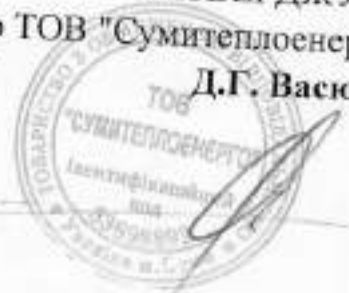


"ЗАТВЕРДЖУЮ"
Директор ТОВ "Сумитеплоенерго"
Д.Г. Васюнін



Інвестиційна програма				
Найменування ліцензіата	Сумська ТЕЦ ТОВ "Сумитеплоенерго"			
Прогнозний період	з	1.01.2023р.	до	31.12.2023р.

І. Зміст

№	НАЙМЕНУВАННЯ	Сторінка
1	Зміст	
2	Інформація щодо Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго»	2
2.1	Довідка про основне обладнання Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго».	4
2.2	Коротка характеристика технічного стану обладнання Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго».	4
3	Таблиця 1. Перелік об'єктів незавершеного будівництва, модернізації та реконструкції	9
4	Таблиця 2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми	13
5	Таблиця 3. Загальний опис запланованих заходів на прогнозний період	14
6	Таблиця 4. Перелік заходів та джерела їх фінансування поквартально	15
7	Таблиця 4.1 Реконструкція, модернізація та будівництво електротехнічного обладнання	16
8	Таблиця 4.2 Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання	17
9	Таблиця 4.3 Реконструкція, модернізація та будівництво загальностанційного обладнання	18
10	Таблиця 4.4 Реконструкція, модернізація та будівництво будівель і споруд	19
11	Таблиця 4.5. Інше	20
12	Пояснювальна записка до заходів інвестиційної програми:	21
12.1	Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання:	22
12.1.1	Реконструкція Сумської ТЕЦ по вул. 2-а Залізнична, 10 в м. Суми (розробка двохстадійної проектної документації)	27
12.1.2	ДОДАТОК №1 Обґрунтування намірів з реалізації проекту реконструкції Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» та потреби у тимчасовій підтримці	27
12.1.3	ДОДАТОК №2 ТЕХНІЧНЕ РІШЕННЯ Технічної Ради ТОВ «Сумитеплоенерго» з питання заміни парової турбіни №1 на нову з потужністю 25 МВт	30
12.1.4	ДОДАТОК №3 Дефектний акт парової турбіни ст. №1 Сумської ТЕЦ	36
		38

12.1.5	ДОДАТОК №4 Технічне завдання на проектування	42
12.1.6	ДОДАТОК №5 Викопіювання з аудиту ТЕО Реконструкції Сумської ТЕЦ	47
12.1.7	ДОДАТОК №6 Викопіювання з ТЕО «Реконструкція Сумської ТЕЦ»	57
12.1.8	ДОДАТОК №7 Висновок державної експертизи ТЕО «Реконструкція Сумської ТЕЦ»	111
12.1.9	ДОДАТОК №8 Технічна пропозиція на проведення реконструкції Сумської ТЕЦ по вул. 2-а Залізнична, 10 в м. Суми	130
12.1.10	ДОДАТОК №9 Графік проведення робіт на 2023 рік	132
12.1.11	Зведений кошторис на проектні і вишукувальні роботи. Кошторис на проектні роботи №01. Кошторис на проектні роботи №02. Розрахунок вартості експертизи №05.	134

Головний інженер

ТОВ «Сумитеплоенерго»



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, 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. Лєвіца (Чехія) на параметри пари 40 кгс/см², 440°C паропроductивністю 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 генераторів до турбін ст.№1, 2 типу ЧН5674/2 (виробництва Чехія) потужністю по 12 МВт.

У квітні 1957 р. нова ТЕЦ заводу ім. Фрунзе увійшла 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-12-2УЗ виробництва заводу «Электросила» (Росія) потужністю 12 МВт.

В 2017 році відновлено можливість роботи парового котла ст. №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 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 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 кгс/см^2 парових турбін ст. №1, ст. №2 є дві РОУ40/6, а пари відборів $1,2 \text{ кгс/см}^2$ – РОУ 40/1.2

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

- продуктивність – 60 т/год ;
- тиск гострої пари – 40 кгс/см^2 ;
- температура гострої пари – 440°C ;
- тиск редукованої пари – 6 кгс/см^2 ;
- температура редукованої пари 190°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, ТН-2, ТН-3, ТН-4; ПН-1, ПН-2, НСВ-3 після магнітної обробки води подається на підігрівники сирій води (5 шт.), пар для підігріву яких є пар III відбору парових 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 м³. Після першої ступені суміші Na-катіонових фільтрів передбачений відбір води на баки підживлення V=200м³ та аварійного підживлення тепломережі V=1000 м³. В подальшому хімічно очищена вода подається на основні деаератори типу ДС-150 №1, № 2 продуктивністю по 150 м³/год та через підігрівники на деаератор №1 типу ДА-50 продуктивністю 50 т/год. і деаератор №2 типу ДС-150 продуктивністю 150 м³/год підживлення тепломережі.

Подача хімічно очищеної води в основні деаератори здійснюється насосами типу ЗК-6 (2 шт) продуктивністю по 70 м³/год, а на деаератори підживлення тепломережі двома насосами типу Д200-36 (5НДВ) продуктивністю по 200 м³/год.

Загальна продуктивність ХВО складає 250 м³/год.

Джерелом системи технічного водопостачання ТЕЦ є річка Псел.

Під час роботи парових 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 парових котлів ст. № 1, 2, 3 та парових турбін ст. № 1, № 2 значно перевищило парковий ресурс. Найбільше напрацювання має паровий котел ст. №1 – 311851 год і парова турбіна ст. №2 – 419118 годин. Парова 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

Технічні характеристики та приваловість його роботи							
Станційний №, тип агрегата	Дата введення в експлуатацію	Параметри свіжої пари (води)		Номінальна паропроductивність (по теплу) т/год (Гкал/год)	Напрацьованя з моменту введення в експлуатацію по 01.07.2018р. годин	Основне/резервне паливо	Примітки
		тиск, кгс/с м²	температура, °C				
Парові котли							
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		
Водогрійні котли							
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		
Парові турбіни							
ст. №1 ТР-14/35 (Перемаркована з АТ-12 «Igor»)	VI, 1957	35	435	14 (13) МВт	374842	-	З 1986-1987р. турбіни працюють в опалювальний сезон з погіршенням вакуумом.
ст. №2 ТР-14/35 (Перемаркована з АТ-12 «Igor»)	VII, 1957	35	435	14 (12) МВт	419118	-	
ст. №3 Р-12/35-5м	IV 2010	35	435	12 МВт	287588	-	
Генератори парових турбін							
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 (парових та водогрійних котлів, парових турбін, генераторів, 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 природного 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 м³ (2шт), 2000 м³ (1шт), 3000 м³ (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. м³. 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 парові котли ст. №1, №2, №3 були розраховані на спалювання твердого палива - вугілля марки АШ.

В 1973 р. згідно з паливною політикою парові 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 паровому котлі ст. №1 було повністю демонтовано, на паровому котлі ст. №2- демонтовано частково, на паровому котлі ст. №3 - збережено. В подальшому (в 1990 роках), у зв'язку із значним коливанням вартості різних видів палива, спочатку паровий котел ст. №3 переведено на спалювання вугілля за попередньою схемою, а потім і паровий 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°C 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 парових турбін ст. № 2 (1982 р.) та ст. № 1 (2084 р.) новими лопатками.

В 1986-1987 роках виконано реконструкцію парових турбін ст. №1 (1986 р.) та ст. № 2 (1987 р.) з метою переведення в режим роботи з погіршеним вакуумом для підігріву мережної води в конденсаторах парових турбін. На парових турбінах ст. №1 та ст. №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 напруження і погіршення стану металу визначається рішеннями експертно-технічної комісії (ЕТК).

Електротехнічне обладнання

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

Генератор ст. №3 типу Т12-2УЗ, що введений в експлуатацію в 2010 р., має менше напруження (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 виміральної 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 робото спроможному стані. На парових 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 паровому котлі ст. № 3 в 2010 р. додатково до проектних регуляторів, згаданих вище, впроваджено регулятор палива згідно з проектом "Модернізація системи регулювання процесу горіння ПК типу ЦКТИ-87/39-Ф2М", ООО "Стальсервіс" м. Київ.

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

На паровій 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



Смертьак 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

8 вересня 2022 р.



Д.Г. Васюнін

2. Розрахунок джерел фінансування інвестиційної програми

тис. грн без ПДВ

№	Джерела фінансування	Капіталовкладення	
		базовий період, 2022 рік	прогнозований період, 2023 рік
1	Власні кошти, у тому числі:	0,00	8180,00
1.1	амортизаційні відрахування	0,00	0,00
1.2	прибуток від ліцензованої діяльності	0,00	8180,00
1.3	дохід від іншої діяльності		0,00
2	Кредити		0,00
3	Бюджетні кошти		0,00
4	Інші		0,00
5	Усього	0,00	8180,00

Директор



Д.Г. Васюнін

Виконавець Смертьак Сергій Юрійович

050-407-16-90

3. Загальний опис запланованих заходів на прогностичний період

№	Перелік об'єктів	Рік введення в експлуатацію	Останній капітальний ремонт (реконструкція, модернізація)		План на 2023 рік
			рік, місяць	обсяг фінансування	
1	2	3	4	5	6
1	Електротехнічне обладнання			0,00	0,00
2	Теплотехнічне обладнання			1350,00	8180,00
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	2022 серпень	1350,00	8180,00
2.2.1	розробка двохстадійної проєктної документації				8180,00
3	Загальностанційне обладнання				0,00
4	Реконструкція, модернізація та будівництво будівель і споруд				0,00
5	Інше				0,00
Разом				1350,00	8180,00

Директор ТОВ "Сумитенізоенерго"



Д.Г. Васишин

8 вересня 2022 р.

Виконавця: Смертак Сергій Юрійович

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

№	Складові інвестиційної програми	Річний план на 2023 рік	Електроенергія												Теплоенергія												Річний план на 2023 рік	Електроенергія	Теплоенергія																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
			виробництва						придбання						виробництва						придбання																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
			постачальники				інше		постачальники				інше		постачальники				інше		постачальники				інше																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
			I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,



Директор ТОВ "Сузнителенерго"

Д.Г. Васюк

4.1. Реконструкція, модернізація та будівництво електротехнічного обладнання

тов. при без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Річний план на 2023 рік	Електроенергія				Теплоенергія				Річний план на 2023 рік	Електроенергія				Теплоенергія				Усього				
			Електроенергія	Теплоенергія			Електроенергія	Теплоенергія				Електроенергія	Теплоенергія			Електроенергія	Теплоенергія							
				І	ІІ	ІІІ		І	ІІ	ІІІ			І	ІІ	ІІІ		І	ІІ	ІІІ		І	ІІ	ІІІ	
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
			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			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

Директор ТОВ "Сумителотерго"



Д.Г. Василюк

8 вересня 2023 р.
Високопільськ - Смарагд Сирітці Кудряков 050 447 10 90

4.2. Реконструкції, модернізації та будівництво теплотехнічного обладнання

[illegible]

Директор ТОВ "Сунгилдэвсгэ"

Д.Г. Вачагін

8 вересня 2022 р.

Виноградский, Валерий Юрьевич 050 407 16 909

4.3. Реконструкція, модернізація та будівництво загальнопостановного обладнання, тос. при без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Електроенергія				Теплоенергія				Річний план на 2023 рік	Електроенергія				Теплоенергія																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
		допомоги державі	фізичне енергія	лінійних	напруги	позначеного	допомоги державі	фізичне	лінійних		напруги	позначеного	допомоги державі	фізичне	лінійних	напруги																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
																	І	ІІ	ІІІ	ІV	І	ІІ	ІІІ	ІV																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
1	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Директор ТОВ "Сумателенерго"

Л.К. Васюк



В вересні 2022 р.

Погоджені: Смеріак Світлана Юріївна 056-407 16 90

4.4. Реконструкція, модернізації та будівництво будівель і споруд

тис. грн без ПДВ

№	Назва заходів інвестиційної програми	Електроенергія						Теплоенергія				Електроенергія						Теплоенергія			
		Річний план на 2023 рік	додатково	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	Річний план на 2023 рік	додатково	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства	підприємства
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Директор ТОВ "Сумителенерго"



Д.Г. Васюшин

8 вересня 2022 р.

Виставлено: Сторіж Сторіж Юрійович 050 407 16 90

4.5. Інше

№	Назва заходів інвестиційної програми	Електроенергія										Теплоенергія								Електроенергія										Теплоенергія								тов. грн без ПДВ																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
		Річний план на 2022 рік	виробництва мгв	підприємств	постачальники				виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв		підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв	підприємств	виробництва мгв

Директор ТОВ "Сумятика-енергетик"

8 вересня 2022 р.

Відомості: Свідоцтво Серія: К/2019/050-д/27 16.00

Д.Г. Василюк



Пояснювальна записка

до заходів інвестиційної програми ТОВ "Сумитеплоенерго" на 2023 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 обсязі з проведенням державної експертизи ДП УКРДЕРЖБУДЕКСПЕРТИЗА та отриманням схвального експертного висновку.

