ – 100	XI. 1972	-	(150)	(100)	82663	Природний газ/мазут	За проектом ВК-1, 2, 3 розраховані на спалювання газу та мазуту.
ВК-2, ст. №2 ПТВМ – 100	XI. 1976	-	(150)	(100)	93973		
ВК-3, ст. №3 ПТВМ – 100	XII. 1984	-	(150)	(100)	106894		
<b>Турбіни</b>							
ст. №1 ТР-14/35 (Перемаркована з АТ-12 «Ігор»)	VI. 1957	35	435	14 (13) МВт	374842	-	З 1986-1987р. турбіни працюють в опалювальний сезон з погіршеним вакуумом.
ст. №2 ТР-14/35 (Перемаркована з АТ-12 «Ігор»)	VII. 1957	35	435	14 (12) МВт	419118	-	
ст. №3 Р-12/35-5м	IV 2010	35	435	12 МВт	287588	-	
<b>Турбогенератори</b>							
ст. №1, ЧН 5674/2	VI. 1957	-	-	14 МВт	374842	-	
ст. №2, ЧН 5674/2	VII. 1957			14 МВт	419118	-	
ст. №3, Т12-2У3	IV. 2010			12 МВт	287588	-	

Основними причинами відмов роботи котельного обладнання є пошкодження поверхонь нагріву (екранних труб, водяного економайзера, повітропідігрівника). Працездатний стан основного і допоміжного обладнання ТЕЦ (котлів, турбін, турбогенераторів, насосів тощо) підтримується проведенням діагностики, капітальних, середніх, поточних ремонтів із заміною зношених або дефектних елементів і окремого обладнання в цілому.

## 2.2 Коротка характеристика технічного стану обладнання ТЕЦ

### Паливне господарство

У паливному господарстві ТЕЦ внесені певні зміни в порівнянні з початковим проектом. Основним паливом для парових котлів ст.№1, 2, 3 було вугілля марки АШ. В 1973 році паровий котел №1 було переведено на спалювання природнього газу і мазуту.

В 2017 році було виконано роботи по відновленню можливості роботи парового котла №1 на вугіллі на базі сучасних технологій.

На сьогоднішній час основним паливом для котлів ст. № 1,2, 3 є вугілля марки АШ і природний газ із перспективою зростання долі спалюваного вугілля на котлах через дорожчання ціни на природний газ. Місткість складу вугілля достатня. Для доставки його на ТЕЦ особливих проблем немає.

Мазутне господарство ТЕЦ складається з семи металевих ємностей для забезпечення мазуту: 1000 м<sup>3</sup> (2шт), 2000 м<sup>3</sup> (1шт), 3000 м<sup>3</sup> (2шт), 5000 (2шт). Приймально – зливна естакада розрахована на одночасне зливання 8 цистерн мазуту.

На цей час мазутне господарство Сумської ТЕЦ виведено з експлуатації.

### Система гідрозоловидалення

На ТЕЦ застосована відкрита, сумісна система гідрозоловидалення. Під бункерами топочних камер парових котлів ст. №1, 2, 3 встановлено шлакові ванни, заповнені водою. Шлак, що випадає з топочних камер до шлакових ванн внаслідок миттєвого википання води подрібнюється та через шандори по шлаковим каналам надходить до приймку, звідки за допомогою гідроапаратів Москалькова відкачується до золовідвалу. Робота системи гідрозоловидалення забезпечується наступними механізмами:

- змивними насосами типу 2КО-125-140 (2 шт);
- ежекторними насосами типу АЯПЗ – 150 (2 шт);
- багерними насосами типу 6ПС-9 (2шт);
- циркуляційними насосами типу Д-400 (3шт);
- дренажними насосами типу 1,5К-6.

Золошлаконакопичувач Сумської ТЕЦ розташовано на лівому березі

р. Псел, навпроти берегової насосної станції, між річкою та лісовою ділянкою Сумського лісництва, та є прилеглим до селища Баранівка.

Золошлаконакопичувач введено в експлуатацію в 1966 році. Клас небезпечності – IV. Загальна площа золошлаконакопичувача 5,6 га, в т.ч. корисна 4,9 га.

Проектна ємність золошлаконакопичувача – 195 тис. м<sup>3</sup>. На даний час наповнення золошлаконакопичувача складає приблизно 90%.

При спалюванні за наступні 2019-2020 роки приблизно 90-100 т вугілля за рік та середній його зольності близько 23,8%, кількість золи яку треба видаляти кожен рік складає приблизно 35-40 тис. тон.

Очищення секцій золошлаконакопичувача здійснюється шляхом розробки, навантаження та вивезення золи організаціями, що мають дозвільні документи.

### **Котельне обладнання**

За проектом котли ст. №1, 2, 3 були розраховані на спалювання твердого палива - вугілля марки АШ.

В 1973 р. згідно з паливною політикою котли були реконструйовані (зі збільшенням їх паропродуктивності з 75 т/год. до 87 т/год.) на спалювання газу і мазуту. При цьому систему спалювання вугілля на котлі ст. №1 було повністю демонтовано, на котлі ст. №2- демонтовано частково, на котлі ст. №3-збережено.

В подальшому (в 1990 роках), у зв'язку із значним коливанням вартості різних видів палива, спочатку котел ст. № 3 переведено на спалювання вугілля за попередньою схемою, а потім і котел ст. №2 (після відновлення схеми спалювання вугілля).

В 2017 році ХЦКБ «Енергопрогрес» було розроблено проект відновлення можливості роботи парового котла №1 на вугіллі, придбано основне та допоміжне обладнання, виконані необхідні будівельно монтажні та пусконаладжувальні роботи.

Стан водогрійних котлів типу ПТВМ-100 ст. № 1, 2, 3 задовільний. Вони використовуються короткочасно при дефіциті теплової енергії від турбін при температурах зовнішнього повітря нижче ніж мінус 10°С та на період виведення в ремонт парових котлів для очищення від шлакових заносів.

Мазут в останні роки не використовується у якості основного палива, мазутне господарство виведено з експлуатації.

## **Турбінне обладнання**

В 1982 - 1983 роках виконано повне перелопачування проточних частин ЦВТ і ЦНТ турбіни ст. № 2 (1982р.), ст. № 1 (2084р.) новими лопатками.

В 1986 - 1987 роках виконано реконструкцію турбін ст. №1 (1986р.), ст. № 2 (1987р.) з метою переведення в режим роботи з погіршеним вакуумом для підігріву мережної води в конденсаторах турбін. На турбіні ст. №1,2 демонтовано робочі лопатки четвертого ступеню ЦНТ.

В 2013 році було виконано повну заміну елементів проточної частини на турбогенераторі №1.

В 2015 році на турбогенераторі №2 було замінено лопатний апарат циліндру низького тиску та вхідний сопловий апарат на циліндрі високого тиску з відновленням третього реактивного ступеню ЦВТ.

Дозволений термін експлуатації турбін ст. № 1, 2 через велике напрацювання і погіршення стану металу визначається рішеннями експертно-технічної комісії (ЕТК).

## **Електротехнічне обладнання**

Турбогенератори ст. №1, 2 типу ЧН5674/2, що введені в експлуатацію в 1957р., мають велике напрацювання, але завдяки своєчасним профілактичним ремонтам, з заміною окремих елементів та вузлів, підтримуються в робочому стані.

Турбогенератор ст. №3 типу Т12-2УЗ, що введений в експлуатацію в 2010р., має менше напрацювання (287588 годин ), знаходиться в задовільному технічному стані.

Багато зауважень є до обладнання ВРУ-110кВ (повітряних вимикачів, трансформаторів струму, роз'єднувачів тощо), ГРУ-6кВ, яке морально і фізично застаріло, багато вузлів знято з виробництва. За період з початку оренди виконано заміну п'яти масляних вимикачів МКП-110 кВ на елегазові;

## **Система контролю та управління**

Обладнання системи контролю та управління, засоби вимірювальної техніки ТЕЦ виконують свої технологічні функції, але як і все основне обладнання першої – третьої черги, є морально і фізично застарілим, в більшості випадків зняте з виробництва. Це викликає великих затрат на підтримання їх у роботоспроможному стані.

На котлах ст. №1, 2,3 в роботі знаходяться регулятори живлення, безперервної продувки, тиску газу в автоматичному режимі, а регулятор розрідження повітря - в дистанційному режимі.

На котлі ст. № 3 в 2010р. додатково до проектних регуляторів, згаданих вище, впроваджено регулятор палива згідно з проектом "Модернізація системи регулювання процесу горіння ПК типа ЦКТИ-87/39-Ф2М", ООО "Стальсервис" м. Київ.

На турбінах ст. №1, 2 знаходиться в роботі регулятор тиску пари на ущільнення.

На турбіні ст. №3 знаходяться в роботі регулятори температури пари за охолоджувальною установкою подачі пари на бойлерні установки. Проектний регулятор протитиску пари на вихлопі не змонтований. Замість нього встановлено замір перепаду тиску на останніх ступенях турбіни, який задіяний в системі захисту турбіни.

По теплофікаційній установці задіяні і знаходяться в роботі регулятори робочого та аварійного підживлення тепломережі, а по деаераційним установкам – регулятори рівня в основних деаераторах і деаераторах підживлення тепломережі.

Редукційно-охолоджувальні установки РОУ-40/6 ст. №1, 2 оснащені регуляторами тиску і температури.

На ХВО задіяні і знаходяться в роботоспроможному стані регулятори-дозатори вапняного молока та коагулянту, регулятори рівня в баку хімічно очищеної води і в баку підживлення тепломережі.

Не дивлячись на сказане, існуючі засоби контролю та керування потребують заміни на нові сучасні, виходячи із прогнозованого терміну подальшої експлуатації основного обладнання ТЕЦ.

Головний інженер



Смертяк С.Ю.

# 1. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції

тис. грн без ПДВ

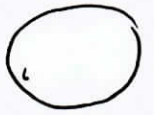
№	Назва об'єкта	Початок робіт (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість	Обсяг здійсненого фінансування з початку виконання робіт на дату початку базового періоду	Обсяг фінансування, передбачений інвестиційною програмою на базовий період	Вартість виконаних робіт (згідно з актами) з початку виконання робіт на дату початку базового періоду	Обсяг незавершеного будівництва станом на дату початку базового періоду	Залишок кошторисної вартості на дату початку базового періоду	Обсяг фінансування, передбачений інвестиційною програмою на прогнозний період	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, модернізація)	Джерело фінансування	Пропозиції щодо подальшого використання
1	2	3	4	5	6	7	8	9=4-5	10	11	12	13
Усього												



Директор

Д.Г. Васюнін

17 червня 2021 р.



## 2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми

тис. грн без ПДВ

№	Джерела фінансування	Капіталовкладення	
		базовий період, 2019 рік	прогнозний період, 2021 рік
1	Власні кошти, у тому числі:	4665,00	1362,82
1.1	амортизаційні відрахування	4665,00	0,00
1.2	прибуток від ліцензованої діяльності	0,00	1362,82
1.3	дохід від іншої діяльності		0,00
2	Кредити		0,00
3	Бюджетні кошти		0,00
4	Інші (додатково отриманий дохід за результатами діяльності у 2019 році)		4018,97
5	<b>Усього</b>	<b>4665,00</b>	<b>5381,79</b>

Директор



Д.Г. Васюнін

17 червня 2021 р.

Виконавець Смертяк Сергій Юрійович

050-407-16-90

### 3. Загальний опис запланованих заходів на прогнозний період

тис. грн без ПДВ

№	Перелік об'єктів	Рік введення в експлуатацію	Останній капітальний ремонт (реконструкція, модернізація)		План на 2021 рік
			рік, місяць	обсяг фінансування	
1	2	3	4	5	
1	Електротехнічне обладнання			0,00	0,00
2	Теплотехнічне обладнання			5381,79	5381,79
2.1	Реконструкція Сумської ТЕЦ з заміною турбоагрегату №1 в складі парової турбіни та електричного генератора, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт	1957	2016 серпень	5381,79	5381,79
2.2.1	розробка двохстадійної проектної документації			5381,79	5381,79
3	Загальностанційне обладнання			0,00	0,00
4	Реконструкція, модернізація та будівництво будівель і споруд			0,00	0,00
5	Інше			0,00	0,00
Разом				5381,79	5381,79

Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"



Д.Г. Васишин



17 червня 2021 р.

Виконавець Смертяк Сергій Юрійович



4. Перелік заходів та джерел їх фінансування поквартально, тис. грн без ПДВ

№	Складові інвестиційної програми	Річний план на 2021 рік	Електроенергія								Теплоенергія													
			літня				зимня				літня				зимня									
			прибутки	амортизація	покупки	інше	прибутки	амортизація	покупки	інше	прибутки	амортизація	покупки	інше	прибутки	амортизація	покупки	інше						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Реконструкція, модернізація та будівництво електротехнічного обладнання	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання	5381,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Реконструкція, модернізація та будівництво загальностанційного обладнання	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Реконструкція, модернізація та будівництво будівель і споруд	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Інше	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Усього		5381,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ТОВ "СУМИТЕПЛОЕНЕРГО"  
 Ідентифікаційний код 33559892  
 22/06/2021

Д.Г. Васюнін

Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"

17 червня 2021 р.

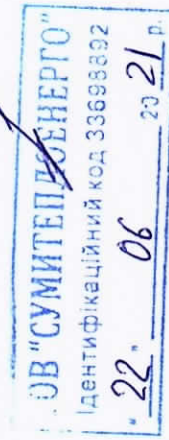
#### 4.1. Реконструкція, модернізація та будівництво електротехнічного обладнання

тис. грн без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Річний план на 2021 рік	Електроенергія								Теплоенергія						
			долаткові джерела фінансування	прибуток	амортизація	поквартально				долаткові джерела фінансування	прибуток	амортизація	поквартально				
						1	II	III	IV				1	II	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	0,00
<b>Усього</b>			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"

Д.Г. Васюнін



17 червня 2021 р.  
 Виконавець Смертяк Сергій Юрійович 050 407 16 90

4.2. Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання

тис. грн без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Річний план на 2021 рік	Електроенергія								Теплоенергія							
			фінансування				амортизація				фінансування				амортизація			
			додаткові	прибуток	поквартально	додаткові	прибуток	амортизація	поквартально	додаткові	прибуток	фінансування	додаткові	прибуток	амортизація	поквартально		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
1	2	3																
2.1	1 Реконструкція Сумської ТЕЦ з заміною турбоагрегату №1 в складі парової турбіни та електричного генератора, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт	5381,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4018,97	1362,82	0,00	0,00	1614,54	3767,25		
2.1.1	розробка двохстадійної проєктної документації	5381,79									4018,97	1362,82			1614,54	3767,25		
Усього		5381,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4018,97	1362,82	0,00	0,00	1614,54	3767,25		

Директор ТОВ "Сумителлоенерго"

Д.Г. Васюнін



17 червня 2021 р.

Виконавць Смертяк Сергій Юрійович 050 407 16 90

4.3. Реконструкція, модернізація та будівництво загальностанційного обладнання, тис. грн без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Річний план на 2021 рік	Електроенергія								Теплоенергія							
			доплаткові джерела фінансування	прибуток	амортизація	квартально				доплаткові джерела фінансування	прибуток	амортизація	квартально					
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
1	Усього	3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	



Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"

Д.Г. Васюнін

17 червня 2021 р.

Виконавець Смертjak Сергій Юрійович 050-407 16 90

4.4. Реконструкція, модернізація та будівництво будівель і споруд

тис. грн без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Річний план на 2021 рік	Електроенергія								Теплоенергія							
			доплата ліній електропередач		прибуток		амортизація		поквартально		доплата ліній електропередач		прибуток		амортизація			
			І	ІІ	ІІІ	ІV	І	ІІ	ІІІ	ІV	І	ІІ	ІІІ	ІV	І	ІІ	ІІІ	ІV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Усього</b>			<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>



Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"

Д.Г. Васюнін

17 червня 2021 р.

Виконавець Смергяк Сергій Юрійович 050 407 16 90

4.5. Інше

тис. грн без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Річний план на 2021 рік	Електроенергія							Теплоенергія						
			доплаткові джерела фінансування	прибуток	амортизація	поквартально				доплаткові джерела фінансування	прибуток	амортизація	поквартально			
						I	II	III	IV				I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Усього			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"

Д.Г. Васюнін

17 червня 2021 р.

Виконавець Смертяк Сергій Юрійович 050 407 16 90

## Пояснювальна записка

до заходів додаткової інвестиційної програми ТОВ "Сумитеплоенерго" на 2021 рік.

З врахуванням вимог Закону України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 року №2019-VIII та «Порядку надання тимчасової підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 18 квітня 2018 року №324,

ТОВ «Сумитеплоенерго» було укладено договір з ПРАТ «ТЕХЕНЕРГО» на розробку ТЕО «Реконструкції Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» по вул. Друга Залізнична, буд. 10 у Ковпаківському районі м. Суми».

На цей час техніко економічне обґрунтування розроблено у повному з проведенням державної експертизи ДП УКРДЕРЖБУДЕКСПЕРТИЗА» та отриманням схвального експертного висновку.

Метою розробки ТЕО є визначення основних напрямів реконструкції Сумської ТЕЦ, здійснення яких дозволить Сумській ТЕЦ, як основному виробнику електричної та теплової енергії в місті Суми залишитись надійним постачальником цих послуг на перспективу 25-30 років.

Для того щоб робота обладнання ТЕЦ відповідала вимогам щодо ефективного функціонування на новому ринку електричної енергії необхідно реалізувати комплекс заходів з встановленням нового енергогенеруючого обладнання та реновацію існуючого.

На цей час технічний стан обладнання Сумської ТЕЦ не відповідає вимогам нового ринку електричної енергії та коротко може бути охарактеризований наведеним нижче.

Встановлена потужність Сумської ТЕЦ по виробництву електричної енергії складає 40 МВт, дійсна максимум 33МВт; тепла потужність 469 Гкалл/год з яких 300 Гкалл/год це тепла потужність котлів ПТВМ які працюють виключно на природному газі. Всі енергетичні котли та конденсаційні турбіни, мають напрацювання, яке у півтора-два рази більше паркового ресурсу.

Енергогенеруюче обладнання ТЕЦ має тільки продовжений термін експлуатації за результатами чергових експертно-технічних обстежень. Працездатність основного генеруючого обладнання підтримується завдяки проведенню ремонтів та відновленню обладнання, але це дозволяє експлуатувати відповідне обладнання в поточному часі і не надає можливість розглядати роботу цього обладнання як надійного навіть у короточасній перспективі.

Важливою особливістю роботи основного енергогенеруючого обладнання є жорстка залежність виробництва електричної енергії від попиту споживачів на виробництво теплової енергії, що технічно не дозволяє збільшити виробництво електричної енергії в неопалювальний період більше ніж ~9-11 МВт.

В опалювальний період технічний стан турбінного обладнання дозволяє ТЕЦ виробляти максимум ~31- 33 МВт.

В найгіршому технічному стані знаходиться турбоагрегат в складі парової турбіни з електричним генератором (станційний №1).

Турбоагрегат №1 1954 року випуску знаходиться в експлуатації з 1957 року та має напрацювання 385 тис. годин на 1.03.2020 року, що значно більше нормативного терміну експлуатації 250 тис. годин для парових турбін.

Парова турбіна №1 досягла граничного рівня фізичного та морального зносу та не відповідає вимогам надійної та безпечної експлуатації.

На протязі останніх опалювальних сезонів мали місце численні випадки аварійних зупинок турбоагрегату, які ставили під загрозу зриву опалювального сезону в м. Суми та становили небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Електричний генератор в складі турбоагрегату №1 працює з моменту пуску Сумської ТЕЦ на протязі 63 років.

Граничний термін експлуатації встановлено спочатку у 25 років, в подальшому його було продовжено до 40 років.

За останні п'ять років відбулося чотири випадки аварійної зупинки електричного генератора через пошкодження ізоляції обмотки статора.

Технічний стан парової турбіни ТГ-1 (ст1) з електричним генератором обумовлює необхідність негайної заміни даного обладнання з збільшенням електричної та теплової потужності, що збільшує також можливості по маневреності при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії.

Заміна парової турбіни з електричним генератором ТГ-1 на зі збільшенням електричної потужності (орієнтовно 20-25 МВт - електрична потужність, 30-40 Гкал/год - теплофікація), яка працює на погіршеному вакуумі (орієнтовно + 40 Гкал/год теплової енергії) дасть можливість досягнути:

- збільшення з 40 до 49 МВт електричної потужності ТЕЦ, внаслідок чого збільшиться виробництво електричної енергії на тепловому споживанні;
- збільшення річного відпуску електричної енергії з 114,3 до 149,9 млн.квт.годин;
- збільшення коефіцієнту корисної дії турбінного циклу на 1,3 %, що приведе до зниження питомих витрат умовного палива на виробництво електричної енергії з 350,5 до 338,8 г.у.п/квт.год;
- зменшення обсягу споживання природного газу з 37706 до 8754 тис.м3. внаслідок заміщення відпуску теплової енергії від водогрійних котлів додатковим відпуском теплової енергії від конденсаторів турбін;
- збільшення можливості ТЕЦ щодо маневрування по потужності виробництва електричної енергії (діапазон 11 МВт).

**Додаткова Інвестиційна програма з виробництва електричної та теплової енергії ТОВ «Сумитеплоенерго» на 2021 рік розроблена у відповідності з Постановою НКРЕКП № 839 від 21.05.2021 року**



## 2. Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання.

**П.2.1 Реконструкція Сумської ТЕЦ з заміною турбоагрегату №1 в складі парової турбіни та електричного генератора, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт (розробка двохстадійної проектної документації).**

*1) Вартість виконання заходу: 5381,79 тис. грн. без ПДВ.*

*2) Необхідність виконання заходу:*

Парові турбіни АТ-12 «Ігор» Сумської ТЕЦ відпрацювали свій ресурс та знаходяться у незадовільному технічному стані.

Крім того в опалювальний період лише половина теплової енергії, яка відпускається з колекторів, виробляється в режимі когенерації. Решта тепла відпускається водогрійними котлами за рахунок спалення природного газу, що є вкрай неефективним.

В найгіршому технічному стані знаходиться турбоагрегат в складі парової турбіни з електричним генератором (станційний №1) АТ-12 «ІГОР», не зважаючи на щорічне виконання ремонтних робіт.

На цей час турбоагрегат №1 працює з обмеженням електричної потужності до 9 МВт через підвищений рівень поперечної вібрації на підшипниках.