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 електричної та теплової енергії в місті Суми залишався надійним постачальником цих послуг на перспективу 25-30 років та 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 Гкал/год з яких 300 Гкал/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.

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 центральній частині 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 Котельні 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 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. Виконання заходу 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 виробництву 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 ефективне;
- 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;
- збільшиться 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.

«Інвестиційна програма з виробництва електричної та теплової енергії ТОВ «Сумитеплоенерго» на 2023 рік» розроблена з метою реалізації заходів, включених в ТЕО «Реконструкції Сумської ТЕЦ».

Реконструкція, модернізація та будівництво теплотехнічного обладнання.

До «Інвестиційна програма з виробництва електричної та теплової енергії ТОВ «Сумитеплоенерго» на 2023 рік» входить захід: «Реконструкція Сумської ТЕЦ з заміною турбогенератора №1, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт (розробка двохстадійної проектної документації)»

1) Вартість виконання заходу: 8 180,00 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 турбогенератор АТ-12 «ІГОР» ст. №1, не зважаючи на щорічне виконання ремонтних робіт.

На цей час турбогенератор №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 маневреності 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.

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 461,14 тис.грн. при тарифі 2.329 грн/кВт. година.

Додаткове виробництво теплової енергії в режимі когенерації у розмірі 693,00 Гкал за добу замінить виробництво теплової енергії водогрійними котлами на що необхідно витратити 93,160 тис.м3 природного газу на суму:

$$93,16 \text{ тис.м3} * 6319,91 \text{ грн/тис.м3} = 588,76 \text{ тис.грн.}$$

На виробництво додаткових 46 тн/годину пари знадобиться додатково 149,8т вугілля за добу на суму 623,07 тис.грн. при тарифі 4 159,32 грн/тн.

Економічний ефект за добу складає різницю між вартістю додатково відпущеної електричної енергії і вартістю додатково використаного палива

$$461,14 + 588,76 - 623,07 = 426,83 \text{ тис. грн.}$$

вартість заміни турбогенератора №1 складає:

- 1) Виконання проектних робіт **8 180,00** тис.грн. без ПДВ;
- 2) Вартість турбогенератора **123 000,00** тис.грн. без ПДВ;
- 3) Виконання монтажних робіт **9 166,67** тис.грн. без ПДВ.

РАЗОМ 140 346,67 тис.грн. без ПДВ

Таким чином термін повернення інвестицій складе:

$140\,346,67/426,83 = 328,80$ доби опалювального сезону.

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

Додається:

- 1) Обґрунтування необхідності проведення реконструкції Сумської ТЕЦ
- 2) Технічне рішення
- 3) Акт дефектації турбогенератору №1
- 4) Технічне завдання на проектування
- 5) Викопіювання з аудиту Сумської ТЕЦ
- 6) Викопіювання з ТЕО «Реконструкція Сумської ТЕЦ»
- 7) Висновок державної експертизи ТЕО «Реконструкція Сумської ТЕЦ»
- 8) Комерційна пропозиція
- 9) Графік виконання робіт на 2023 рік

Головний інженер



С.Ю. Смертяк

ДОДАТОК №1

Обґрунтування намірів з реалізації проекту
реконструкції Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго»
та потреби у тимчасовій підтримці

*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 відповідала вимогам щодо ефективного функціонування на новому ринку електричної енергії необхідно реалізувати комплекс заходів з встановленням нового енергогенеруючого обладнання та реновацію існуючого.

В даний 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 33 МВт; тепла потужність 469 Гкал/год з яких 300 Гкал/год це тепла потужність водогрійних 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 центральній частині 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 Котельні північного промислового вузлу в 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 котлів 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 парової турбіни ст. №1 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 ефективне;
- 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 парової турбіни ТГ-1 на парову 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 (ст. №1, ст. №2, ст. №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 котлів;
 - збільшення ККД роботи котлів (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 котлів, монтажу сучасних вихрових пальників та впровадження автоматики співвідношення паливо-повітря буде збільшено ККД котлів 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;

- вирішити питання золошлаковідвалу;
- вирішити питання по дотриманню вимог НПСВ по викидам забруднюючих речовин;
- зменшитися собівартість електричної та теплової енергії.

Директор ТОВ «Сумитеплоенерго»



Васюнін Д.Г.

ДОДАТОК №2

ТЕХНІЧНЕ РИШЕННЯ Технічної Ради ТОВ «Сумителіоенерго» з питання
заміни парової турбіни №1 на нову з потужністю 25 МВт



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

м. Суми

07.09.2022.

Були присутні:

Рябінка Є.К.- заступник директора з роботи ТЕЦ
Смертяк С.Ю.- головний інженер ТОВ "Сумитеплоенерго"
Хурсенко О.О.- зам. начальника РЦ
Супрун С.М.- начальник КТЦ
Пурдес В.Б. - інженер ВОПР

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.

1-й етап

розробку двостадійної проектної документації:

1) стадія Проект

2) стадія Робоча Документація

2-й етап

придбання основного обладнання та монтаж.

Враховуючи обмеженість фінансових ресурсів провести реконструкцію за два роки. У інвестиційну програму на 2023 рік включити 1 етап.

Заступник директора з роботи ТЕЦ

Головний інженер

Зам. начальника РЦ

Начальник КТЦ

Інженер ВОПР

Рябінка Є.К.

Смертяк С.Ю.

Хурсенко О.О.

Супрун С.М.

Пурдес В.Б.

ДОДАТОК №3

Дефектний акт ТГ-1 Сумської ТЕЦ



Дефектний акт парової турбіни ст. №1 Сумської ТЕЦ

Комісія у складі:

головного інженера ТОВ «Сумитеплоенерго» - Смертяка С.Ю.
начальника КТЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» - Супруна С. М.
майстра РЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» - Воротняка ІІ.

здійснила обстеження парової турбіни ст. №1, внаслідок чого було виявлено наступні дефекти:

1. ЦВД

1.1 Передні концеві обойми деформовані, мають вертикальну еліпсність 0,8мм. У нижній частині обойм виявлені натертості від ущільнюючих «усів» ротору. Сліди пропарування по горизонтальному роз'єму.

1.2 Обойми ущільнюючого «думміса» деформовані. Вертикальна еліпсність 2-3 мм. У нижній частині обойм виявлені канавки від ущільнюючих «усів» ротору. Сліди пропарування по горизонтальному роз'єму.

1.3 Проточна частина має значний сольовий знос.

1.4. При відкритті кришки видно сліди пропарування по горизонтальному роз'єму в районі передніх концевих ущільнень.

1.5 Передня частина циліндру зміщена вправо відносно ротору на 0,7 мм.

1.6 Кріплення горизонтального роз'єму деформоване.

1.7 Сопловий апарат складається з 25-ти лопаток. Вихідні кромки лопаток зношені по довжина на 2-3 мм.

1.8 Відсутня частина стрічкового бандажу направляючого апарату колеса Кертиса в верхній частині циліндру. Наявні механічні пошкодження лопаток.

2. РВД

2.1 Шийки ротора мають концентричні риски. Конусність шийки підшипника №1 складає 0,1 мм, підшипника №2 – 0,12 мм. При нормі 0,05 мм.

2.2 Знос ущільнюючих «усів» ротору в районі передніх концевих обійм. Зазор складає 0,9-1,00 мм (норма 0,4-0,6 мм).

2.3 Лопаточний апарат має незначний сольовий знос.

2.4 Робочі лопатки регулюючої ступені мають значний корозійний знос.

2.5 На гребені підколотки упорного підшипника концентричні риски.

2.6 Збільшені зазори вхідних кромek робочих лопаток ротора відносно проточної частини на 0,50-0,60 мм.

2.7 Значний знос масляним шламом шестерної муфти роторів ВД – НД.

3. ЦНД

3.1. В наслідок того, що відсутній дренаж з камери регулюючої ступені та пропарювання крізь конденсатор – в нижній частині збирається конденсат, що являється причиною корозії лопаток. Вихідні кромки соплового апарату зношені по довжині на 30%.

3.2. На внутрішній частині циліндру спостерігається корозійні відкладення.

3.3. При відкритті кришки видно сліди пропарювання по горизонтальному роз'єму в районі передніх та задніх концевих ущільнень.

3.4 Кріплення горизонтального роз'єму деформовано.

3.5 Збільшені осьові зазори по переднім і заднім концевим ущільненням від регулювання на 1,5-1,7 мм.

4. РНД

4.1 Шийки ротора мають незначні концентричні риси.

4.2 Лопаточний апарат має незначний сольовий знос.

4.3 Остання 5-а ступінь повністю видалена.

4.4 Збільшені зазори вхідних кромок робочих лопаток ротора відносно проточеної частини на 1,5-1,7 мм.

4.5 В наслідок потрапляння сторонніх предметів в торці лопаток ступенів №2, №3 мають деформацію.

4.6 Вихідні кромки лопаток регулюючої ступені мають значний корозійний знос.

5. Підшипники та опори

5.1 Тепловий зазор поперечних шпонок ЦВД и ЦНД (між ковпачковою гайкою і стаканом шпонки) 0,5мм (норма 0,20 мм).

5.2 Збільшений зазор по дистанційним болтам №1,2,3,5,7,9 та складає 0,20-0,30 мм (норма 0,05 мм), по дистанційним болтам №4,6,8,10,11,12,13,14 зазор відсутній (норма 0,05 мм).

5.3 В наслідок теплового розширення турбіни, переміщення опори №1 здійснюється скачкоподібно.

5.4 Збільшені бокові зазори підшипнику №1 та складають 0,30-0,40 мм (норма 0,18-0,20 мм), нерівномірний верхній зазор 0,40-0,85 мм (норма 0,36-0,40 мм).

5.5 Бокові зазори підшипника №2 складають 0,35-0,40 мм (норма 0,18-0,20). Деформована нижня половина вкладишу.

5.6 Бокові зазори підшипника №3 збільшені та складають 0,35-0,60 мм (норма 0,20-0,22 мм), нерівномірний верхній зазор 0,35-0,85 мм (норма 0,40-0,44).

5.7 Бокові зазори підшипника №4 збільшені та складають 0,25-0,50 мм (норма 0,20-0,22 мм), нерівномірний верхній зазор 0,36-0,76 мм (норма 0,40-0,44).

5.8 Підшипники № 5,6 в задовільному стані. Мають натіри на верхніх половинах вкладишів.

5.9 Розцентрування валопроводу: РВД-РНД по радіалу 0,49 мм (норма 0,02 мм) по аксіалу 0,08 мм (норма 0,02 мм); РНД –РГ по радіалу 0,42 мм (норма 0,02 мм) по аксіалу 0,06 мм (норма 0,02 мм).

5.10. Колодки робочої сторони упорного підшипника РВД мають нерівномірний натір по бабітовій поверхні. Наявність раковин на колодках №1,5. Висота опорних поверхонь колодок не відповідають проектним даним. Опорні частини на сегментах, де встановлюються колодки, мають нерівну поверхню.

5.11. Колодки робочої сторони упорного підшипника РНД мають нерівномірний натір по бабітовій поверхні. Опорна частина колодок має нерівну поверхню.

5.12. Осьовий робочий розбіг РВД складає 0,54 мм (норма 0,30-0,50 мм).

5.13. Осьовий робочий розбіг РНД складає 0,66 мм (норма 0,30-0,50 мм).

5.14. Збільшені зазори маслоуловлювачів турбіни та складають 0,40-0,50 мм (норма 0,20-0,30 мм).

6. Система регулювання і паророзподілення

6.1. Відсутній зазор між ведучою шестернею ротору ВД і відомою шестернею ГМН.

6.2. Присутні люфти в рычагових з'єднаннях блоків золотників регулятору швидкості сервомоторів НД.

6.3. В стопорному клапані ущільнююча поверхня між сідлом і клапаном стерта.

6.4. Збільшений зазор між штоком та втулкою стопорного клапану.

6.5. Пояс поршня приводу мотора стопорного клапану зношений.

Головний інженер

Начальник КТЦ

Майстер РЦ



Смертяк С.Ю.

Супрун С. М.

Воротняк І.І.

ДОДАТОК №4

Технічне завдання на проектування



«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Головний інженер
ТОВ «Сумитеплоенерго»



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 турбоагрегату ст.№1 в складі парової турбіни та електричного генератору 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. Друга 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	Надає Замовник за окремим запитом

	умови будівництва (сейсмічність, просідання ґрунтів та території, що 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) – СС3. 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 демонстраційних 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 $Q_{pн} = 5089$ 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 електричної 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 навколишнє середовище»	Згідно нормативної документації діючої на території України в рамках обсягів робіт Виконавця
21.	Вимоги з енергозбереження та енергоефективності	В рамках обсягів 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 взривобезопасности топливopодач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива»; - СОУ-Н МПЕ 40.1.44.10162005 «Вугілля на відкритих складах електростанцій. Інструкція зі збереження»; - ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту»; - НАПБ В.05.028-2004 «Протипожежний захист енергетичних підприємств окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації»; - 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 Мінпаливенерго України з визначення категорії 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 (манзал). Будівництво нових будівель і споруд в рамках робіт Підприємства не передбачається
29.	Перелік основних вихідних даних, які надаються замовником	Видаються виконавцю в обсязі, необхідному для виконання робіт з розробки Робочого проекту, а саме: до початку проектування - креслення загальних видів турбінного основного та допоміжного обладнання та схеми; - детальні креслення встановлення турбогенератора

		№1 та допоміжних систем, фундаменти, канали; - діюча теплова схема станції з урахуванням всіх виконаних реконструкцій та замін.
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 енергетики та екології. 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»: Текстові документи: - 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. Схеми та креслення: 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 простой для штатних КВП, автоматики та блокувань. - Проект організації будівництва Розрахунки: У розділі пояснювальної записки приводяться: - Результати розрахунку 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 примірника. Кошторисна документація розробляється в програмному комплексі АВК.