Рівень вібраційної швидкості на першому опорному підшипнику становить 10,9 мм/сек, що на межі заборони на експлуатацію.

Подальше використання фізично зношених турбін ТГ-1, ТГ-2 та допоміжного обладнання призводить до постійного зростання кількості та обсягу відновлювальних ремонтних робіт. Частіше виходять з ладу бабітової заливки підшипників та незадовільно робить трубна система конденсаторів – збільшується кількість заглушених трубок (що призводить до необхідності заміни трубної системи конденсаторів). Використання ТГ-1 та ТГ-2 не буде відповідати вимогам по надійності та маневренності при виробництві електричної енергії сумської ТЕЦ для ринку електроенергії України.

Основною проблемою Сумської ТЕЦ є мала потужність існуючого обладнання ТЕЦ по виробництву електроенергії – не більше 40МВт, але й досягнення цієї потужності, за вказаними вище проблемами, також є проблематичною.

Так в опалювальний період лише половина теплової енергії, яка відпускається з колекторів, виробляється в режимі когенерації.

Решта тепла відпускається водогрійними котлами за рахунок спалення природного газу, що є вкрай неефективним.

Після заміни турбогенератора №1 на турбогенератор потужністю 25 МВт фактична електрична потужність станції збільшиться з 33 МВт до 44 МВт, що підвищить основний показник ефективності роботи станції – виробництво електричної енергії на тепловому споживанні.

Крім того з експлуатації буде виведено в резерв малоефективні водогрійні котли, які будуть включатися в роботу лише на період сильних морозів.

Таким чином з'явиться можливість зменшити споживання природного газу Сумською ТЕЦ шляхом заміщення його спалення на водогрійних котлах використанням вугілля на парових котлах.

Подальша експлуатація турбоагрегату в складі парової турбіни з електричним генератором (станційний №1) не відповідає вимогам Правил технічної експлуатації електричних станцій та мереж:

1) п. 8.4.1 в частині забезпечення наступних характеристик роботи:

- надійність роботи основного і допоміжного устаткування;
- готовність до прийняття номінальних електричного і теплового навантажень та їхньої зміни в межах регульовального діапазону, аж до технічного мінімуму;

- робота під навантаженням у разі аварійного зниження частоти в енергосистемі до рівня частоти, визначеного в ТУ на поставку турбіни;

- нормативні показники економічності основного і допоміжного устаткування;

Фактично через незадовільний стан турбоагрегат №1 працює з максимальним електричним навантаженням не більше 9 МВт. Паспортна встановлена електрична потужність турбоагрегату 14 МВт.

2) п. 8.4.2 в частині утримання частоти обертання турбіни нижче від рівня настроювання спрацювання автомата безпеки у разі миттєвого скидання до нуля електричного навантаження (у разі відключення турбогенератора від мережі і власних потреб), що відповідає максимальній витраті свіжої пари в частину високого тиску з номінальними її параметрами і максимальній витраті пари в частину низького тиску турбіни. Фактично через конструктивні особливості системи регулювання автомат безпеки відключає турбоагрегат під час скидання 4-5 МВт електричного навантаження.

3) п.8.4.14 в частині роботи турбін із введеним у роботу обмежувачем потужності, який допускається як тимчасовий захід тільки за умов механічного стану турбоустановки з письмового дозволу технічного керівника електростанції (енергооб'єкта) і з повідомленням диспетчера ЕЕС про тривалість такої роботи.

Фактично парова турбіна через незадовільний технічний стан постійно працює з введеним у роботу обмежувачем потужності .

4) п. 8.4.27 в частині роботи турбоагрегатів, під час якої вібраційний стан повинен задовольняти наступним вимогам:

1) середньоквадратичне значення віброшвидкості підшипникових опор валопроводу для турбін потужністю понад 0,5 МВт повинно бути не вище ніж  $4,5 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$  у вертикальному, горизонтально-поперечному та горизонтально-осьовому напрямках. Допускається не проводити вимірювання віброшвидкості

підшипникових опор валопроводу турбін потужністю менше 200 МВт у горизонтально-осьовому напрямку за умови погодження з виробником турбін;

2) у випадку перевищення нормативного значення вібрації опор валопроводу понад  $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$  до  $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$  повинні бути вжиті заходи для її зниження в термін не більше ніж 30 діб;

3) у випадку вібрації понад  $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$  робота турбоагрегатів понад 7 діб забороняється;

Фактично, внаслідок незадовільного технічного стану через критичний знос деталей ротору високого тиску, корпусу високого тиску в місцях кріплення направляючих лопаток та елементів будівельних конструкцій фундаменту значення віброшвидкості постійно знаходиться в діапазоні 7-9 мм/с.

### **3) Результат виконання заходу:**

Внаслідок реалізації проекту реконструкції Сумської ТЕЦ з підвищенням електричної потужності буде забезпечено надійність роботи станції з підвищенням ефективності використання палива за рахунок заміщення відпуску теплової енергії водогрійними котлами відпуском тепла в режимі когенерації.

Крім того буде зменшено використання природного газу водогрійними котлами за рахунок збільшення використання вугілля паровими котлами.

### **4) Термін окупності:**

Після заміни турбіни при аналогічному відпуску теплової енергії в добу відпускатиметься додатково 198000 квт.година електричної енергії на суму 265.0 тис.грн. при ціні 1.3386 грн/квт.час.

На виробництво додаткових 46 тонни/годину пару знадобиться додатково 149,8т вугілля в добу на суму 359,46 тис.грн. при тарифі 2400,25 грн/тонни.

Економічний ефект в добу складає різницю між вартістю додатково відпущеної електричної енергії і вартістю додатково використаного палива  $(975,84-710,80) - (2135,08-2041,97) = 171,93$  тис грн

вартість заміни турбогенератора №1 складають:

1) Виконання проектних робіт **5381,79** тис.грн. без ПДВ

2) Вартість турбогенератора **37083,33** тис.грн. без ПДВ

3) Виконання монтажних робіт **9166,67** тис.грн. без ПДВ

**РАЗОМ 51631,79** тис.грн. без ПДВ

○

Таким чином термін повернення інвестицій складає  $51631,79/171,93=300,3$  доби опалювального сезону.

Враховуючи, що п'ять місяців опалювального сезону з листопада по березень складає 151 добу термін окупності складає менше двох років.

Додається:

- 1) Постанова НКРЕКП №839 від 21.15.2021 року
- 2) Обґрунтування необхідності проведення реконструкції Сумської ТЕЦ
- 3) Технічне рішення
- 4) Акт дефектації турбогенератору №1
- 5) Технічне завдання на проектування
- 6) Технічна пропозиція на проведення реконструкції Сумської ТЕЦ з заміною турбогенератора №1
- 7) Кошторисна документація на розробку проекту
- 8) Комерційна пропозиція на розробку проекту

Головний інженер



С.Ю. Смертяк





## Документи

Головна сторінка / Документи / Постанови / 2021 року / НКРЕКП, Постанова від 21.05.2021 № 839 "Про накладення штрафу на ТОВ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО» за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з виробництва електричної енергії та здійснення заходів державного регулювання"

версія для друку

День оприлюднення на офіційному веб-сайті Регулятора: 24.05.2021

НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ  
У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

ПОСТАНОВА  
21.05.2021 № 839

**Про накладення штрафу на ТОВ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО» за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з виробництва електричної енергії та здійснення заходів державного регулювання**

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у результаті розгляду 21 травня 2021 року на засіданні, яке проводилось у формі відкритого слухання, Акта планової перевірки від 23 квітня 2021 року № 222, проведеної відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2021 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 18 листопада 2020 року № 2134, постанов НКРЕКП від 10 березня 2021 року № 389 «Про проведення планових перевірок суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, у II кварталі 2021 року» та від 07 квітня 2021 року № 618 «Про збільшення строку проведення планової перевірки ТОВ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО», на підставі посвідчення на проведення планової перевірки від 17 березня 2021 року № 206, встановлено, що ТОВАРИСТВОМ З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 33698892) не дотримано вимоги нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушено Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 22 березня 2017 року № 309 (далі – Ліцензійні умови № 309), та Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1467 (далі – Ліцензійні умови з виробництва електричної енергії), а саме:

пункту 4.1 розділу IV Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях та когенераційних установках, затвердженого постановою НКРЕКП від 15 жовтня 2015 року № 2585 (далі – Порядок формування інвестиційних програм ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях та когенераційних установках), щодо обов'язку ліцензіата виконувати схвалену НКРЕКП інвестиційну програму в повному обсязі відповідно до запланованих етапів, обсягів робіт у кількісному вираженні та обсягів фінансування у вартісному вираженні з урахуванням фактичного наповнення джерел фінансування;

підпункт 14 пункту 2.3 Ліцензійних умов № 309 щодо обов'язку ліцензіата дотримуватись визначених напрямків та обсягів використання коштів за статтями витрат відповідно до структур тарифів, встановлених постановою НКРЕКП від 10 грудня 2018 року № 1692 «Про встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та виробництво теплової енергії ТОВ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО»;

Ліцензійні умови з виробництва електричної енергії, а саме:

підпункт 6 пункту 2.2 (у редакції, що діяла до 20 жовтня 2020 року) щодо обов'язку ліцензіата виконувати рішення НКРЕКП у строки, встановлені відповідним рішенням та чинним законодавством,

підпункт 9 пункту 2.2 (у редакції, що діяла до 20 жовтня 2020 року) та підпункт 8 пункту 2.2 (у редакції, що діє з 20 жовтня 2020 року) щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП документи (їх копії), інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в

обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП.

Відповідно до статей 17, 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Відповідно до пунктів 11 та 12 частини першої статті 17, статей 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та статті 77 Закону України «Про ринок електричної енергії» накласти штраф у розмірі 85 000 (вісімдесят п'ять тисяч) гривень на ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО» (код ЄДРПОУ 33698892) за недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та порушення Ліцензійних умов з виробництва електричної енергії, а саме:

пункту 4.1 розділу IV Порядку формування інвестиційних програм ліцензіатів з виробництва електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях та когенераційних установках щодо обов'язку ліцензіата виконувати схвалену НКРЕКП інвестиційну програму в повному обсязі відповідно до запланованих етапів, обсягів робіт у кількісному вираженні та обсягів фінансування у вартісному вираженні з урахуванням фактичного наповнення джерел фінансування;

Ліцензійних умов з виробництва електричної енергії, а саме:

підпункту 6 пункту 2.2 (у редакції, що діяла до 20 жовтня 2020 року) щодо обов'язку ліцензіата виконувати рішення НКРЕКП у строки, встановлені відповідним рішенням та чинним законодавством,

підпункту 9 пункту 2.2 (у редакції, що діяла до 20 жовтня 2020 року) та підпункт 8 пункту 2.2 (у редакції, що діє з 20 жовтня 2020 року) щодо обов'язку ліцензіата надавати до НКРЕКП документи (їх копії), інформацію (дані, відомості, звітність), необхідні для виконання НКРЕКП своїх повноважень та функцій, в обсягах та у строки (не менше десяти робочих днів для надання копій документів, пояснень тощо), встановлені НКРЕКП.

Зазначена сума штрафу має бути сплачена до Державного бюджету України у 30-денний строк з дня одержання копії рішення про накладення штрафу (код бюджетної класифікації 21081100 «Адміністративні штрафи та інші санкції»).

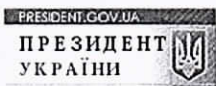
2. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «СУМИТЕПЛОЕНЕРГО» урахувати в Інвестиційній програмі на 2021 рік статтю «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2019 році» без додаткових джерел фінансування на загальну суму 4 018,97 тис. грн (без ПДВ), яка включає:

суму невикористаних коштів за заходами Інвестиційної програми на 2019 рік за рахунок тарифу на виробництво електричної енергії, скориговану на фактичний обсяг виробництва електричної енергії, у розмірі 109,50 тис. грн (без ПДВ);

суму економії коштів, отриманої за результатом діяльності з виробництва електричної енергії в січні – червні 2019 року, а саме в результаті недофінансування витрат порівняно з розрахунковими витратами у тарифі на відпуск електричної енергії, скориговану на фактичний обсяг виробництва електричної енергії, у розмірі 3 909,47 тис. грн (без ПДВ).

Голова НКРЕКП

В.Тарасюк



НКРЕКП

03057 м. Київ, вул. Смоленська, 19  
E-mail: box@nerc.gov.ua

тел. (044) 204-48-27;

Зауваження щодо  
функціонування сайту  
Статистика  
Карта сайту

© 2016 Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП)

## *Обґрунтування намірів з реалізації проекту реконструкції Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» згідно розробленого ТЕО*

Сумська ТЕЦ входить до Північної електроенергетичної системи (ПнЕС) об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. ПнЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Дефіцит Північної ЕС покривався за рахунок перетоку від ОЕС Центра (РФ) та від Дніпровської і Донбаської ЕС. Величина дефіциту потужності системи залежить виключно від завантаження блоків Зміївської ТЕС та Харківської ТЕЦ-5.

Питання інтеграції об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в мережу європейських систем ENTSO-E з впровадженням нової моделі функціонування ринку електроенергії є ключовим моментом у реформуванні енергетичної галузі нашої країни. Існує нагальна потреба в реконструкції старих та будівництві нових генеруючих потужностей (в першу чергу економічних та маневрених ТЕС) на території Центральної, Північної ЕС. Зазначені регіони необхідно вважати регіонами пріоритетного розвитку генеруючих потужностей.

Для того, щоб Сумська ТЕЦ як основний виробник (відсутня альтернатива) електричної та теплової енергії в місті Суми залишався надійним постачальником цих послуг на перспективу 25-30 років та робота обладнання ТЕЦ відповідає вимогам щодо ефективного функціонування на новому ринку електричної енергії необхідно реалізувати комплекс заходів з встановленням нового енергогенеруючого обладнання та реновацію існуючого.

В наступний час технічний стан обладнання Сумської ТЕЦ не відповідає вимогам нового ринку електричної енергії та коротко може бути охарактеризований наведеним нижче.

Встановлена потужність Сумської ТЕЦ по виробництву електричної енергії складає 40 МВт, дійсна максимум 33МВт; тепла потужність 469 Гкалл/год з яких 300 Гкалл/год це тепла потужність котлів ПТВМ які працюють виключно на природному газі. Всі енергетичні котли та конденсаційні турбіни, мають напрацювання, яке у півтора-два рази більше чим значення напрацювання для визначення межі фізичного зносу. Енергогенеруюче обладнання ТЕЦ має тільки продовжений залишковий термін експлуатації, який продовжено тільки за результатами чергових експертно-технічних обстежень. Працездатність основного генеруючого обладнання підтримується завдяки проведенню ремонтів та відновленню обладнання, але це дозволяє експлуатувати відповідне обладнання в поточному часі і не надає можливість розглядати роботу цього обладнання (як надійного) навіть у короткочасній перспективі. Важливою особливістю роботи основного енергогенеруючого обладнання є жорстка залежність виробництва електричної енергії від попиту споживачів на виробництво теплової енергії – що технічно не дозволяє збільшити виробництво електричної енергії в неопалювальний період більше чим ~9-11 МВт. А в опалювальний період технічний стан турбінного обладнання дозволяє ТЕЦ виробляти максимум ~31- 33 МВт.

Основні фактори, які визначили технічні рішення по реконструкції обладнання Сумської ТЕЦ наступні:

- Сумська ТЕЦ є джерелом, що генерує та покриває близько 25% електричних навантажень міста Суми та ~70% теплових навантажень центральної частини міста.
- Попит на теплову енергію у місті Суми, який задовольняють потужності Сумської ТЕЦ буде в подальшому тільки зростати. Зростання буде відбуватися за рахунок закриття районних та квартальних котелень, які працюють на природному газі. Прогнозується зростання більше як на 35%, а в разі зупинки експлуатації північної ТЕЦ м. Суми більше як на 100%. Тому необхідні додаткові потужності по комбінованому виробництву енергії, які в якості палива використовують вугілля та збільшать виробництво теплової енергії орієнтовно на 100 Гкал/год.
- Попит на електричну енергію прогнозовано буде зростати на рівні 0,8...2,0% на рік. В зв'язку з тим що ПнЕС по виробництву електричної енергії є дефіцитною то обмеження у потужності додаткового виробництва електроенергії на Сумський ТЕЦ відсутні. Існуюче обладнання не має можливості виробляти додаткову потужність по електроенергії тому необхідно будівництво нових потужностей. У відповідності до номенклатури існуючого на ринку стандартного енергогенеруючого обладнання та враховуючи попит на теплову енергію орієнтовно 100 Гкал/год необхідно розглянути будівництво енергоблоку орієнтовною потужністю 50-60 МВт.
- Робота парових котлів, при використанні існуючої технології гідрозолошлаковидалення, не має перспективи в подальшій експлуатації (золошлаковідвал заповнений), тому необхідно розглянути організацію сухого шлаковидалення з парових котлів. Це обумовлює використання у якості основного палива вугілля марок Г та ДГ, тому необхідне переобладнання існуючих парових котлоагрегатів на спалювання вугілля відповідних марок. Що в свою чергу відповідає вимогам «Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 16 лютого 2017 року «Про невідкладні заходи з нейтралізації загроз енергетичній безпеці України та посилення захисту критичної інфраструктури» (введене в дію Указом Президента України від 16.02.2017 року №37/2017).
- Газоочисні установки парових котлів морально та фізично застарілі та не забезпечують навіть існуючих норм викидів шкідливих речовин. На станції відсутня можливість підвищення якості очищення димових газів без впровадження сучасних методів очищення: електрофільтрів та сірко очистки.
- Технічний стан турбіни ТГ-1 (ст1) обумовлює необхідність заміни даного обладнання з збільшенням електричної та теплової потужності, що збільшує також можливості по маневреності при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії.
- Маневреність існуючої ТЕЦ по виробництву електричної та теплової енергії практично відсутня.

Таким чином метою реконструкції Сумської ТЕЦ є доведення техніко-економічних параметрів ТЕЦ до рівня, що дозволяє задовольняти зростаючі потреби в тепловій енергії, підвищення ефективності роботи в конкурентному середовищі на енергоринку і поліпшення екологічної обстановки району шляхом зменшення шкідливих викидів в атмосферу, а саме:



- заміна фізично зношеного та морально застарілого обладнання на сучасне, більш ефективно;
- поліпшення екологічної обстановки району запобіганням шкідливих викидів в атмосферу і скидів стічних вод в природні водойми і джерела;
- поліпшення техніко-економічних показників;
- збільшення відпуску теплової і електричної енергії та отримання додаткового прибутку;
- підвищення надійності роботи обладнання ТЕЦ;
- соціальні вигоди - зайнятість існуючого персоналу, створення нових робочих місць, підвищення рівня життя.

Крім того, при виборі варіантів реконструкції важливими є наступні умови: мінімізація вартості реконструкції з досягненням максимального ефекту; можливість розміщення нового обладнання в межах існуючого землевідведення; можливість виконання частини робіт з реконструкції та основних робіт щодо подальшого обслуговування та ремонту українськими підприємствами.

Основними технологічними рішеннями по реконструкції Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» передбачені наступні:

- **Перша черга будівництва** - заміна турбіни ТГ-1 на турбіну збільшеної потужності (орієнтовно 20-25 МВт - електрична потужність, 30-40 Гкал/год - теплофікація), яка працює на погіршеному вакуумі (орієнтовно + 40 Гкал/год теплової енергії), що дасть можливість досягнути:
  - збільшення з 40 до 49 Мвт електричної потужності ТЕЦ, внаслідок чого збільшиться виробництво електричної енергії на тепловому споживанні;
  - збільшення річного відпуску електричної енергії з 114,3 до 149,9 млн.квт.годин;
  - збільшення коефіцієнту корисної дії турбінного циклу на 1,3 %, що приведе до зниження питомих витрат умовного палива на виробництво електричної енергії з 350,5 до 338,8 г.у.п/квт.год;
  - зменшення обсягу споживання природного газу з 37706 до 8754 тис.м3. внаслідок заміщення відпуску теплової енергії від водогрійних котлів додатковим відпуском теплової енергії від конденсаторів турбін;
  - збільшення можливості ТЕЦ щодо маневрування по потужності виробництва електричної енергії (діапазон 11 МВт).
- **Друга черга будівництва** - переобладнання (реновація) існуючих парових котлів (ПК-1, ПК-2, ПК-3) на роботу при спалюванні кам'яного вугілля марки «Г» з переобладнанням ГОУ та системи шлаковидалення, реконструкція загальностанційних систем підготовки та транспортування, що дозволить досягнути:
  - подовження терміну безпечної експлуатації та збільшення надійності роботи парових котлоагрегатів;
  - збільшення ККД роботи котлоагрегатів (досягнення значень не менш ніж 90%);

- збільшення можливості парогенеруючого обладнання ТЕЦ щодо маневрування (стійка робота без підсвічування в діапазоні навантажень 65-100%);
- відмова від використання існуючого золошлаковідвалу;
- дотримання затверджених технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин при роботі ТЕЦ;
- з впровадженням сучасних технологій буде забезпечена надійна та економічна експлуатація парових котлів з використанням вугілля українських родовищ;
- в результаті відновлення паспортних характеристик котлоагрегатів, монтажу сучасних вихрових пальників та впровадження автоматики співвідношення паливо-повітря буде збільшено ККД котлоагрегатів на 1,5 %, що приведе до зменшення річного споживання вугілля з 183,4 до 174,1 тис. тон.
- **Третя черга будівництва** - будівництво нового енергоблока турбіна - котел (орієнтовно 50-60 МВт - електрична потужність, 100 Гкал/год - теплофікація), що дозволить досягнути:
  - Збільшити електричну потужність станції з 49 до 109 МВт починаючи з 2022 року;
  - Збільшити річний відпуск електричної енергії з 149,9 до 305,4 млн. квт. годин;
  - Збільшити відпуск теплової енергії з 519 до 794 тис. Гкал.
  - Впровадження заходів дозволить майже повністю відмовитись від використання природного газу, який буде необхідний лише під час пусків блоку;
  - ККД турбінного циклу збільшиться на 1,5 %, що приведе до зниження питомих витрат умовного палива на виробництво електричної енергії з 338,8 г.у.п/квт.год до 325,4 г.у.п/квт.год.;
  - Збільшити обсягу виробництва електричної та теплової енергії разом з підвищенням ефективності використання палива та відмовою від споживання природного газу дозволить уникнути необхідності підвищення тарифів;
  - Збільшити можливості ТЕЦ щодо маневрування по потужності виробництва електричної енергії (діапазон 20 МВт);
  - Відмовитися від використання існуючого золошлаковідвалу;
  - Дотримуватися затверджених технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин при роботі ТЕЦ;
- **Четверта черга будівництва** - будівництво електростанції (орієнтовна загальна потужність 30-40 МВт), що дозволить досягнути:
  - створення технічної можливості роботи енергогенеруючого обладнання Сумської ТЕЦ по виробництву необхідної кількості теплової енергії в періоди, коли відсутнє замовлення на споживання електричної енергії від оператора електричного ринку України;
  - збільшення можливості ТЕЦ щодо маневрування по потужності виробництва електричної енергії (діапазон в бік зменшення попиту від ринку до 40 МВт).