Від ЗАМОВНИКА

Від ВИКОНАВЦЯ

ДОДАТОК №5

Викопіювання з аудиту ТЕО «Реконструкції Сумської ТЕЦ»



ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО»

ПОГОДЖЕНО:

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Генеральний директор
ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО»

В.Ф. Дзюба

2018 р.

ЗВІТ (ВИСНОВОК)

щодо проведення технічного аудиту
Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» та надання рекомендацій щодо
покращення її конкурентноспроможності і оптимізації операційних
витрат на вироблену електричну та теплову енергію

Керівник робіт
від ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО»
Заст. головного інженера

К.Г. Давидович

Відповідальний виконавець
від ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО»
керівник теплотехнічного
відділу

О.Е. Аксьонов

Головний інженер ТОВ
«Сумитеплоенерго»-
Головний інженер ТЕЦ

С.Ю.Смертяк

м. Суми - 2018 рік

3 оригіналів згідно

11 ВИСНОВОК

11.1 Висновок про реальний технічний стан теплоелектроцентралі

Подальша експлуатація існуючого енергогенеруючого обладнання Сумської ТЕЦ неможлива в зв'язку з незадовільним технічним станом цього обладнання, який не забезпечує надійну та економічну роботу, а також не відповідає вимогам щодо дотримання законодавства з охорони навколишнього природного середовища.

Детально стан обладнання описаний у Розділах 2-9. Працездатність обладнання підтримується завдяки проведенню ремонтів та відновленню основного та допоміжного обладнання, але це дозволяє експлуатувати відповідне обладнання в поточному часі і не надає можливість розглядати роботу цього обладнання (як надійного) навіть у короткочасній перспективі.

Існуючі Парові Котлоагрегати та Турбоагрегати ТГ-1, ТГ-2 та їх допоміжне обладнання морально та фізично застарілі - введені в експлуатацію у 1957 та у 1958 роках. Як результат, погіршилися всі показники роботи котлоагрегатів у порівнянні з проектними. Через тривалий термін експлуатації стан металу циклонів та барабанів парових котлів не відповідає вимогам безпечної експлуатації. В 2016 році за результатами контролю металу нижніх циклонів екранних труб парового котла №3 експертним центром, отримано припис на заміну колекторів на протязі трьох років. В 2016 році виявлено дефекти в корпусі барабана парового котла №1. Необхідна заміна циклонів та барабанів на всіх парових котлах. Водогрійні котли внаслідок тривалого терміну експлуатації мають значний знос поверхонь нагріву і потребують повної заміни трубної частини та циклонів. Турбоагрегати ТГ-1, ТГ-2 та їх допоміжне обладнання фізично та морально застарілі (введені в експлуатацію 1957 -1958 р.). Турбоагрегати задіяні більше 50% часу на протязі року. Турбоагрегати при експлуатації не виробляють повної потужності електричної енергії. Турбогенератори №1,2 знаходяться в аварійному технічному стані внаслідок тривалої експлуатації та потребують негайної заміни або виведення з експлуатації. Щорічне виконання ремонтних робіт не приводить до позитивного результату. На ТГ-1 через утворення щилини і руйнування було виконано заміну передньої частини ротору. Щорічно відбуваються випадки руйнування бабитової заливки передніх підшипників турбін з необхідністю проведення аварійного ремонту. Більше половини трубок в конденсаторах відглушено, що унеможливає номінальний відбір теплової енергії. Подальше продовження терміну дозволеної експлуатації турбоагрегатів неможливе через значний знос корпусів турбін в місцях кріплення хвостовиків направляючих лопаток. Руйнування пазів в корпусах робить неможливим заміну лопаточного апарату та створює загрозу важкої аварії з повним руйнуванням лопаточного апарату. Використання ТГ-1 та ТГ-2 не буде відповідати вимогам по надійності та маневреності при виробництві електричної енергії Сумської ТЕЦ для ринку електроенергії України.

При існуючих потребах у тепловій енергії в опалювальний період, ТЕЦ не в

зможі покривати теплові навантаження без включення водогрійних котлоагрегатів, які працюють виключно на природному газі. А при прогнозованому збільшенні теплоспоживання від ТЕЦ (заміна районних котелень) необхідно буде включати в роботу два водогрійних котлоагрегату (типу ПТВМ). Існуюча схема роботи теплофікаційної системи без використання теплофікаційних відборів знижує маневреність як при виробництві тепла так і жорстко взаємопов'язаної електричної енергії.

Основне електрообладнання (генератори, трансформатори та допоміжні вузли) зношене та застаріле. На протязі останніх двох років відбулося три аварійних відключення турбогенераторів внаслідок пошкодження статорів з коротким замиканням, які пов'язані з застарілістю обладнання. В даний час на Сумській ТЕЦ внаслідок тривалої експлуатації технічний стан обмоток електричних генераторів парових турбін є незадовільним. В результаті аварійної зупинки під час проходження опалювального сезону турбогенератора №2 Сумської ТЕЦ через пошкодження трьох дуг в лобовій частині статору в місцях з'єднання з стержнями, до кінця опалювального сезону 2018 р. Сумська ТЕЦ працювала в умовах обмеження можливості несення номінальної електричної потужності та дефіциту теплової енергії, яка відпускається споживачам міста.

Основне обладнання, яке використовується для водопідготовки підживлювальної води для котлів і тепломережі введено в експлуатацію в 1953 – 1957 роках – морально та фізично застаріло та потребує проведення постійних поточних ремонтних робіт та технічного обслуговування обсяг яких постійно зростає.

Газоочистні 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. Необхідне впровадження сучасних методів очищення: електрофільтрів та сіркоочистки.

Існуючий золошлаковідвал повністю заповнений відходами і можливість його нарощування виключена. Робота котлів станції які працюють на вугіллі, при використанні існуючої технології гідрозолошлаковидалення, не має перспективи в подальшій експлуатації.

11.2 Рекомендації щодо поліпшення конкурентоспроможності теплоелектроцентралі та оптимізації її операційних витрат на вироблену електричну та теплову енергію.

Для того щоб основний виробник електричної та теплової енергії в місті Суми залишався (відсутня альтернатива у місті Суми) надійним постачальником цих послуг на перспективу 25-30 років та робота обладнання ТЕЦ відповідала вимогам щодо ефективного функціонування на новому ринку електричної енергії необхідно реалізувати комплекс заходів з відновлення ресурсу експлуатації шляхом встановлення нового обладнання або реновації існуючого.

Виконання Національного плану скорочення викидів (НПСВ) є умовою роботи ТЕЦ у перспективі, тому рекомендації щодо реконструкції/ заміни основного

та допоміжного обладнання дозволить скоротити викиди забруднюючих речовин (переведення котлів на тверде видалення шлаку з низькотемпературним факелом, будівництво сірко очисної установки, будівництво електрофільтрів).

Роботи в конкурентних умовах ринку електричної енергії з фіксованим стабільним графіком електричних навантажень генераторів турбін буде фінансово невиправданим. Перехід від комбінованого вироблення тепла та електроенергії (когенерації) до вироблення тепла у режимі котельної призведе до збільшення вартості енергії більш ніж на 30%.

Для забезпечення роботи ТЕЦ на вітчизняному вугіллі, для виконання «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 в процесі реновації здійснюється перехід на спалення кам'яного вугілля марки «Г» та «ДГ» замість проектного марок «А».

11.2.1 За підсумками аудиту визначено такі можливі шляхи

11.2.1.1 Застосування природного газу у якості основного палива.

Розглядався Сценарій спорудження парогазових установок.

Застосування у якості палива природного газу, за ціною імпортного паритету, призведе до різкого здороження теплової енергії в незалежності від технології спалення природного газу. При застосуванні парогазового циклу інвестиції у спорудження установок перекриють прибуток від переваг, які вказані у Розділі 10 (в тому числі к.к.д), а необхідність відпуску тепла унеможливує регулювання потужності системи за рахунок ПГУ, тому використання природного газу у якості основного палива для Сумської ТЕЦ є безперспективним та призведе до підвищеної вартості електричної та теплової енергії (орієнтовно у 2-2.5 рази).

11.2.1.2 Робота теплоелектроцентралі на антрациті

Перспектива паливозабезпечення Сумської ТЕЦ містить в собі ризики через те, що станція спроектована на споживання вугілля марки «А» - «антрацит» з можливістю споживання пісного вугілля – марка «П». Через втрату паливної бази наразі недоступне вугілля марки «А», вугілля марки «П» імпортується, і політика України спрямована на скорочення таких поставок з можливістю повної їх заборони, що закріплено у відповідному Указом Президента України № 37/2017 «Про 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». При роботі на вугіллі антрацитової групи досить проблематично реалізувати регулювання електричної потужності ТЕЦ (розвантаження котлів можливе в діапазоні лише на 35% від номіналу (для забезпечення витоку рідкого шлаку котел працює в діапазоні 65-100% від номіналу).

Крім цього, спалювання антрациту проводиться з

З оригіналом згідно

підсвічуванням факелу природним газом. У такому разі електроенергія, що вироблена з використанням антрацитів не буде мати попиту на ринку електричної енергії, що призведе до збитків та необхідності підвищення тарифів для компенсації відсутності надходження коштів від генерації електроенергії. Даний варіант безперспективний, у зв'язку з відсутністю достатніх запасів антрацитів і підвищенням ціни природного газу. Тому розвиток ТЕЦ з використанням антрацитів неможливий, існує реальна загроза різкого підвищення тарифу на тепло

11.2.1.3 Реконструкція Сумської ТЕЦ з переведенням її на спалювання кам'яного вугілля марок «Г» та «ДГ».

Реконструкція з елементами реновації існуючих котлоагрегатів з переведенням існуючих котлів на спалення кам'яного вугілля марок «Г» та «ДГ» з застосуванням сучасних підходів котлобудування.

Для забезпечення міста тепловою енергією та розширення парку котлів з метою забезпечення регулювання потужності системи у широкому діапазоні пропонується будівництво нового котлоагрегату в складі енергоблоку (орієнтовні характеристики, виробництво пара 300т/год, $P=12,8$ МПа) з застосуванням сучасних підходів котлобудування.

Всі котлоагрегати повинні бути обладнані ефективними та сучасними системами ГОУ.

Переведення станції на спалювання вугілля марки Г і ДГ найбільш перспективний і у разі його виконання буде продовжено ресурс роботи на 25-30 років, підвищено техніко-економічні показники обладнання, що забезпечить можливість роботи на ринку електроенергії.

Для нового котлоагрегату розглядається два можливих варіанта (буде погоджений варіант по результатам ТЕО) : це котел з камерним пилувугільним спаленням та котел що працює по технології ЦКШ. Котел ЦКШ має більшу металоемність, менше пристосований до регулювання але має поліпшені екологічні показники з генерації окислів азоту та сірки. Новий котел з камерним спаленням має меншу металоемність і як наслідок меншу вартість, в той же час має вищі показники по викидах окислів сірки, генерація окислів азоту

11.2.1.4 Реконструкція турбінного обладнання ТЕЦ

Заміна турбіни ТГ-1 на турбіну більшої потужності (25 МВт) з теплофікаційним відбором (40 Гкал/год), яка працює на погіршеному вакуумі (+ 40 Гкал/год теплової енергії)

Будівництво нової Турбіни в складі нового енергоблоку . (орієнтовної потужності 50-60 МВт)

11.2.1.5 Реконструкція в межах Сумської ТЕЦ вузла мережевих насосів, вузла видачі теплоносія місту Суми.

Заміна колекторів мережевих трубопроводів та трубопроводів прямої та зворотньої мережевої води на трубопроводи збільшеного діаметра.

Встановлення нових мережевих насосів.

11.2.2 Передбачаються загальні заходи з підтримання роботи ТЕЦ

11.2.2.1 Котельне обладнання

Паровий котлоагрегат №1:

- заміна труб екранів від відм. 12.7 м до барабану;
- заміна 6 кубів 1-ї ступені повітряного підігріача;
- заміна економайзера 1-ї ступені;
- заміна колекторів та виносних циклонів;
- заміна барабану.

Паровий котлоагрегат №2:

- заміна перегрівачів 1 та 2 ступеню;
- заміна 4 кубів 1-ї ступені повітряного підігріача;
- заміна економайзера 1-ї ступені;
- заміна колекторів та виносних циклонів;
- заміна барабану.

Паровий котлоагрегат №3:

- заміна 4 кубів 2-ї ступені повітряного підігріача;
- заміна основних пальників на вихрові;
- заміна колекторів та виносних циклонів;
- заміна повітряного підігріача 1-ї ступені;
- заміна барабану.

11.2.2.2 Турбінне (основне та допоміжне обладнання)

Турбогенератор №2:

- заміна паропроводів турбіни з стопорними клапанами;
- заміна трубчастої частини конденсатору;
- заміна головного парового колектору до стопорного клапану турбогенератору;
- заміна живильних насосів (сучасні моделі);
- встановлення додаткового живильного насосу;
- заміна живильних магістралей котельної ділянки;
- заміна напірного колектору живильних насосів турбінної ділянки.