Одночасно передбачені роботи з реновації існуючого основного та допоміжного обладнання.

Прогнозовані технічні результати проведення реконструкції Сумської ТЕЦ:

Виконання реконструкції дозволить Сумській ТЕЦ працювати надійно, ефективно, маневрено з відповідними показниками по викидам забруднюючих речовин в умовах нового електрогенеруючого ринку України та задовольняти споживачів теплової енергії м. Суми:

- збільшить виробництво електроенергії (за рахунок збільшення потужності на ~ 73 МВт);
- суттєво (на ~ 145 Гкал/год) збільшить можливості по комбінованому виробництву теплової енергії (з використанням в якості палива вугілля);
- збільшиться діапазон маневреності, він не буде жорстко залежний від виробництва теплової енергії;
- збільшаться можливості по транспортуванню теплоносія;
- виробництво теплової енергії комбінованим способом забезпечить існуючі потреби міста Суми у теплі при збільшенні теплового навантаження;
- з'явиться можливість виробляти теплову енергію в умовах відсутності споживання ринком електричної енергії;
- вирішить питання золошлаковідвалу;
- вирішить питання по дотриманню вимог НПСВ по викидам забруднюючих речовин;
- зменшиться собівартість електричної та теплової енергії.

Директор ТОВ «Сумитеплоенерго»



Васюнін Д.Г.

« Затверджую »

Головний інженер ТОВ

«Сумитеплоенерго»

С.Ю. Смертяк



**ТЕХНІЧНЕ РІШЕННЯ**

**Технічної Ради ТОВ «Сумитеплоенерго» з питання заміни парової турбіни №1 на нову з потужністю 25 МВт**

м. СУМИ

12.02.2021.

Були присутні:

Рябінка Є.К.- директор Сумської ТЕЦ

Смертяк С.Ю.- головний інженер ТОВ "Сумитеплоенерго"

Хурсенко О.О.- зам.начальника РЦ

Супрун С.Н.- начальник КТЦ

Пурдес В.Б. - інженер СОПР

**1. Розглядали:** питання про реконструкцію Сумської ТЕЦ з заміною парової турбіни №1 на нову з потужністю 25 МВт.

**2. Виступили:**

Смертяк С.Ю., Рябінка Є.К., Супрун С. Н

**3. Вирішили:**

Для заміни застарілого обладнання, що виробило свій технічний ресурс та підвищення економічності та ефективної роботи Сумської ТЕЦ необхідно розробити проект, придбати обладнання та замінити турбоагрегат №1 на новий потужністю 25 МВт.

Враховуючи обмеженість фінансових ресурсів провести реконструкцію за два роки.

У інвестиційну програму на 2022 рік, включити 2 етапи.

**1-й етап**

розробку двостадійної проектної документації:

1) стадія Проект

2) стадія Робоча Документація

**2-й етап**

авансування придбання основного обладнання.

Директор Сумської ТЕЦ

Зам.начальника РЦ

Начальник КТЦ

Інженер СОПР

Рябінка Є.К.

Хурсенко О.О.

Супрун С.Н.

Пурдес В.Б.

«Утверждаю»  
Главный инженер ТЭЦ  
«Сумытеплоэнерго»  
С.Ю. Смертяк  
«18» июня 2021г.



## Акт дефектации ТГ-1 Сумської ТЕС

Комиссия в составе:

- Смертяка С.Ю. главного инженера ООО «Сумытеплоэнерго»
- Супруна С. Н. начальника КТЦ «Сумытеплоэнерго»
- Воротняка И. И. мастера РЦ «Сумытеплоэнерго»

провела обследование турбоагрегата, в результате чего были выявлены дефекты:

### 1. ЦВД

- 1.1 Передние концевые обоймы деформированы, имеют вертикальную эллипсность 0,8 мм. На нижних половинах обойм наблюдается натирывание от уплотнительных «усов» ротора. Видны следы пропаривания по горизонтальному разъёму.
- 1.2 Обоймы уплотнений «думмиса» имеют деформацию. Вертикальная эллипсность порядка 2-3 мм. На нижних половинах наблюдаются канавки от уплотнительных «усов» ротора. Видны следы пропаривания по горизонтальному разъёму.
- 1.3 Проточная часть имеет значительный солевой занос.
- 1.4 При вскрытии крышки видны следы пропаривания по горизонтальному разъёму в районе передних концевых уплотнений.
- 1.5 Передняя часть цилиндра смещена вправо относительно ротора на 0,7 мм.
- 1.6 Крепёж горизонтального разъёма деформирован.
- 1.7 Сопловой аппарат состоит из 25-ти лопаток. Выходные кромки лопаток изношены по длине на 2-3 мм.
- 1.8 Отсутствует часть ленточного бандажа направляющего аппарата колеса Кертиса в верхней части цилиндра. Имеются механические повреждения лопаток.

### 2. РВД

- 2.1 Шейки ротора имеют концентрические риски. Конусность шейки подшипника №1 составляет 0,1 мм, подшипника №2 – 0,12 мм. ПРИ НОРМЕ 0,05 ММ
- 2.2 Износ уплотнительных «усов» на роторе в районе передних концевых обойм. Зазор составляет 0,9-1,00 мм (норма 0,4-0,6 мм).
- 2.3 Лопаточный аппарат имеет незначительный солевой занос.
- 2.4 Рабочие лопатки регулирующей ступени имеют значительный эрозийный износ.
- 2.5 На гребне под колодки упорного подшипника имеются концентрические риски.

2.6 Увеличены зазоры по входным кромкам рабочих лопаток ротора относительно проточной части на 0,50-0,60 мм.

2.7 Сильный занос масляным шламом шестерёнчатой муфты роторов ВД –НД.

### 3. ЦНД

3.1 В следствии того, что отсутствует дренаж с камеры регулирующей ступени и пропаривания через конденсатор – в нижней части собирается конденсат, что является причиной коррозии лопаток. Выходные кромки соплового аппарата изношены по длине на 30%.

3.2 На внутренней части цилиндра наблюдаются коррозионные отложения.

3.3 При вскрытии крышки видны следы пропаривания по горизонтальному разъёму в районе передних и задних концевых уплотнений.

3.4 Крепёж горизонтального разъема деформирован.

3.5 Увеличены осевые зазоры по передним и задним концевым уплотнениям от регулирования на 1,5-1,7 мм.

### 4. РНД

4.1 Шейки ротора имеют незначительные концентрические риски.

4.2 Лопаточный аппарат имеет незначительный солевой занос.

4.3 Последняя 5-я ступень удалена полностью.

4.4 Увеличены зазоры по входным кромкам рабочих лопаток ротора относительно проточной части на 1,5-1,7 мм.

4.5 В следствии попадания инородных предметов торцы лопаток ступеней №2, №3 имеют деформацию.

4.6 Выходные кромки лопаток регулирующей ступени имеют значительный коррозионный износ.

### 5. Подшипники и опоры

5.1 Тепловой зазор поперечных шпонок ЦВД и ЦНД (между колпачковой гайкой и стаканом шпонки) 0,5мм (норма 0,20 мм).

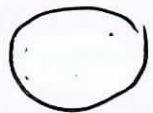
5.2 Увеличен зазор по дистанционным болтам №1,2,3,5,7,9 и составляет 0,20-0,30 мм (норма 0,05 мм), а зазор по дистанционным болтам №4,6,8,10,11,12,13,14 отсутствует (норма 0,05 мм).

5.3 В следствии теплового расширения турбины, перемещение опоры №1 происходит скачкообразно.

5.4 Увеличены боковые зазоры по подшипнику №1 и составляют 0,30-0,40 мм (норма 0,18-0,20 мм), неравномерный потолочный зазор 0,40-0,85 мм (норма 0,36-0,40 мм).

5.5 Боковые зазоры подшипника №2 составляют 0,35-0,40 мм (норма 0,18-0,20). Неравномерный натир на нижней половине вкладыша.

5.6 Боковые зазоры подшипника №3 увеличены и составляют 0,35-0,60 мм (норма 0,20-0,22 мм), неравномерный потолочный зазор 0,35-0,85 мм (норма 0,40-0,44).



- 5.7 Боковые зазоры подшипника №4 увеличены и составляют 0,25-0,50 мм (норма 0,20-0,22 мм), неравномерный потолочный зазор 0,36-0,76 мм (норма 0,40-0,44).
- 5.8 Подшипники № 5,6 в удовлетворительном состоянии. Имеются натирсы на верхних половинах вкладыша.
- 5.9 Расцентровка валопровода: РВД-РНД по радиалу 0,49 мм (норма 0,02 мм) по аксиалу 0,08 мм (норма 0,02 мм); РНД –РГ по радиалу 0,42 мм (норма 0,02 мм) по аксиалу 0,06 мм (норма 0,02 мм).
- 5.10 Колодки рабочей стороны упорного подшипника РВД имеют неравномерный натир по баббитовой поверхности. Имеются раковины на колодках №1,5. Высота опорных поверхностей колодок не соответствует чертёжным данным. Опорные части на сегментах, где устанавливаются колодки, имеют неровную поверхность.
- 5.11 Колодки рабочей стороны упорного подшипника РНД имеют неравномерные натирсы по поверхности баббитовой заливки. Опорная часть колодок имеет неровную поверхность.
- 5.12 Осевой рабочий разбег РВД составляет 0,54 мм (норма 0,30-0,50 мм).
- 5.13 Осевой рабочий разбег РНД составляет 0,66 мм (норма 0,30-0,50 мм).
- 5.14 Увеличенны зазоры по маслоуловителям турбины и составляют 0,40-0,50 мм (норма 0,20-0,30 мм).

6. Система регулирования и парораспределения

- 6.1 Отсутствует зазор между ведущей шестерней установленной на роторе ВД и ведомой на ГМН.
- 6.2 Имеются люфты в рычажных соединениях блоков золотников регулятора скорости сервомоторов НД.
- 6.3 В стопорном клапане уплотняющая поверхность между седлом и клапаном в неудовлетворительном состоянии.
- 6.4 Увеличен зазор между штоком и втулкой стопорного клапана
- 6.5 В маслосистеме много шлама.
- 6.6 Неудовлетворительное состояние пояска поршня сервомотора стопорного клапана.

Директор ТЭЦ

Начальник КТЦ сумской ТЭЦ  
ООО «Сумытеплоэнерго»

Рябинка Е.К

Супрун С. Н.