11.2.2.3 Електротехнічне обладнання

- заміна обмотки статора турбогенератора №2;
- реконструкція електричного розподільного пристрою 6 кВ з модернізацією секційного реактору III-ї секції ГРП-6кВ (виконати схеми шунтування і дешунтування секційного реактора III-ї), що дозволить проводити перемикання в електроустановках та забезпечити рівень напруги на ГРП – 6 кВ II-ї секції. Також буде забезпечена можливість несення номінальної електричної потужності турбогенератором №3;
- поетапна (одночасна реконструкція двох комірток технічно небезпечна для роботи електричної підстанції) заміна застарілих масляних вимикачів на сучасні (елегазові) вимикачі. Виконання поетапної

заміни масляних вимикачів 110кВ ВРП-110кВ, що повністю відпрацювали свій ресурс на сучасні елегазові вимикачі є умовою проведення реконструкції Сумської ТЕЦ по запланованому збільшенню електричної потужності;

- заміна залізобетонних опорних конструкцій ВРП-110кВ (на даний час така робота актуальна майже для всіх залізобетонних опорних конструкцій)

11.2.2.4 ВПУ

- технічне переоснащення обладнання - придбання багатокомпонентного індивідуального ДОЗОР-С-М-2 сигналізатор - аналізатор газів, лабораторних електронних вагів ВТ-1000, калориметра ІКА С 1 package 1/10, проборозробну машину МПЛ 150 М;
- заміна насосних агрегатів АР100 (насоси-дозатори вапняного молока) на відповідні насоси вітчизняного виробництва Свіського насосного заводу;
- заміна насосного агрегату К 80-50-200 (насос хімічною водою, 1970р) 17кВт;
- заміна насосного агрегату 4МСГ-10 (гідрошламовий, 1970р.) 55кВт.

11.2.2.5 Вузли систем контролю за станом обладнання та перебігом технологічних процесів

- модернізація систем автоматики та захисту парових котлоагрегатів №2 та №3 з застосуванням сучасних технологій з метою подальшої безпечної експлуатації цього обладнання;
- впровадження випробувального комплексу «РЗА-ТЕСТЕР» в комплекті з приладом «РЗА-ТЕСТЕР 09».

11.2.2.6 Гідрошлакозоловидалення

- заміна змивного насосного агрегату ст. №1;
- заміна ежектуючого насосного агрегату ст. №2;
- заміна шлакових комодів на сучасні шнекові транспортери з дробильними пристроями.

11.2.2.7 Паливно - транспортне господарство

- технічне переоснащення грейферної та бульдозерної техніки

11.2.2.8 Будівлі та споруди

- модернізація будівельних конструкцій машинного залу ТЕЦ;
- реконструкція димових труб.

На основі вищевказаного, та враховуючи

- Аналіз трьох сценаріїв який був зроблений у Розділі 9 та оцінки переваг та недоліків трьох сценаріїв, які були зроблені у Розділі 10.
- План розвитку об'єднаної енергетичної системи України на 2017-

2026 роки (План розвитку), який розроблено Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" (виконує функції Системного оператора згідно Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України») з метою реалізації положень Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України».

- «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.

Пропонуємо за основу плану реконструкції Сумської ТЕЦ взяти Сценарій 2 Розділу 9, а саме:

- будівництво нового енергетичного блока котел-турбіна з орієнтовними характеристиками роботи: потужність ~ 60MWt електроенергії, виробництво пару 300т/год та теплової енергії 100Гкал/год;
- переобладнання (реновація) існуючих парових котлів (ПК-1, ПК-2, ПК-3) на роботу при спалюванні кам'яного вугілля марки «Г» з одночасним продовженням терміну їх служби, збільшення показників економічності, екологічності і надійності;
- переобладнання ГОУ парових котлів (ПК-1, ПК-2, ПК-3) з встановленням електрофільтрів;
- заміна турбіни ТГ-1 на турбіну більшої потужності (25 MWt) з теплофікаційним відбором (40 Гкал/год), яка працює на погіршеному вакуумі (+ 40 Гкал/год теплової енергії)
- електрокотел 40MWt з допоміжним обладнанням;
- реконструкцію в межах Сумської ТЕЦ вузла мережевих насосів, вузла видачі теплоносія місту Суми з заміною мережевих трубопроводів та колекторів.

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 (на~ 73 MWt);
- суттєво (на~ 145 Гкал/год) збільшить можливості по виробництву теплової енергії;
- 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 (за виключенням навантажень, які на даний час забезпечує котельня КПП);
- з'явиться можливість виробляти теплову енергію в умовах відсутності споживання ринком електричної енергії.

11.2.3 Економічні висновки по варіантам концесій реконструкції. (Додаток 3)

За даних оціночного розрахунку слідус, що заходи з реконструкції та модернізації ТЕЦ дозволяють

11.2.3.1 У разі застосування в якості паливної складової вугілля газової групи за варіантом будівництва нового котла з факельним спалюванням вугілля:

Відбувається за прогнозом зниження собівартості електричної та теплової енергії до рівня 161,15 коп. за кВт-г та 658,26 грн за Гкал, що в відсотках складе відповідно на 14,9% і 15,5%. Основним фактором впливу є зниження питомих витрат палива в умовах оптимізації режиму комбінованого виробництва електричної та теплової енергії. При цьому одночасно збільшуються амортизаційні відрахування за рахунок освоєння значних капітальних вкладень

11.2.3.2 У разі застосування в якості паливної складової вугілля газової групи за варіантом будівництва нового котла з ЦКШ:

За прогнозом спостерігається зниження собівартості електричної та теплової енергії до рівня 167,26 коп. за кВт-г та 682,19 грн за Гкал, що в відсотках складе відповідно на 11,7% і 12,4%. Цей варіант характеризується і більшими капіталовкладеннями на 243,7 млн. грн чи на 9 % в порівнянні з будівництвом нового котла з факельним спалюванням.

Остаточний вибір між варіантами будівництва нового котлоагрегату з факельним спалюванням та ЦКШ буде здійснений при розробці ТЕО.

11.2.3.3 У разі застосування в якості палива тільки природного газу

Відбувається за прогнозом збільшення собівартості електричної та теплової енергії до рівня 358,94 коп. за кВт-г та 1 483,7 грн за Гкал, що в відсотках складе відповідно зростання на 89,5% і 90,5%. Це в першу чергу буде стосуватись основної групи споживачів – населення, що з врахування економічних та соціальних факторів є неприпустимо.

11.2.3.4 У разі відмови від комбінованого виробництва електричної та теплової енергії та переходу на виробництво теплової енергії котельнями зі застосуванням альтернативного палива

Згідно з ЗУ Про внесення змін до Закону України "Про теплопостачання" щодо стимулювання виробництва теплової енергії з альтернативних

джерел енергії ((ВВР), 2017, № 17, ст.207) встановлюються на рівні 90 відсотків від діючого для суб'єкта господарювання тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, тобто, за прогнозом, ця величина складе 1335,33 грн за Гкал (без ПДВ).

Крім того, на місцевому ринку відсутнє необхідний об'єм альтернативного палива для реалізації встановленої виробничої програми.

Отже застосування альтернативних видів палива в даних умовах є неможливим.

11.2.3.5 Як свідчать дані аудиту, що за результатами реконструкції та модернізації режим виробництва електричної та теплової енергії ТЕЦ з використанням в якості палива вугілля газової групи є економічно ефективним в умовах функціонування підприємства в новій моделі ринку електричної енергії.

Остаточне рішення по обсягу та складу реконструкції буде прийняте на етапі розробки ТЕО.

ДОДАТОК №6

Викопіювання з ТЕО «Реконструкція Сумської ТЕЦ»



Приватне акціонерне товариство
"ТЕХЕНЕРГО"

Державні ліцензії

Господарська діяльність з будівництва
об'єктів IV і V категорії складності

№ 19-Л (25.05.16 - 25.05.21)

Проектування засобів з протипожежного
захисту

АЕ №184275 (необмежений з 31.01.13)

ТОВ "Сумитеплоенерго"

Реконструкція Сумської ТЕЦ ТОВ «Сумитеплоенерго» по вул. Друга
Залізнична, буд.10 у Ковпаківському районі м.Суми

ТЕХНІКО_ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ
(ТЕО)

Том 5

Обґрунтування ефективності інвестицій. Техніко-економічні показники

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Генеральний директор

В. Ф. Джало

Головний інженер

Ю. В. Флак

Головний інженер проекту

Є.А. Шамін

Львів 2019

З оригіналом згідно

Экспертное заключение

[illegible]

ТЕО розроблено відповідно до чинних норм, правил і стандартів.

Головний інженер проекту



Є.А. Шамін

Кваліфікаційний сертифікат

Серія АР № 006665

Інженерно-будівельне проектування
у частині забезпечення безпеки експлуатації,
забезпечення захисту від шуму

Лист. № ор.	Підпис і дата	Зам. рис. №	872-18/18.03.238/1-ПД						Стадія	Аркуш	Аркушин						
			Ім.	Кільк.	Арк.	Міжк.	Післ.	Дата				П	І				
Лист. № ор.	Підпис і дата	Зам. рис. №	Підтвердження ГІП та ГАП						ІПРАТ «ТЕХЕНЕРГО» м. Львів								
												Розробл.	Високо	Шамін			
												Перепірим	Косишук	Шамін			
			Н. констр.	Мокіша	Шамін												

3 оригіналом згідно

Виконавці ТЕО

Розділ проекту	Посада	Ініціали, прізвище	Підпис
ЗП Загальні положення	Гол. конструктор	Т.В. Васеко	<i>Т.В. Васеко</i>
ІП Генеральний план і транспорт	Гол. конструктор	Т.В. Васеко	<i>Т.В. Васеко</i>
	Пров. інженер	О.Д. Горова	<i>О.Д. Горова</i>
	Пров. інженер	І.В. Скрипка	<i>І.В. Скрипка</i>
АБ Архітектурно-будівельні рішення	Гол. конструктор	О.Ф. Рау	<i>О.Ф. Рау</i>
	Гол. конструктор	Н.Г. Ясир	<i>Н.Г. Ясир</i>
	Головний архітектор	В.А. Ковбунюк	<i>В.А. Ковбунюк</i>
ВК Водопровід та каналізація	Пров. інженер	Г.В. Жуваненко	<i>Г.В. Жуваненко</i>
	Пров. інженер	О.Д. Горова	<i>О.Д. Горова</i>
ОВ Опалення, вентиляція та кондиціонування	Пров. інженер	Г.В. Жуваненко	<i>Г.В. Жуваненко</i>
ІХ Технологічні рішення	Завідувач групою	Т.В. Кондратьєва	<i>Т.В. Кондратьєва</i>
	Завідувач групою	А.К. Мокіш	<i>А.К. Мокіш</i>
ЕТР Електропостачання, електрообладнання та електроосвітлення	Завідувач групою	Є.С. Айзенберг	<i>Є.С. Айзенберг</i>
АК Автоматизація Управління, автоматизація і тепловий контроль	Завідувач групою	В.Г. Нікітіна	<i>В.Г. Нікітіна</i>
ОБ Організація будівництва	Пров. інженер	О.Д. Горова	<i>О.Д. Горова</i>
	Пров. інженер	І.В. Скрипка	<i>І.В. Скрипка</i>
КШ Коншторна документація	Гол. Інженер проекту	І.В. Колячок	<i>І.В. Колячок</i>
	Нач. відділу	К.О. Швець	<i>К.О. Швець</i>
872-18/18.03.238/1			
Лист. № ор.	Зм.	Кіпш.	Арх.
	№ док.	Підп.	Дата
	Розробка	Васеко	<i>Т.В. Васеко</i>
	Перевірка	Колячок	<i>І.В. Колячок</i>
П. контр.	Мокіш	<i>А.К. Мокіш</i>	
Стадія			Архум
П			1
ІПРАТ «ТЕХЕНЕРГО»			м. Київ

З оригіналом згідно

Зміст

1.	Вихідні положення.	7
2.	Аналіз та прогноз забезпечення паливом.	9
3.	Аналіз та прогноз електричної та теплової потужності.	15
4.	Аналіз продовження ресурсу роботи обладнання.	19
5.	Аналіз та прогноз витрат палива на виробництво електричної та теплової енергії.	20
6.	Оцінка зниження впливу на навколишнє природне середовище та дотримання екологічних вимог, передбачених законодавством.	25
7.	Оцінка використання елементів обладнання повітряних технологій, що забезпечить підвищення коефіцієнта корисної дії об'єкта реконструкції та/або модернізації.	27
8.	Оцінка доцільності впровадження спалювання різних видів палив, зокрема розгляд трьох сценаріїв реконструкції: використання природного газу, використання вугілля місцевої ресурсної бази або іншого виду палива, який передбачено технологічними процесами теплоелектроцентралі, та використання відновлювальних ресурсів.	34
9.	Оцінка зміни електричної та теплової потужності з урахуванням щонайменше десятирічного прогнозу (плану) розвитку системи передачі (розподілу) електричної енергії та інфраструктури передачі теплової енергії, а також іншої інфраструктури населених пунктів.	36
10.	Оцінка заміщення теплоелектроцентралі існуючими альтернативними джерелами (виробниками) теплової енергії на території теплопостачання, які можуть повністю покрити попит споживачів у тепловій енергії в разі виведення з експлуатації теплоелектроцентралі.	38
11.	Оцінка окупності проекту реконструкції/модернізації.	39
11.1	Техніко-економічні показники.	39
11.2	Розрахунок ефективності інвестиційного проекту.	47
11.2.1	Критерії ефективності реалізації проекту.	47
11.2.2	Вихідні передумови розрахунків.	48

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Зм.	Кільк.	Арж.	Міжж.	Підп.	Дата
Розробив	Васенко				
Перевіряв	Козлячок				
Н. контр.	Мокіш				

Обґрунтування ефективності інвестицій. Техніко-економічні показники

Стадія	Архив	Архив
ТЕО	1	
ПРАТ «ТЕХЕНЕРГО»		
м. Львів		

3 оригіналом згідно

11.2.3 Вартість палива та вантажу.....	50
11.2.4 Генерація і продаж енергії.....	50
11.2.5 Вартість експлуатаційних витрат.....	50
11.2.6 Норматив дисконтування	51
11.2.7 Економічний аналіз.....	52
11.2.8 Фінансовий аналіз.....	54
11.3 Результати розрахунків окупності проекту окремо по чергах будівництва	55
12. План-графік реалізації проекту реконструкції/модернізації.....	56
13. Фінансовий план реалізації проекту реконструкції/модернізації.....	58
14. Пропозиції та обґрунтування (у тому числі переваги та недоліки) концепцій реконструкції та/або модернізації теплоелектроцентралі	60
ДОДАТОК 1	64

Ім'я, № ор.	Підпис і дата	Зам. ім'я, №
Зм.	Кільк.	Арк.
Незак.	Підп.	Дата
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП		
Архив		
2		

3 оригіналом згідно

1 ВИХІДНІ ПОЛОЖЕННЯ

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

Для забезпечення роботи ТЕЦ на вітчизняному вугіллі та враховуючи "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) всі котлоагрегати ТЕЦ в результаті реконструкції (будівництво нового чи реновація існуючих) повинні використовувати в якості основного палива кам'яне вугілля марки "Г" та "ДГ".

Метою реконструкції Сумської ТЕЦ є відповідність роботи Сумської ТЕЦ умовам Третього Енергетичного Пакету:

- збільшення виробництва електроенергії;
- збільшення можливості по виробництву теплової енергії;
- збільшення діапазону маневреності по виробництву електричної та теплової енергії;
- зменшення споживання природного газу;
- зниження собівартості виробляемого пара котлоагрегатами станції;
- зниження викидів забруднюючих речовин.

Інв. № оп.	Штук і дата	Зам. інв. №							872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП	Аркуш
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підп.	Дата					3

З оригіналом згідно

Реконструкція ТЕЦ передбачена за чергами будівництва:

Перша черга будівництва (№1) – 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).

Друга черга будівництва (№2) – 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..

Перший пусковий комплекс другої черги будівництва (№ 2.1) – переобладнання (реновація) існуючого парового котла ПК-3.

Другий пусковий комплекс другої черги будівництва (№ 2.2) – переобладнання (реновація) існуючого парового котла ПК-2.

Третій пусковий комплекс другої черги будівництва (№ 2.3) – переобладнання (реновація) існуючого парового котла ПК-1.

Третя черга будівництва (№3) – будівництво нового енергоблоку турбіна – котел (орієнтовно 50–60 МВт – електрична потужність, 100 Гкал/год – теплофікація).

Четверта черга будівництва (№4) – будівництво електрокотельні (орієнтовно загальна потужність 30–40 МВт).

Виконання реконструкції дозволить Сумській ТЕЦ працювати надійно, ефективно, маневрено з відповідними до вимог показниками по викидам забруднюючих речовин в умовах нового електроенергетичного ринку України та задовольнити заплановане зростання потреб у тепловій енергії, яка виробляється обладнанням ТЕЦ.

Інв. № ор.	Підпис і дата	Зам. інв. №
Зм.	Кільк.	Арк.
№ док.	Підп.	Дата
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП		Аргум.
		4

3 оригіналом згідно

2 АНАЛІЗ ТА ПРОГНОЗ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПАЛИВОМ.

Існуюча обладнання ТЕЦ використовує в якості основного палива вугілля та природний газ.

Базові види палива для ТЕЦ (згідно проекту) – тверде паливо донецьке Вугілля марки АШ калорійністю 5361 ккал/кг та Природний газ калорійністю 8100 ккал/м³. Технічні характеристики палива наведені в Таблицях 2.1, 2.2.

Таблиця 2.1 – характеристика твердого палива

Найменування параметру	Одиниця виміру	Значення параметру
Вуглець C ^r	%	62,95
Водень H ^r	%	1,26
Кисень O ^r	%	1,05
Азот N ^r	%	0,56
Сірка S ^r	%	1,68
Зола A ^r	%	22,50
Волога W ^r	%	10,00
Теплота згорання	ккал/кг	5361,00
Теплота згорання	МДж/кг	22,44

Таблиця 2.2 – характеристика природного газу

Найменування параметру	Одиниця виміру	Значення параметру
Азот (N ₂)	%	0,710
Оксид вуглецю (CO)	%	–
Сірководень (H ₂ S)	%	–
Кисень (O ₂)	%	0,006
Вуглекислота (CO ₂)	%	0,090
Метан (CH ₄)	%	96,940
Етан (C ₂ H ₆)	%	1,573

Лист № ор. Підпис і дата Зам. інв. №

Зм.	Кільк.	Арж.	Н.з.ж.	Підп.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

5

З оригіналом згідно

Найменування параметру	Одиниця виміру	Значення параметру
Пропан (C ₃ H ₈)	%	0,496
Інші C _m H _n	%	0,185
Теплота згорання (при T=20°C)	ккал/м ³	7547,000
Теплота згорання (при T=0°C).	ккал/м ³	8100,000
Теплота згорання (при T=0°C).	МДж/м ³	33,940

На даний час в зв'язку з його нестабільними поставками здійснюється також поставка лісного вугілля, яке використовується в якості домішок до антрациту в різних співвідношеннях. У таблиці 2.3 демонструється динаміка зміни якості палива з 2012 по 2017 рік. Погіршення якості сирового вугілля та різка зміна його складу має негативний вплив на роботу пилосистем, призводить до зниження надійності та економічності роботи основного та допоміжного котельного устаткування:

Таблиця 2.3

Показник	2012 р.	2013 р.	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.
Калорійність, ккал/кг	5 621	5634	5 603	5 982	5 424	5 136
Вміст золи, %	18,71	17,02	17,06	20,82	19,03	19,51
Вологість, %	9,18	11,03	12,00	8,21	12,64	13,73
Вміст сірки, %	1,37	1,69	1,58	1,06	0,86	0,99

Як видно з таблиці, за останні роки дещо знизилась калорійність вугілля, яке закуповується, підвищилась його вологість.

Динаміка використання вугілля та природного газу ілюструється Графіками 2.1–2.4.

З графіків видно, що відбулася суттєва зміна структури енергетичних ресурсів у виробництві електричної та теплової енергії:

- використання природного газу у 2017 році в порівнянні з 2015 роком знизилось на ~ 32,5%;
- використання вугілля у 2017 році в порівнянні з 2015 роком збільшилось на ~36%.

Інв. № ор. Підпис і дата

Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підп.	Дата

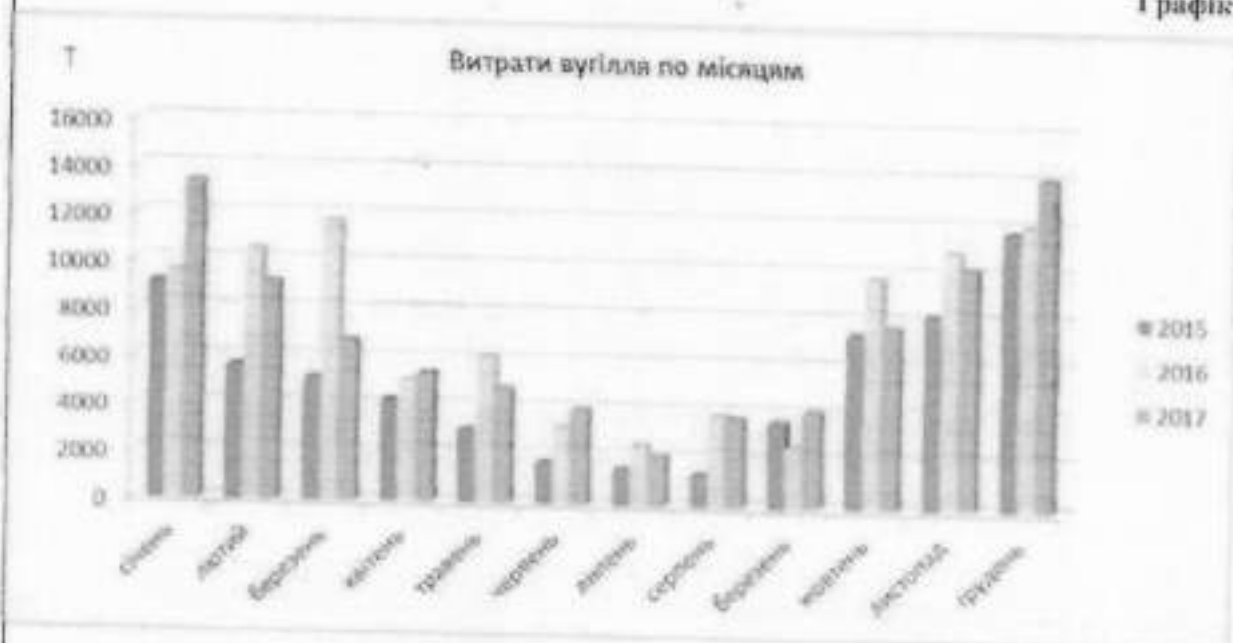
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕН