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Головний інженер  
ТОВ «Сумитеплоенерго»



МП

С.Ю. Смертяк

«ПОГОДЖЕНО»

Директор - генеральний конструктор  
ФХЦКБ «Енергопрогрес»  
ТОВ «Котлотурбопром»



МП

І.Є. Риженко

### ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТУВАННЯ

За темою: Реконструкція Сумської ТЕЦ із заміною турбогенератора ст.№1  
на сучасний з підвищеною потужністю

1. Стадія Проект
2. Стадія Робоча Документація

№	Перелік основних даних та вимог	Основні дані та вимоги
1.	Найменування та місцезнаходження об'єкту	Сумська ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» Україна, 40022, м. Суми, вул. 2-а Залізнична, 10
2.	Підстава для проектування	1. Проектна документація стадії «ТЕО», розроблена за результатами проведеного аудиту технічного стану ТЕЦ. 2. Склад та зміст проектної документації повинні відповідати ДБН А.2.2-3-2014 (з урахуванням зміни №1, згідно наказу Мінрегіону України від 27.12.2017 р. №338) 3. Технічне рішення
3.	Вид будівництва	Реконструкція
4.	Дані про інвестора	ТОВ «Сумитеплоенерго» Україна, 40022, м. Суми, вул. 2-а Залізнична, 10
5.	Дані про Замовника	ТОВ «Сумитеплоенерго» Україна, 40022, м. Суми, вул. 2-а Залізнична, 10
6.	Джерело фінансування	Інвестиційна програма
7.	Необхідність розрахунку ефективності інвестицій	Потрібно
8.	Дані про проектувальника (Генпроектувальника)	Філія ХЦКБ «Енергопрогрес» ТОВ «Котлотурбопром»
9.	Дані про Підрядника	ТОВ «УКРЕНЕРГОПРОМ – 3»
10.	Стадійність проектування з визначенням стадії, що затверджується	Проектування - 1) Стадія Проект. 2) Стадія Робоча Документація Розробка, затвердження та експертиза проектної документації стадій здійснюється відповідно до вимог законодавства у сфері містобудівної діяльності.
11.	Інженерні вишукування	Не вимагається
12.	Вихідні дані про особливі умови будівництва (сейсмічність, просідання ґрунтів та території, що	Надає Замовник за окремим запитом





	підтоплюються, тощо.)	
13.	Основні архітектурно – планувальні вимоги і характеристики об'єкту, який проектується)	Проектування виконати в рамках діючих будівель та споруд головного корпусу Сумської ТЕЦ.
14.	Почерговість будівництва, необхідність виділення пускових комплексів	Виділення пускових комплексів не передбачається. Роботи по заміні турбогенератора №1 виконуються за один пусковий комплекс
15.	Визначення класу (наслідків) відповідальності, категорії складності та встановленого терміну експлуатації	Клас наслідків (відповідальності) – ССЗ. Клас наслідків (відповідальності) будівель і споруд, будівництва підтверджується розрахунком у відповідності з законодавством, Постановою КМУ від 27.04.2011р. №557, ДБН В.1.2-14, ДСТУ-Н Б В.1.2-16, ДБН А.2.2-3-2014. Встановлений термін експлуатації не менше 20 років (або за даними заводу – виробника обладнання)
16.	Вказівки про необхідність: 1) розробки індивідуальних технічних вимог; 2) розробка проектних рішень в декількох варіантах та на конкурсних засадах; 3) попередніх погоджень проектних рішень; 4) виконання де монстраційних матеріалів, макетів, креслень, їх склад та форма; 5) виконання науково - дослідних та дослідно-експериментальних робіт; 6) технічного захисту інформації	Обладнання, що використовується повинно бути сертифіковане в Україні (за необхідністю, пройти сертифікацію)  Не вимагається  Технічні рішення погоджуються з Замовником  Не вимагається  Не вимагається  Згідно Договору на розробку проекту
17.	Потужність та характеристика об'єкту	Основні характеристики Сумської ТЕЦ: Встановлена потужність: - електрична – 40 МВт; - теплова – 432 Гкал. Проектне паливо – Донецьке вугілля марки АШ з наступними характеристиками: – нижча теплотворна властивість робочого палива $Q_{рн} = 5089$ ккал/кг; – зола на сухий стан $A_p = 30,0$ %; – волога на сухий стан $W_p = 8,8$ %; – вміст сірки на сухий стан $V_p = 2,9$ %. Більша частка обладнання відпрацювала граничний ресурс. Проектом передбачено реконструкцію Сумської ТЕЦ із заміною турбогенератора ст.№1 на сучасний електричною потужністю 25 МВт.
18.	Вимоги з благоустрою майданчика	Згідно нормативної документації діючої на території України
19.	Вимоги до інженерного захисту територій і об'єктів	Не вимагається
20.	Вимоги до розробки розділу «Оцінка впливу на	Згідно нормативної документації діючої на території України в рамках обсягів робіт Виконавця



485



	навколишнє середовище»	
21.	Вимоги з енергозбереження та енергоефективності	В рамках об'єктів робіт Виконавця, згідно вимог нормативної документації діючої на території України та у відповідності до «Інструкції про порядок передачі документації та здійснення державної експертизи з енергозбереження».
22.	Дані про технології та (або) науково-дослідні роботи, які пропонує застосувати Замовник	Не вимагається
23.	Вимоги до режиму безпеки та охорони праці	У відповідності до діючого Закону, норм, правил та інструкцій з охорони праці і техніки безпеки
24.	Вимоги щодо розроблення розділу інженерно-технічних заходів цивільного захисту (цивільної оборони)	Згідно нормативної документації діючої на території України
25.	Вимоги до систем протипожежного захисту об'єкту	Всі проектні рішення повинні відповідати діючим нормам та правилам з протипожежної безпеки, у тому числі: - НПАОП 40.3-1.05-89 (РД 34.03.352) «Правила взриво безпеки топивоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива»; - СОУ-Н МПЕ 40.144.101:2005 «Вугілля на відкритих складах електростанцій. Інструкція зі збереження»; - ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту»; - СОУ-Н ЕЕ 03.313:2007 (НАПБ В.05.025-2006 «Протипожежний захист складів, систем паливоподачі та пило приготування твердого палива. Інструкція з проектування, будівництва й експлуатації»; - НАПБ 06.015-2006 «Перелік приміщень і будівель енергетичних підприємств Мінпаливэнерго України з визначення категорій і класифікації зон з вибухобезпечної і пожежної небезпеки»;
26.	Вимоги до розроблення спеціальних заходів	Не вимагається
27.	Призначення нежитлових поверхів	Не вимагається
28.	Перелік будівель і споруд, які проектується у складі комплексу	Проект виконується в межах існуючої будівлі головного корпусу ТЕЦ (машзал). Будівництво нових будівель і споруд в рамках робіт Підприємства не передбачається
29.	Перелік основних вихідних даних, які надаються замовником	Видаються виконавцю в обов'язку, необхідному для виконання робіт з розробки проекту, а саме: до початку проектування <ul style="list-style-type: none"> <li>- Креслення загальних видів турбінного основного та допоміжного обладнання та схеми;</li> <li>- Детальні креслення встановлення турбогенератора №1 та допоміжних систем, фундаменти, канали;</li> <li>- Діюча теплова схема станції з урахуванням всіх виконаних реконструкцій та заміп.</li> </ul>
30.	Погодження	Проектувальник разом з Замовником приймає участь в розгляді проектних рішень при їх погодженні у відповідності до умов, які зазначені в ДБН А.2.2-3-2014: - отримання позитивного комплексного висновку в ДП «Укрдержбудекспертиза»; - захист на науково-технічній раді в Міністерстві

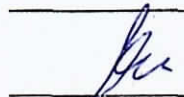
48

		енергетики та екології; - погодження з оператором системи передачі. У випадку отримання зауважень від експертних організацій виконавець самостійно усуває або відстоює відповідні проектні рішення і кошторисні розрахунки в найкоротші терміни, які не перевищують термін дії договору.
31.	Перелік документації, що передається Замовнику	Обсяг робіт ФХЦКБ «Енергопрогрес» ТОВ «Котлотурбопром»:  <b>Текстові документи:</b> - Пояснювальна записка в обсязі розділів, передбачених ДБН А.2.2-3- 2014. - Технологічна частина передбачає безпосередні рішення із встановлення турбіни, реконструкції фундаментів, основних та допоміжних трубопроводів і систем; - Індивідуальні рішення та об'єми реконструкції турбіни із забезпеченням роботи в режимі погіршеного вакууму.  <b>Схеми та креслення:</b> У розділі пояснювальної записки приводяться: - Генеральний план - Компонівка турбіни; - Нова теплова схема після реконструкції; - Креслення реконструйованих фундаментів турбіни; - Креслення трубопроводів; - Креслення електротехнічної частини; - Головна електрична схема станції; - Принципова схема установки відбірних простоїв для штатних КВП, автоматики та блокувань. - Проект організації будівництва.  <b>Розрахунки:</b> У розділі пояснювальної записки приводяться: - Результати розрахунків трубопроводів на самокомпенсацію; - Розрахунки техніко-економічних показників роботи ТЕЦ.
32.	Додаткові вимоги	Оплата за розробку та державну експертизу проектної документації здійснюється за рахунок Замовника. Документація надається Замовнику в електронному вигляді (в форматі *.pdf – скановані копії всіх оригінальних документів, та на паперових носіях – 4 примірники. Кошторисна документація розробляється в програмному комплексі АВК.

Від ЗАМОВНИКА

  
Смертак С.О.

Від ВИКОНАВЦЯ

  
Гуля О.М.

ООО «СУМЫТЕПЛОЭНЕРГО»

## Технические предложения

по реконструкции Сумской ТЭЦ ООО «Сумытеплоэнерго»  
с установкой паровой турбины мощностью 25 МВт взамен отработавшей  
свой ресурс турбоустановки АТ-12 «ИГОРЬ» ст.№1

Главный инженер



С.Ю. Смертяк

2020



## 1. ВВЕДЕНИЕ

Предметом данного рассмотрения является модернизация и реконструкция Сумской ТЭЦ с установкой новой турбины П-25-3,4/0,6 мощностью 25 МВт взамен существующей турбины 14 МВт.

## 2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СУМСКОЙ ТЭЦ

### 2.1 Характеристика Сумской ТЭЦ

Сумская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1957 году и на данный момент обеспечивает тепловой энергией 60% потребителей города Сумы.

В настоящее время на ТЭЦ установлены:

- три котла типа ЦКТИ-75-39;
- две турбины типа АТ-12.
- турбина типа Р-12-3,5/0,12

Все оборудование было изготовлено в Чехословакии.

В качестве основного вида топлива использовался уголь марки АШ Донецкого угольного бассейна, резервного – мазут.

В 1972–1976 годах была осуществлена реконструкция ТЭЦ с возможностью сжигания природного газа и увеличением производительности котлоагрегатов до 87 т пара в час, а турбин до 14 МВт.

Для обеспечения возросших тепловых нагрузок города были смонтированы три водогрейных котла типа ПТВМ-100 тепловой производительностью по 100 Гкал/ч каждый.

Сумская ТЭЦ включена на параллельную работу с государственной электрической системой в 1957 году.

Общая площадь земли, занимаемой предприятием, составляет 24,8579 га.

В 2009 году на ТЭЦ установлена когенерационная установка с турбогенератором типа

Р-12-35/5М мощностью 12 МВт. Установленная электрическая мощность станции возросла до 40 МВт.

На данный момент установленная тепловая мощность ТЭЦ составляет 469 Гкал/ч.