Аркул

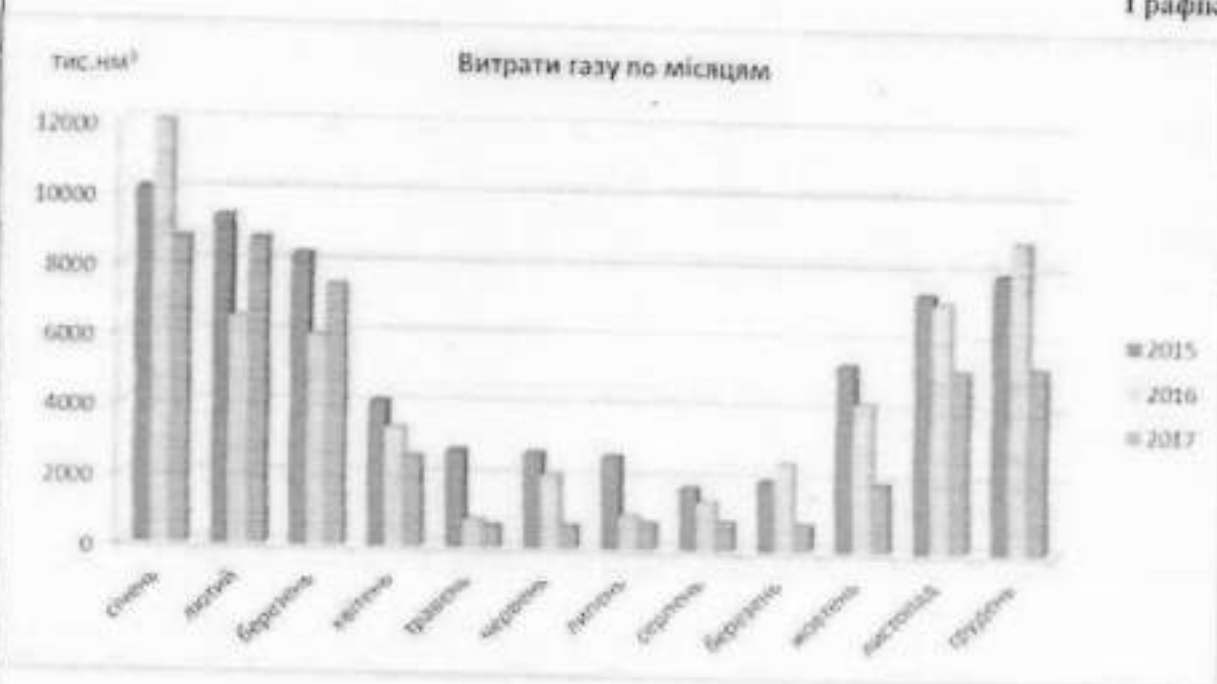
6

З оригіналом згідно

Графік 2.1



Графік 2.2



Инв. № оп. _____

Підпис і дата _____

Зам. інв. № _____

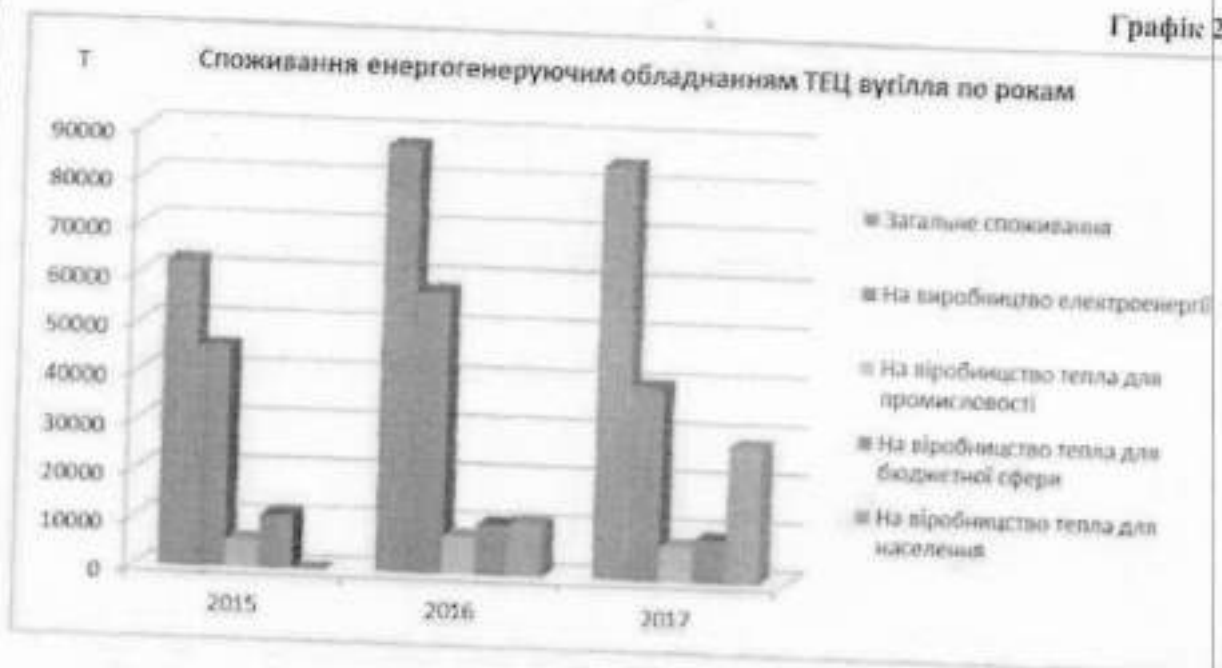
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

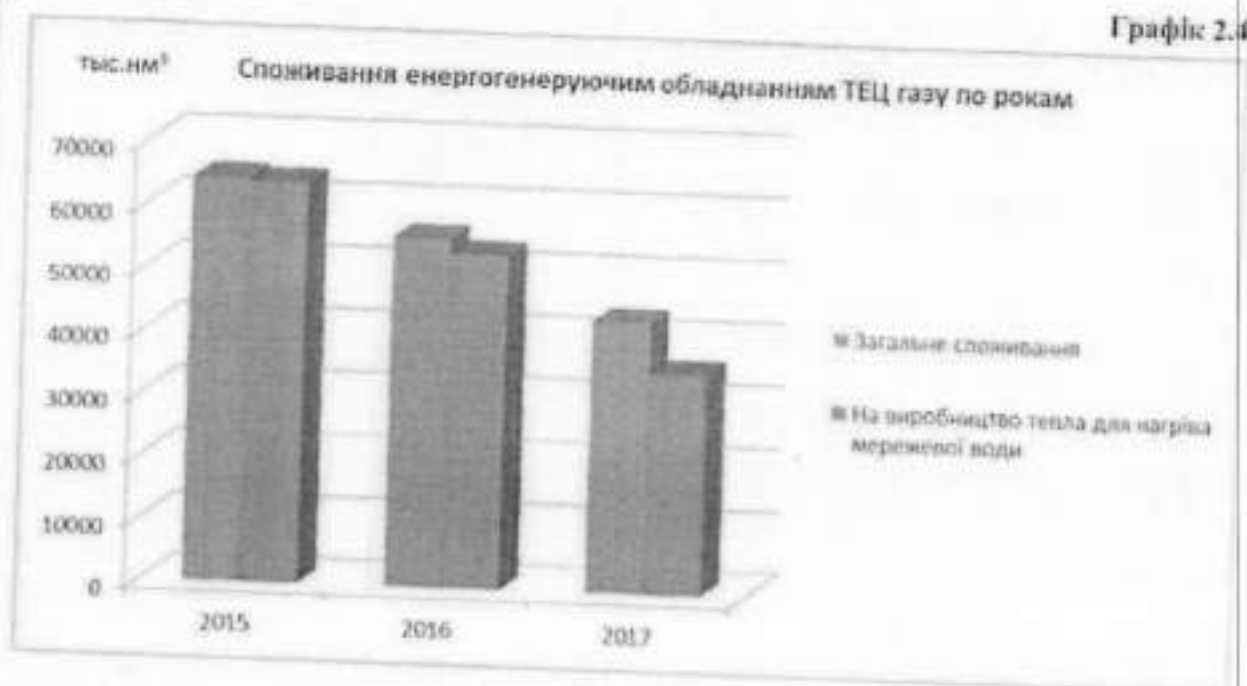
7

З оригіналом згідно

Графік 2.3



Графік 2.4



Ім'я, № ор.	Підпис і дата	Зам. іпн. №

Зм.	Копія	Арх.	Належ.	Підп.	Дат.

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

8

3 оригіналом згідно

Втрата державного контролю на окремих територіях країни призвела до скорочення виробничих потужностей видобувних галузей НЕК та відповідного зменшення обсягів викопного палива (в першу чергу вугілля марки "А"). Прогнозування структури палива забезпечення енергетики України в контексті цих змін у структурі вітчизняних паливних баз – складна комплексна проблема. Причиною падіння видобування вугілля є:

Причиною падіння вуглевидобутку за останні роки в Донецькій і Луганській областях через військові дії на частині території стало значне скорочення шахтного фонду і, як наслідок, зменшення запасів вугілля на складах теплових електростанцій з залученням для спалювання на ТЕЦ імпортованого вугілля. Зважаючи на цю ситуацію, необхідно:

Зважаючи на цю ситуацію можливі три сценарії розвитку вугільної промисловості – оптимістичний, базовий та песимістичний. Дані сценарії співставляються з відповідними сценаріями Енергетичної стратегії за прогностичними обсягами виробництва електричної і теплової енергії.

Оптимістичний сценарій поширюється на шахтний фонд в цілому, враховуючи і ті шахти, що знаходяться на невідконтрольній владі територіях України. Прогноз пошуків на енергетичне вугілля з боку енергетиків визначається двома факторами. По-перше, збільшиться потреба в електроенергії і, як наслідок, виробництво електроенергії вугільними станціями. По-друге, підвищиться ефективність станцій, що призведе до зниження значних витрат палива за рахунок модернізації існуючих блоків і будівництва нових, більш ефективних.

Беручи до уваги те, що економічно обґрунтовані обсяги видобутку енергетичного вугілля на 2030 рік становитимуть 84,91 млн. т, попит на енергетичне вугілля в Україні за всіма сценаріями за умови повернення шахт з неконтрольованих державою територій може бути покритий за рахунок внутрішніх ресурсів вугілля в термін починаючи з 2025 року.

Базовий сценарій поширюється лише на ті шахти, що залишилися на підконтрольній Українській владі території. У базовому сценарії спостерігається нестача вугільної продукції в межах 19+20 млн. т.

При песимістичному сценарії потреба перевищує випуск продукції на 19,9 млн. т та 15,8 млн. т у 2020 році та 2030 році відповідно. При цьому зберігається нестача обсягів вугільної продукції марок "Г", "П" та відсутність вугілля марки "А".

Ім'я, № ор.	Підпис і дата	Зам. інв. №

Базовий сценарій поширюється лише на ті шахти, що залишились на підконтрольній Українській владі території. У базовому сценарії спостерігається нестача вугільної продукції в межах 19+20 млн. т.

При песимістичному сценарії потреба перевищує винук продукції на 19,9 млн. т та 15,8 млн. т у 2020 році та 2030 році відповідно. При цьому зберігається нестача обсягів вугільної продукції марок "Г", "П" та відсутність вугілля марки "А".

Ім.	Піп.	Арх.	М.ав.	Підп.	Дата

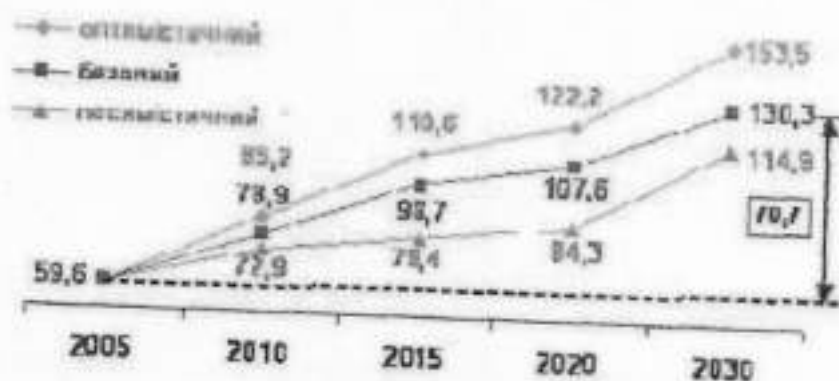
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив 9

70

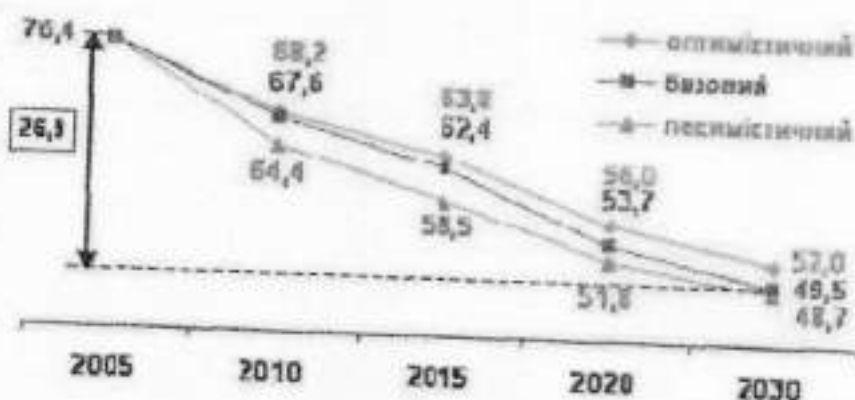
Споживання вугільної продукції до 2030 року

Графік 2.5



Споживання природного газу до 2030 року

Графік 2.6



Згідно досліджень, виконаних ДП "Укренерго" у 2017 році, та викладених у документі "Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей" після остаточного розриву економічних зв'язків з окремими районами Донецької та Луганської областей, які не контролюються органами державного управління, ситуація в електроенергетиці, з огляду на те, що у 2016 році було спожито 9,2 млн. т вугілля марок "А" та "П", з забезпеченням балансової надійності ОЕС України, загострюється через його дефіцит. Причому, максимальні об'єми імпорту вугілля для його покриття, навіть без урахування економічних чинників, виходячи з наявної логістики, не перевищать 4-5 млн. т на рік.

Для забезпечення роботи ТЕЦ на вітчизняному вугіллі, для виконання "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 в процесі реновації здійснюється перехід на спалення кам'яного вугілля марки "Г" та "ДГ" замість проектного марок "А".

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

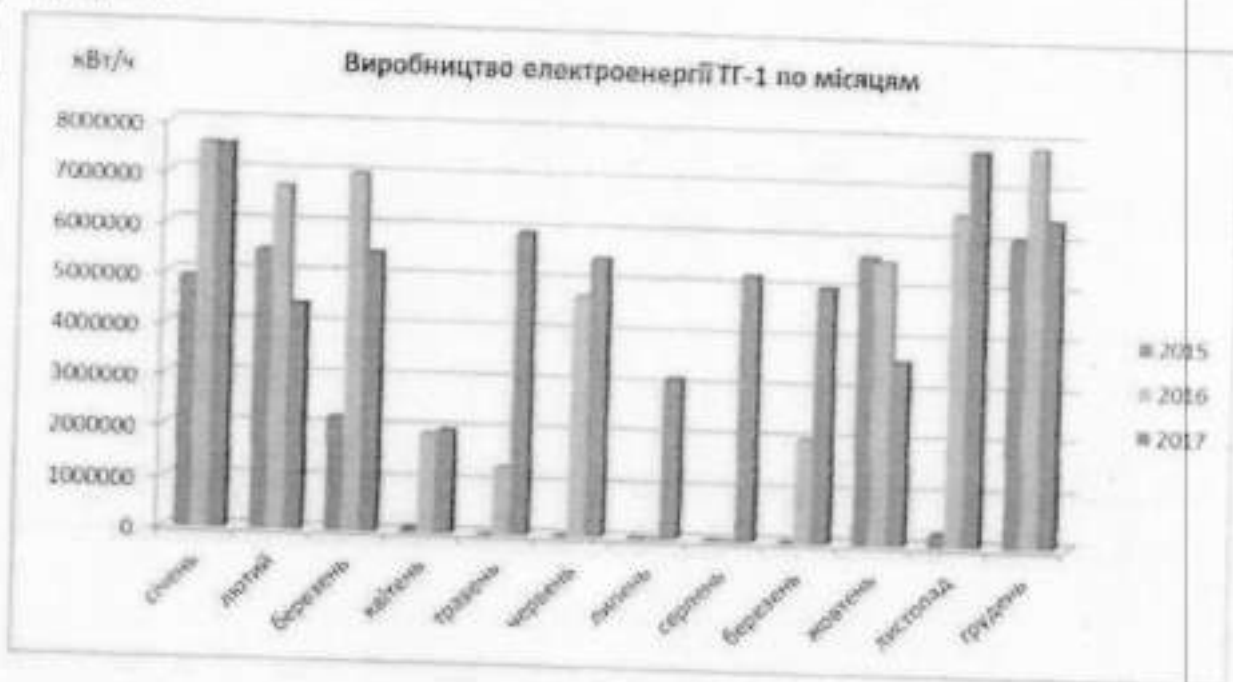
10

З оригіналом згідно

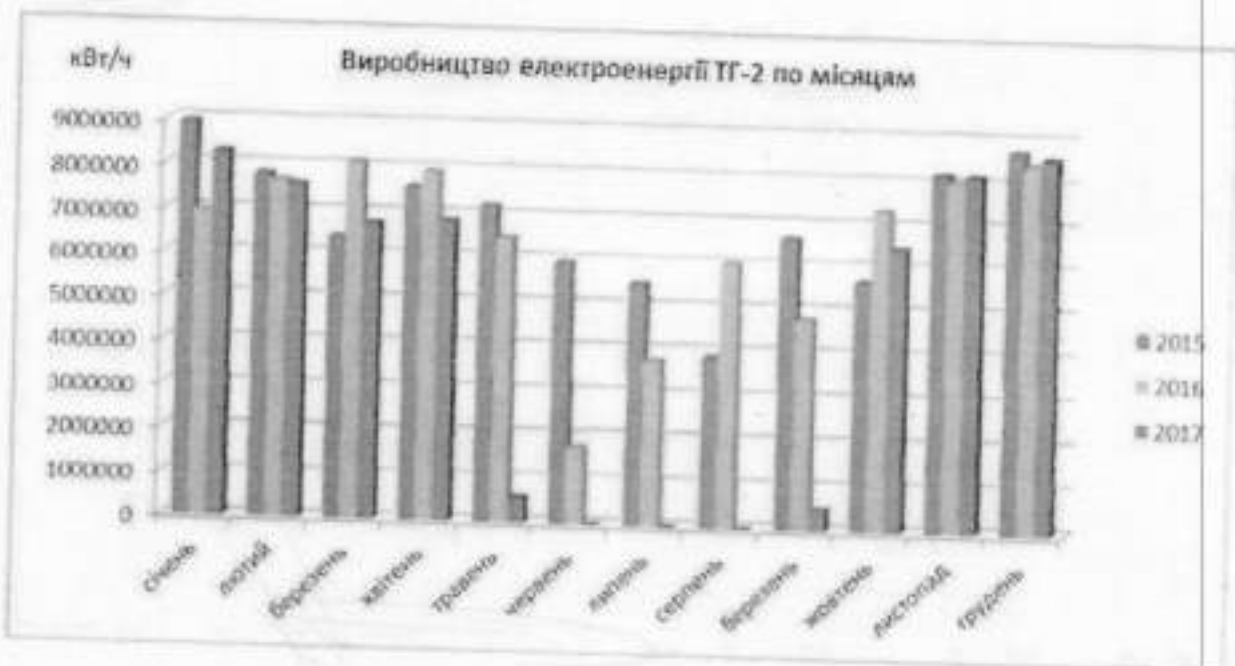
3 АНАЛІЗ ТА ПРОГНОЗ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ТЕПЛОВОЇ ПОТУЖНОСТІ.

Результати роботи ТЕЦ по виробництву електричної та теплової енергії за останні роки демонструють Графіки 3.1- 3.7.

Графік 3.1



Графік 3.2



Лист. № ор.	Підпис і дата	Зам. інв. №

Зм.	Клас	Арх.	Надл.	Підп.	Дата

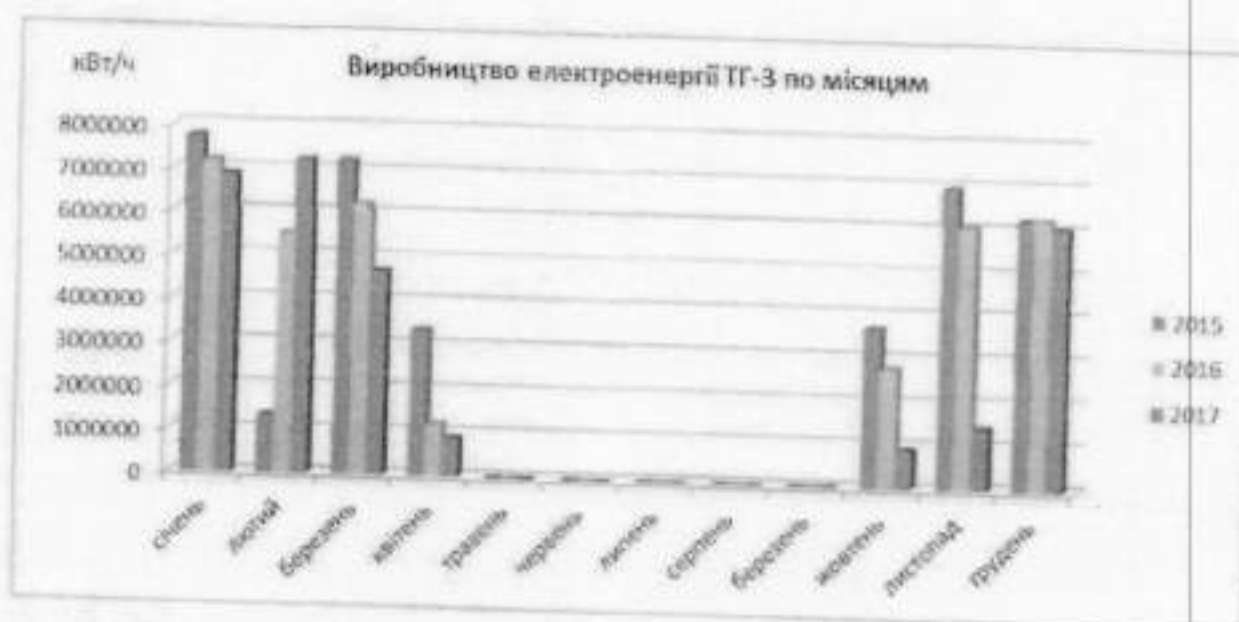
872-18/18.03.238/І-ТЕО.ТЕП

3. оригіналом згідно

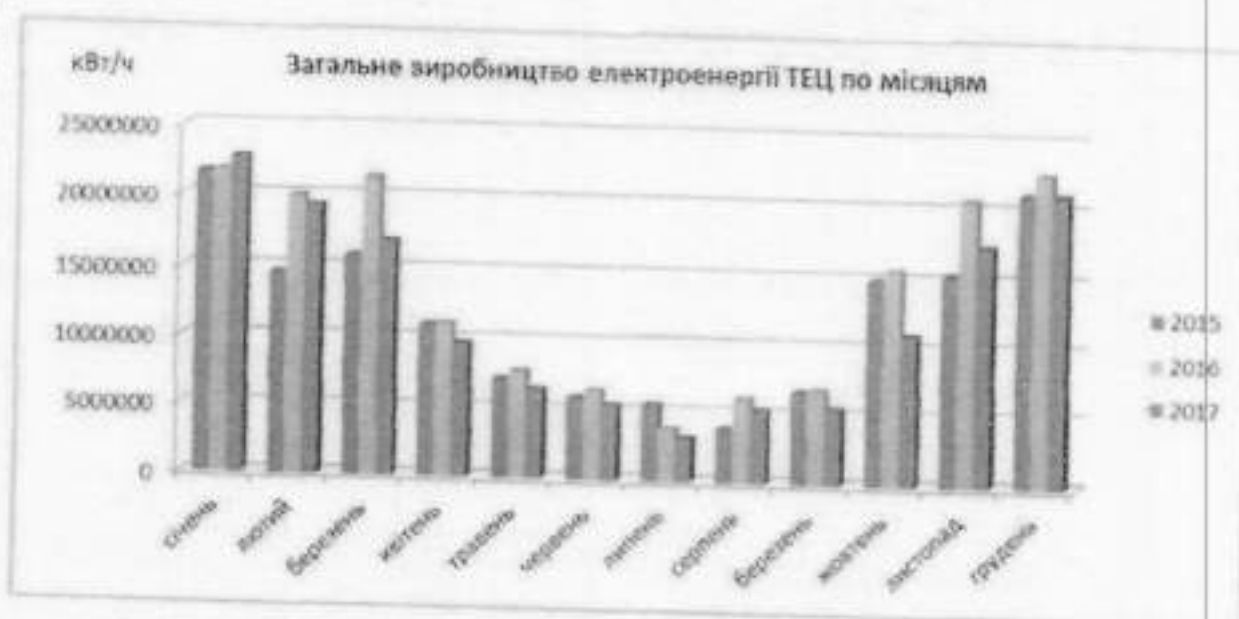
Архив

11

Графік 3.3



Графік 3.4



Ім'я, № ор.

Підпис і дата

Зам. ттв. №

Зм.	Клім.	Ажк.	Нсжк.	Підп.	Дата

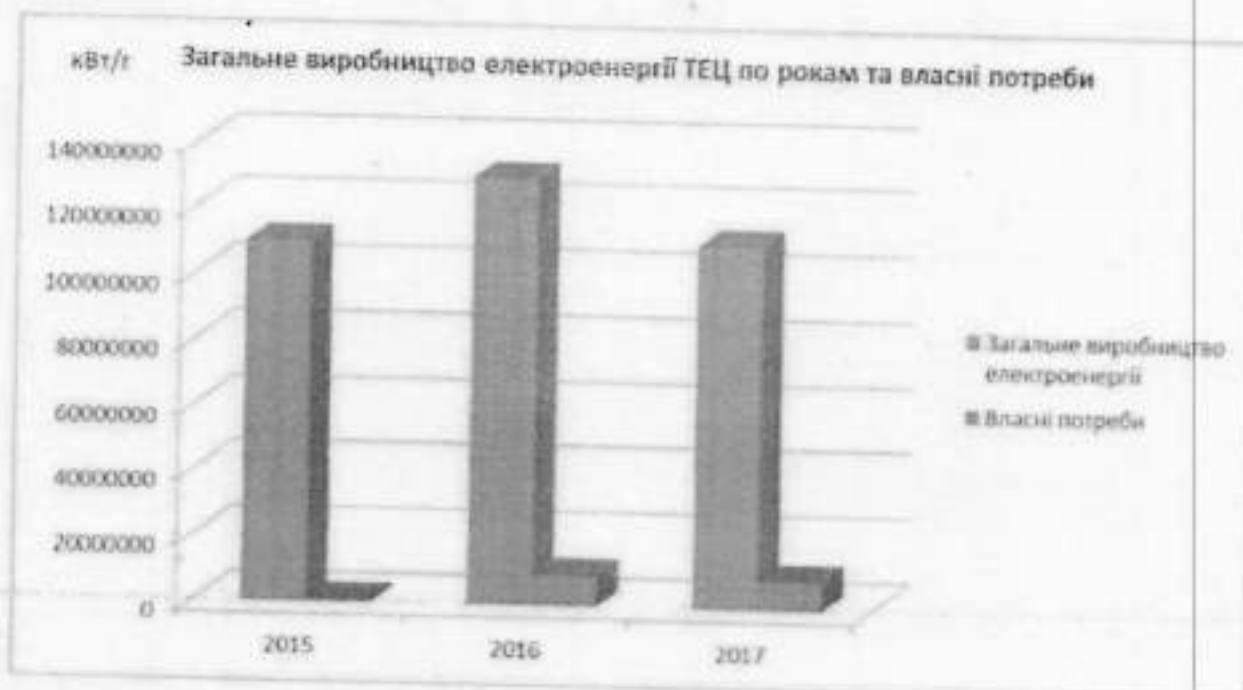
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