Из основного оборудования в эксплуатации находятся три паровых котла среднего давления типа ЦКТИ-75-39-Ф2-М паропроизводительностью 87 т/ч каждый. Котлы производят пар с давлением 39 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 440 °С. В 2017 году был выполнен перевод ПК-1 на сжигание угля.

Сумская ТЭЦ располагает тремя теплофикационными паровыми турбинами. Две из них – типа ТР-14-3,5/1,2/0,8 «Игорь» мощностью 14 МВт. Эти турбины работают на ухудшенном вакууме и оснащены отбором пара на уровне 1,2 бар для нагрева собственного конденсата. Отработанный пар после двух турбин ТР-14-3,5/1,2/0,8 используется для первичного нагрева сетевой воды в конденсаторах. Третья турбина – типа Р-12-3,5/0,12 установленной электрической мощностью 12 МВт. С помощью турбины типа Р-12-3,5/0,12 производится вторичный нагрев сетевой воды.

Шиковая водогрейная котельная Сумской ТЭЦ состоит из трёх водогрейных котлов типа ПТВМ-100, обеспечивающих тепловую мощность 100 Гкал/ч каждый. Водогрейные котлы типа ПТВМ-100 используются для обеспечения необходимых параметров сетевой воды в шиковом режиме.

### 3. ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СУМСКОЙ ТЭЦ

Основными целями и требованиями реконструкции и модернизации ТЭЦ являются:

- 1) замена физически изношенного и морально устаревшего оборудования на современное, более эффективное;
- 2) Увеличение доли сжигания угля за счет снижения расхода газа.;
- 3) улучшение технико-экономических показателей;
- 4) увеличение отпуска тепловой и электрической энергии и получения дополнительной прибыли
- 5) повышение надежности работы оборудования ТЭЦ;
- 6) получение возможности маневренности электрической нагрузки

Кроме того, при выборе вариантов реконструкции немаловажными являются следующие условия: минимизация стоимости реконструкции с достижением максимального эффекта; возможность размещения нового оборудования в пределах существующего землеотвода; возможность выполнения части работ по реконструкции и основных работ по дальнейшему обслуживанию и ремонту украинскими предприятиями.

Целью реконструкции Сумской ТЭЦ является доведение ее технико-экономических параметров до уровня, позволяющего удовлетворять растущие потребности в тепловой энергии, соответствовать современным экологическим нормам и эффективно работать в конкурентной среде на рынке энергии.

Данный вариант реконструкции Сумской ТЭЦ предусматривает установку теплофикационной

турбины ПТ-25-3,4/0,6 мощностью 25 МВт взамен турбогенератора №1 мощностью 12 МВт

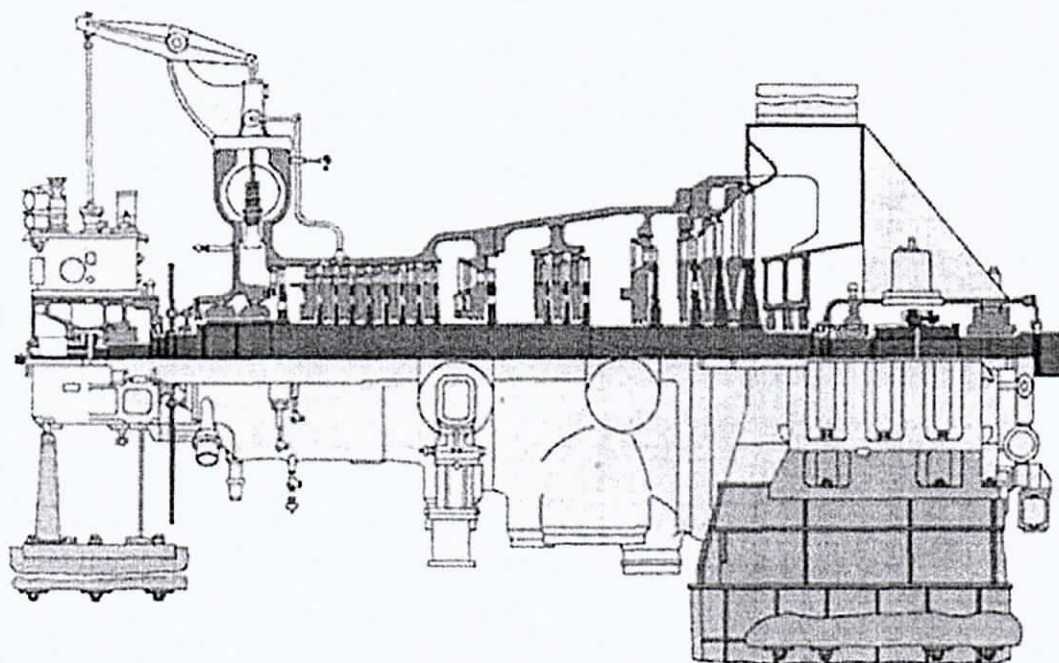
#### 3.1 Технологические решения

Данный вариант реконструкции Сумской ТЭЦ предусматривает установку теплофикационной

турбины ПТ-25-3,4/0,6 мощностью 25 МВт взамен турбогенератора №1 мощностью 12 МВт

### 3.1.1 Основное оборудование

#### Паровая турбина ПТ-25-3,4/0,6 Калужского турбинного завода



ПОКАЗАТЕЛИ	ПТ-25-3,4/0,6
Номинальная (макс.) мощность, кВт	18170 (25430*)
Частота вращения ротора, об/мин	3000
Параметры свежего пара, номинал (рабочий диапазон):	
абсолютное давление, МПа	3,2 (2,9-3,4)
температура, °С	435 (420-445)
Номинальное абсолютное давление пара за турбиной:	
при номинальных отборах, кПа	6,08
при конденсационном режиме, кПа	9,61**
Температура регенеративного подогрева	
питательной воды, °С	70-74
Регулируемый производственный отбор,	
номинал (рабочий диапазон):	
абсолютное давление, МПа	0,6 (0,5-0,7)
температура, °С	255 (235-341)
расход, т/ч	50
Номинальный расход пара на турбину:	
при работе с номинальными отборами, т/ч	150
при конденсационном режиме, т/ч	100**
Номинальный удельный расход теплоты	

при конденсационном режиме, ккал/кВтч	3119,7
Тип конденсатора:	КП-1650-3
поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	1650
гидравлическое сопротивление по воде, МПа	не более 0,06
ном. (макс.) температура охлаждающей воды, °С	25
Ном. расход охлаждающей воды на конденсатор	4600
и маслоохладители, м <sup>3</sup> /ч	80x2
Поверхность нагрева подогревателей, м <sup>2</sup> :	
низкого давления	70
низкого давления	—
низкого давления	—
высокого давления	—
высокого давления	—
Масляная система:	
емкость масляного бака, м <sup>3</sup>	13
поверхность охлаждения маслоохладителей, м <sup>2</sup>	24x2
Монтажные характеристики:	
масса турбины, т	61.83
масса конденсатора, т	35.5
масса поставляемого оборудования, т	159,396
высота фундамента турбины, м	7,0
высота крюка крана над полом	
машинного зала, м	не менее 4,5

### 3.1.2 Принципиальная тепловая схема

. Предусматривается работа турбины в конденсационном режиме, с отпуском тепла из теплофикационного отбора.

В основу тепловой схемы турбины ПТ-25-3,4/0,6 положена заводская тепловая схема турбоустановки.

### 3.1.3 Компонировочные решения

В основу компоновочных решений установки турбины положена типовая компоновка турбины ПТ-25-3,4/0,6.

Существующий фундамент турбины АТ-12 стационарный №1 подлежат реконструкции в соответствии с чертежами завода-изготовителя турбины ПТ-25-3,4/0,6.



## ЗВЕДЕНИЙ КОШТОРИС

на проектні і вишуквальні роботи

## Реконструкція Сумської ТЕЦ ТОВ "Сумгтеплоенерго"

(найменування об'єкта будівництва)

## ФХЦБ "Енергопрогрес" ТОВ "Коглотурбопром"

(найменування проектної та вишуквальної організації)

Ч.ч.	Стадія проектування і перелік виконуваних робіт	Найменування об'єкта будівництва або виду робіт	№№ кошторисів	Повна вартість робіт, тис.грн.		
				вишуквальних	проектних	всього
1	2	3	4	5	6	7
1	Проект	Заміна турбогенератора ст. №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор електричною потужністю 25 МВт та тепловою - 40 Гкал/год +40 Гкал/год	1		451,00838	451,00838
2	Робоча документація	Заміна турбогенератора ст. №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор електричною потужністю 25 МВт та тепловою - 40 Гкал/год +40 Гкал/год	2		4 317,15241	4 317,15241
3	Проект	Обстеження	3		195,75000	195,75000
4	Проект	ОВНС	4		302,40000	302,40000
5	Проект експертиза	Заміна турбогенератора ст. №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор електричною потужністю 25 МВт та тепловою - 40 Гкал/год + 40 Гкал/год	5		115,47648	115,47648
	Разом				5 381,78727	5 381,78727
	По видам проектних робіт:					
	Автоматика і КВП			4%		619,38484
	Архітектурно-будівельна частина			14,67%		1 318,94894
	НОП робочих і службовців. Керування підприємством			0,67%		25,55714
	Організація будівництва			12%		54,12100
	Кошторисна документація			10%		496,10932

1	2	3	4	5	6	7
	Тепломеханична частина			40%		1 583,54053
	Техніко-економічна частина			5,33%		24,05378
	Електротехнічна частина			13,33%		646,44534
	Інші роботи			11,4%		613,62648
	ПДВ 20% ( 5 381 787,27 ) * 0,2					1 076,35745
	Всього з урахуванням ПДВ					6 458,14472

Всього за зведенням кошторисом: 6 458 144,72 грн. (шість мільйонів чотирьох тисяч вісімсот чотирьох гривні 72 коп.)

Керівник проєктної організації

*Римченко І.Є.*  
(ПІБ)

*[Signature]*  
(підпис)

*Гуцул О.М.*  
(ПІБ)

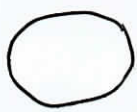
*[Signature]*  
(підпис)

*Бірюча В.А.*  
(ПІБ)



" 04 " 03 2020 р.

69



## КОШТОРИС № 01

на проектні роботи

Заміна турбогенератора ст. №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор електричною потужністю 25 МВт та тепловою - 40 Гкал/год +40 Гкал/год

(найменування об'єкта будівництва, стадії проектування, виду проектних або вишукувальних робіт)

Найменування проектної (вишукувальної)

організації:

ФХЦКБ "Енергопрогрес" ТОВ "Котлотурбопром"

Ч.ч.	Характеристика об'єкта будівництва або виду робіт	Назва документу обґрунтування та №№ частин, глав, таблиць, пунктів	Розрахунок вартості	Вартість, грн
1	2	3	4	5
1	Теплофікаційна електростанція паливо-вугілля паропродуктивністю котлів від 500 до 1300 Гкал/год. Розрахунковий показник: 432 (Гкал/год.) Показник об'єкта 80 Гкал/год	ЗЦПРБ-90 Розділ 1, табл.1-0005 п.1 A=1456000,00; B=901,00; Розр.показ.: X=432; Xmin=500,00 Коефіцієнти: КС = 0,12 (Коеф. на проект) К1=1,10 (Зм. №1 до ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Розділ 4. Загальні положення, п.4.5). К3=1,05 (Зм. №1 до ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Глава 5, п.5.4.2). К4=1,07 (ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Додаток Ж, таблиця Ж.1). К5=29,70 (Зм. №3 до ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Додаток Ж, таблиця Ж.3.). Користувацькі коефіцієнти: К2=0,185 (Коефіцієнт об'ємів робіт -80/432).	$(A + B * (0,4 * X_{min} + 0,6 * X)) * K_C * \text{ПРОЦ} * K_Э * K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5$ $(1\ 456\ 000,00 + 901,00 * (0,4 * 500,00 + 0,6 * 432,00)) * 0,12 * 0,75 * 0,3947 * 1,1 * 0,185 * 1,05 * 1,07 * 29,7$	451 008,38
	Коеф. по видам проектних робіт: 0,75 у т.ч.:			
	Автоматика і КВП		3%	18 040,34
	Архітектурно-будівельна частина		11%	66 147,90
	НОП робочих і службовців. Керування підприємством K1=1,00 ()		0,5% * 1	3 006,72
	Організація будівництва		9%	54 121,01
	Кошторисна документація		7,5%	45 100,84
	Тепломеханічна частина		30%	180 403,35
	Техніко-економічна частина		4%	24 053,78
	Електротехнічна частина		10%	60 134,45
	Коеф. по видам конструктивних елементів: 0,3947 у т.ч.:			
	Головний корпус		23%	262 812,08
	Допоміжні об'єкти і технологічні комунікації		2,4%	27 423,87
	Передача і розподіл електроенергії		2%	22 853,22
	Електропостачання власних потреб		0,1%	1 142,66
	Теплопостачання власних потреб		0,3%	3 427,98
	Передача розподіл тепла		2,5%	28 566,53
	Техводопостачання і охолодження		1,02%	11 655,14
	Виробничо-протипожежний водопровід і система пожежогасіння		0,75%	8 569,96
	Інші підсобні та обслуговуючі об'єкти		2,1%	23 995,89
	Види робіт, які стосуються комплексу станції в цілому		5,3%	60 561,04

1	2	3	4	5
	Разом ва кошторисом			451 008,38
	Коеф. по видам проектних робіт: 0,75 у т.ч.:			
	Автоматика і КВП		4%	18 040,34
	Архітектурно-будівельна частина		14,67%	66 147,90
	НОП робочих і службовців. Керування підприємством		0,67%	3 006,72
	Організація будівництва		12%	54 121,01
	Кошторисна документація		10%	45 100,84
	Тепломеханічна частина		40%	180 403,35
	Техніко-економічна частина		5,33%	24 053,78
	Електротехнічна частина		13,33%	60 134,45

Всього за кошторисом: 451 008,38 грн. (чотириста п'ятдесят одна тисяча вісім гривень 38 коп.)



*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(ПІБ)

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(ПІБ)

" 04 " 03 20 2009

## КОШТОРИС № 02

на проектні роботи

Заміна турбогенератора ст. №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор електричною потужністю 25 МВт та тепловою - 40 Гкал/год+40 Гкал/год

(найменування об'єкта будівництва, стадії проектування, виду проектних або вишукувальних робіт)

Найменування проектної (вишукувальної)

організації:

ФХЦКБ "Енергопрогрес" ТОВ "Котлотурбопром"

Ч.ч.	Характеристика об'єкта будівництва або виду робіт	Назва документу обґрунтування та №№ частин, глав, таблиць, пунктів	Розрахунок вартості	Вартість, грн
1	2	3	4	5
1	Теплофікаційна електростанція паливо-вугілля паропродуктивністю котлів від 500 до 1300 Гкал/год. Розрахунковий показник: 432 (Гкал/год.) Показник об'єкта 80 Гкал/год	ЗЦПРЕ-90 Розділ 1, табл.1-0005 п.1 A=1456000,00; B=901,00; Розр.показ.: X=432; X <sub>min</sub> =500,00 Коефіцієнти: K1=1,10 (Зм. №1 до ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Розділ 4. Загальні положення, п.4.5). K3=1,05 (Зм. №1 до ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Глава 5, п.5.4.2). K4=1,07 (ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Додаток Ж, таблиця Ж.1). K5=29,70 (Зм. №3 до ДСТУ Б Д.1.1-7:2013, Додаток Ж, таблиця Ж.3.). Користувацькі коефіцієнти: K2=0,185 (Коефіцієнт об'ємів робіт -80/432).	$(A + B * (0,4 * X_{min} + 0,6 * X)) * \text{ПРОЦ} * KЭ * K1 * K2 * K3 * K4 * K5$ $(1\ 456\ 000,00 + 901,00 * (0,4 * 500,00 + 0,6 * 432,00)) * 0,8615 * 0,3947 * 1,1 * 0,185 * 1,05 * 1,07 * 29,7$	4 317 152,41
	Коеф. по видам проектних робіт: 0,8615 у т.ч.:			
	Автоматика і КВП		12%	601 344,50
	Архітектурно-будівельна частина		25%	1 252 801,05
	НОП робочих і службовців. Керування підприємством K1=0,90 ()		0,5% * 0,9	22 550,42
	Організація будівництва		0%	
	Кошторисна документація		9%	451 008,38
	Тепломеханічна частина		28%	1 403 137,17
	Техніко-економічна частина		0%	
	Електротехнічна частина		11,7%	586 310,89
	Коеф. по видам конструктивних елементів: 0,3947 у т.ч.:			
	Головний корпус		23%	2 515 695,60
	Допоміжні об'єкти і технологічні комунікації		2,4%	262 507,37
	Передача і розподіл електроенергії		2%	218 756,14
	Електропостачання власних потреб		0,1%	10 937,81
	Теплопостачання власних потреб		0,3%	32 813,42
	Передача розподіл тепла		2,5%	273 445,17
	Техводопостачання і охолодження		1,02%	111 565,63
	Виробничо-протипожежний водопровід і система пожежогасіння		0,75%	82 033,55
	Інші підсобні та обслуговуючі об'єкти		2,1%	229 693,95
	Види робіт, які стосуються комплексу станції в цілому		5,3%	579 703,77

52

1	2	3	4	5
	Разом за кошторисом			4 317 152,41
	Коеф. по видам проектних робіт: 0,8615 у т.ч.:			
	Автоматика і КВП		13,93%	601 344,50
	Архітектурно-будівельна частина		29,02%	1 252 801,05
	НОП робочих і службовців. Керування підприємством		0,52%	22 550,42
	Організація будівництва		0%	
	Кошторисна документація		10,45%	451 008,38
	Тепломеханічна частина		32,5%	1 403 137,17
	Техніко-економічна частина		0%	
	Електротехнічна частина		13,58%	586 310,89

Всього за кошторисом: 4 317 152,41 грн. (чотири мільйони триста сімнадцять тисяч сто п'ятдесят дві гривні 41 коп.)



Головний інженер проекту

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(ПІБ)

*[Signature]*  
\_\_\_\_\_  
(ПІБ)

" 04 " 03 20 20 р.

## Розрахунок вартості експертизи № 05

Відповідно до укладеного Договору: № від 28.02.2020

На виконання експертизи проекту будівництва

Заміна турбогенератора ст. №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор електричною потужністю 25 МВт та тепловою - 40 Гкал/год + 40 Гкал/год

Виконавець експертизи проекту будівництва

На підставі Зміни №3 ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 "Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектною документації на будівництво" (наказ ДП "УкрНДНЦ" від 24 вересня 2018 р. № 334)

Складено розрахунок вартості проведення експертизи проекту будівництва за всіма напрямками (клас наслідків (відповідальності) СС3, значні наслідки)

№ п/п	Найменування	Розрахунок вартості	Вартість, грн.
1	2	3	4
1	Вартість експертизи	Вартість БМР за підсумком глав 1-9 ЗКР (графа 4) , тис. грн. = 3 387,245 Вартість устаткування за підсумком глав 1-9 ЗКР (графа 5), тис. грн. = 134 275,203 Частка доданої вартості устаткування, % = 60,00 Розрахункова база (РБ): $3\,387,245 + 134\,275,203 * 60,00$ Разом розрахункової бази, тис. грн. = 83 952,367 Граничні значення розрахункової бази (П1-П2): 50 000,000-100 000,000 Граничні значення відсоткового показника вартості експертизи (Е1-Е2): 0,144-0,125 Розрахунок показника: $((E1+(CC-П1)*(E2-E1)/(П2-П1))^3)$ $((0,144 + (83\,952,367 - 50\,000,000) * (0,125 - 0,144) / (100\,000,000 - 50\,000,000))^3) = 0,131$ Розрахунок вартості експертизи: $РБ * (ПРОЦ / 100) * КС * КО$ $83\,952,367 * (0,131 / 100) * 1,00 * 1,05$	115 476,48
2	Коефіцієнти	Коефіцієнт стадії проектування: Проект = 1,00 Коефіцієнт вартості при розробці проектною документації, яка передбачає поділ об'єкта будівництва за чергами (пусковими комплексами), п. 7.2 і п. 5.4.2 ДСТУ Б Д. 1.1-7:2013 = 1,05	

Всього за розрахунком: 115 476,48 грн. (сто п'ятнадцять тисяч чотириста сімдесят шість гривень 48 коп.)

Примітка:



\_\_\_\_\_  
 (підпис)

\_\_\_\_\_  
 (підпис)

\_\_\_\_\_  
 (ПІБ)

\_\_\_\_\_  
 (ПІБ)

" 04 " 03 2020р

504



**ХЦКБ ЕНЕРГОПРОГРЕС**

**Корпорація «МАСТ-ІПРА»**

**ТОВ «Котлотурбопром»**

Філія

**Харківське Центральне Конструкторське Бюро**

із створення, модернізації і реконструкції  
тепломеханічного обладнання електростанцій

**«Енергопрогрес»**

*04.03.2020* № *185/рук*  
На №1134 от 02.03.2020р.

О ТКП на разработку техдокументации  
по установке турбины типа ПТ-25

Головний офіс: Україна, 61036,  
м. Харків, вул. Енергетична, 11  
Тел: +38 (057) 717-29-76, 719-59-93  
Факс: +38 (057) 719-59-91  
Web: <http://www.must-ipra.com>  
E-mail: [dir@ckbenergo.com.ua](mailto:dir@ckbenergo.com.ua)

Директору  
ООО "Сумытеплоэнерго"  
Васюцину Д.Г.

E-mail: [teplo@teko.sumy.ua](mailto:teplo@teko.sumy.ua)

**Уважаемый Дмитрий Геннадиевич!**

На Ваш запрос подтверждаем заинтересованность нашей организации в разработке проектно-сметной документации (стадия Проект и Рабочая документация) по замене существующей турбины ст.№1 Сумской ТЭЦ типа АТ-12 «Игорь», отработавшей свой ресурс, на турбину повышенной электрической мощности типа ПТ-25 с одновременной адаптацией её в тепловую схему ТЭЦ и переводом на работу в режиме ухудшенного вакуума с охлаждением конденсатора сетевой водой.

Общая предварительная стоимость работ составляет: 6 458 144,72 гривен с НДС.

Ориентировочный срок выполнения работ - шесть месяцев.

Направляем в приложении сметы на разработку проектно-сметной документации, а также откорректированный проект Задания на проектирование.

Приложения: указанное по тексту на e-mail.

С уважением,

Директор –  
генеральный конструктор

И.Е. Рыженко

Исп. Гуля А.М.  
Т.м. +38 050 302-15-25

55