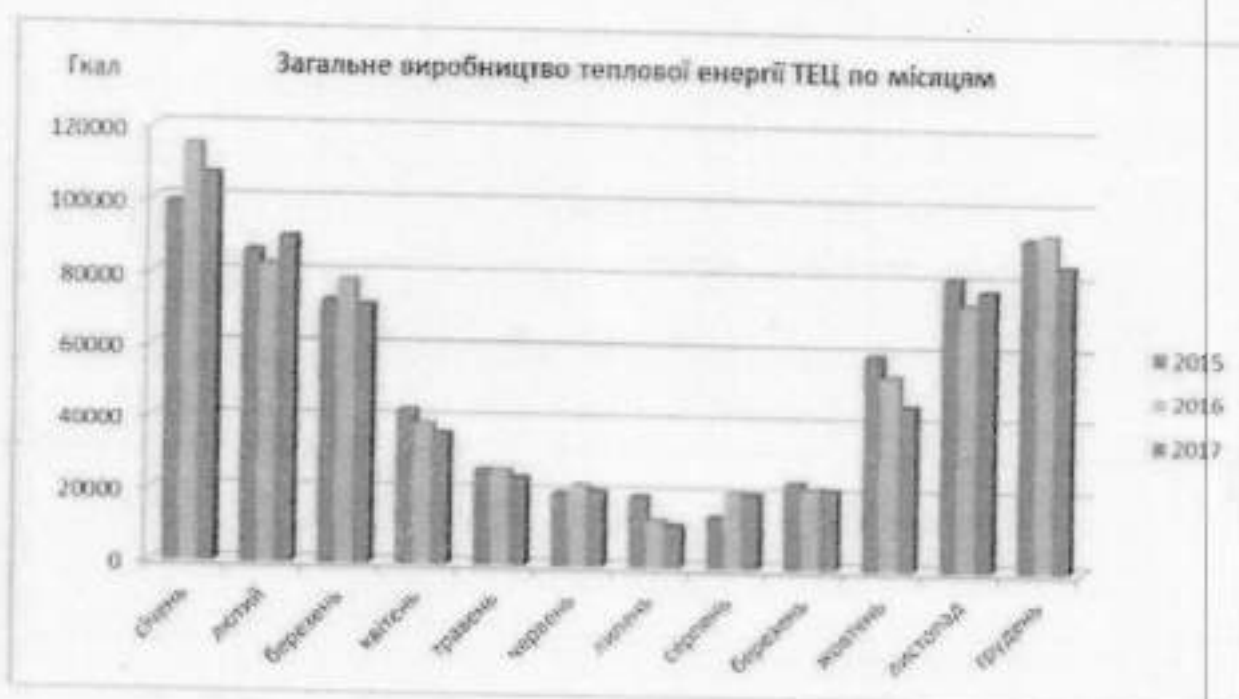
12

З оригіналом згідно

Графік 3.5



Графік 3.6



Вис. № ор.	Підпис і дата	Зам. інж. №
Зм.	Копія	Арх.
Мод.	Підп.	Дата

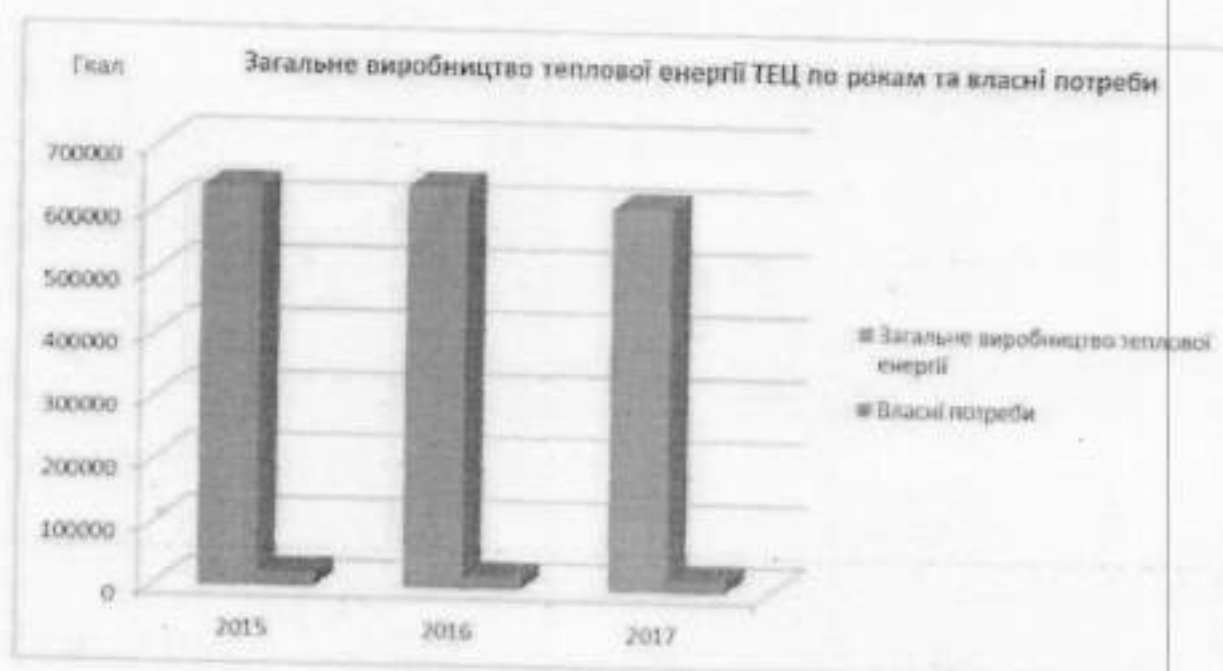
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

13

З оригіналом згідно

Графік 3.7



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%. У випадку закриття котельні КНПВ зростання складе більше як на 100%. На даний час виробництво тепла комбінованим способом (разом з електричною енергією) вже не задовольняє потреби міста в опаловальний сезон. Тому необхідні додаткові потужності які 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 Сумській 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, пропонуємо розглянути пропозицію щодо будівництва енергоблоку потужністю 50-60 МВт.

Лист № оп.	Відомості	Зам. (ім. №)
	Підпис і дата	

Зм.	Змін.	Аре.	М.ж.	Підп.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

14

3 оригіналих згідно

4 АНАЛІЗ ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСУ РОБОТИ ОБЛАДНАННЯ.

Існуюче енергогенеруюче обладнання ТЕЦ має тільки продовжений залишковий термін експлуатації, який продовжено тільки за результатами чергових експертно-технічних обстежень.

На даний час продовжені терміни експлуатації закінчуються до початку роботи нового ринку електроенергетики України:

- для ПК-2 в 2020 р.;
- для ПК-3 в 2019 р.;
- для ТГ-1 в 2019 р.;
- для ТГ-2 в 2021 р.;
- для ПВД-1 в 2022 р.;
- для Бойлера основного БО-200 в 2018 р.;
- для Пікового Бойлера БП-200 в 2021 р.;
- для Підігрівача Мережевої води ПСВ-200-7-15 в 2021 р.;
- для паропроводів в 2019р.;
- для трубопроводів живильної води в 2021р.

Відсутня гарантія, що після виконання нових експертно-технічних обстежень, буде знову отриманий дозвіл на експлуатацію вище вказаного обладнання. Це ще один важливий аргумент щодо неможливості надійно використовувати існуюче обладнання.

Лист № ор.	Підпис і дата	Зам. і пр. №							872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП	Аркул
			Зм.	Кільк.	Арж.	Ном.	Підп.	Дата		15

З оригіналом згідно

5 АНАЛІЗ ТА ПРОГНОЗ ПИТОМИХ ВИТРАТ ПАЛИВА НА ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ.

У Висновку, по результатах проведення вивідів технічного стану обладнання Сумської ТЕЦ був виконаний орієнтовний розрахунок значень питомих витрат палива (Таблиці 5.1, 5.2) при існуючому стані енерготехнологічного обладнання ТЕЦ та питомих витрат палива після запропонованих в ТЕО технологічних, електро-технічних та будівельних рішень. Цей розрахунок надає інформацію для визначення доцільності проведення реконструкції/модернізації. Згідно цього розрахунку:

- в опалювальний період питоми витрати палива на виробництво електричної та теплової енергії зменшаться і це зниження складе на виробництво електричної енергії до 10%, на виробництво теплової енергії зниження складе до 5%;
- в неопалювальний період питоми витрати палива на виробництво теплової енергії залишаться на існуючому рівні а питоми витрати на виробництво електричної енергії незначно збільшаться, але це відбувається за рахунок можливості виробити значно більше електроенергії (без прив'язування до споживання теплової енергії)
- в абсолютних значеннях з досягнутих на даний час 350,6 г/кВт·год та 148,2 кт/Ткал планується отримати наступні показники 315 г/кВт·год та 140 кт/Ткал, при цьому можливості комбінованого виробництва електроенергії та теплової енергії зросте опієнтовно в два рази.

3 оприлюднено згідно

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Ім. № оп.	Підпис і дата	Ім. Ім. №
Зм.	Кітрук	Апр.
№	№	№
Дат.	Дат.	Дат.

16
Апр.

6 ОЦІНКА ЗНИЖЕННЯ ВПЛИВУ НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ТА ДОТРИМАННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ВИМОГ, ПЕРЕДБАЧЕНИХ ЗАКОНОДАВСТВОМ.

Екологічні показники роботи існуючих парових котлів, що працюють на вугіллі (основні викиди забруднюючих речовин від Сумської ТЕЦ) наведені в Таблиці 6.1.

Таблиця 6.1

Найменування	Продуктивність	Питомий вихід, мг/м ³				ККД котлів, %	Температура відхідних газів, °C
		NO _x	CO	SO ₂	Тв. частинки		
Енергетичні парові котли							
ПК-1 вугілля	87 т/год 64,4 МВт	600,0	52,2	400,0	50,0	84,76	145
ПК-2 вугілля	87 т/год 64,4 МВт	928,7	244,4	969,4	1240,3	81,40	127
ПК-3 вугілля	87 т/год 64,4 МВт	887,2	233,0	1025,3	1258,5	79,57	144

Примітка – питомі викиди показані згідно дозволу на викиди для ТЕЦ (для 60% кисню – тверде паливо, 30% кисню – природний газ), режимних карт виробництва котлів.

Проаналізувавши стан існуючого обладнання ГОУ та технологічного комплексу поводження з золошлаковими відходами, зроблені наступні висновки:

- На котлах ПК-2 та ПК-3 в останні роки не проводилася реконструкція – концентрації шкідливих речовин за котлами не задовольняють нормативам при роботі на вугіллі.
- Значення концентрації шкідливих речовин двоокис азоту та суспендовані частинки у відхідних газах при роботі котлоагрегатів ПК-2 та ПК-3 перевищує встановлених законодавством України значень допустимої концентрації викидів забруднюючих речовин для такого типу котлоагрегатів (600 мг/м³, 100 мг/м³).
- Значення концентрації шкідливих речовин двоокис сірки та окис вуглецю у відхідних газах при роботі котлоагрегатів ПК-2 та ПК-3 не перевищує встановлених законодавством України допустимих викидів забруднюючих речовин для такого типу котлоагрегатів (2000 мг/м³, 250 мг/м³), але знаходиться близько до допустимих значень. Це означає, що при перехідних (нестабільних) режимах роботи котлоагрегатів є вірогідність перевищення допустимих показників.
- На котлі ПК-1 при спалюванні вугілля після заміни палиників на початку 2017 року дотримуються всі поточні нормативи та перспективні нормативи по речовинам: двоокис азоту, двоокис сірки, окис вуглецю. Однак концентрація пилу у від-

Ім. № ор. Підпис і дата Зам. ім. №

Зм.	Клас.	Арх.	Відк.	Підп.	Дата	

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

21

3 оригіналів згідно

хідних газах перевищує перспективні допустимі значення при спалюванні вугілля.

- В подальшому вимоги, що до викидів шкідливих речовин будуть прогнозовано жорсткішими. Виробляти електроенергію та тепло на обладнанні з такими показниками по викидам в умовах нового ринку електроенергії буде неможливо.
- Золошлаковідвал повністю заповнений.
- У існуючого обладнання відсутня технічна можливість знизити показники по викидам забруднюючих речовин без проведення реконструкції – встановлення додаткового обладнання (фільтрів, скрубєрів, електрофільтрів, тощо).

Заходи що передбачаються даним ТЕО Реконструкції Сумської ТЕЦ у дозволить досягти дотримання екологічних вимог (відповідно до вимог наказу Міністерства охорони навколишнього середовища від 22.10.2008 № 541 "Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із тепло-силових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт" та Директиви №2010/75/ЄС Європейського парламенту та Ради Євросоюзу "Про промислові викиди" (про комплексне запобігання забрудненню та контроль за ним).

Основні екологічні показники роботи парових котлів що працюють на вугіллі після реконструкції ТЕЦ наведені в Таблиці 6.2.

Таблиця 6.2

Викиди суспендованих частинок в атмосферу, (мг/м ³)	≤20
Оксиди сірки, (мг/м ³)	≤300
Оксиди азоту, (мг/м ³)	≤200

Докладна інформація з врахуванням всіх факторів та спектру забруднюючих речовин, які передбачає продукувати діяльність Сумської ТЕЦ після реконструкції, наведена в окремому томі ТЕО 872-18/18.03.238/2-ТЕО.ОВНС. Як результат визначено – всі основні екологічні показники Сумської ТЕЦ будуть покращені, що призведе до істотного зменшення шкідливих впливів на навколишнє середовище навіть з врахуванням збільшення споживання вугілля (зростає електрична потужність ТЕЦ).

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

22

З оригіналом згідно

7 ОЦІНКА ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ОБЛАДНАННЯ НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЙ, ЩО ЗАБЕЗПЕЧИТЬ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА КОРИСНОЇ ДІЇ ОБ'ЄКТА РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА/АБО МОДЕРНІЗАЦІЇ.

Для забезпечення ефективної роботи технологічного встаткування ТЕЦ проектом передбачена автоматизована система керування технологічними процесами (АСУ ТП), із застосуванням сучасних технічних засобів на базі надійної мікропроцесорної техніки. Таке рішення створює передумови для роботи технологічного встаткування в режимі ефективного енергозбереження. Це досягається за рахунок прийняття автоматизованою системою керування оптимальних рішень у кожному моменті роботи системи по усуненню виникаючих збурювань як зовнішнього, так і внутрішнього порядку. Основними підсистемами АСУ ТП, що беруть участь у створенні ефекту енергозбереження є:

- підсистема автоматизованого пуску котлоагрегатів та турбоагрегатів;
- підсистема авторегулювання технологічних процесів;
- підсистема обліку витрати палива;
- підсистема обліку тепла, що відпускається.

Підсистема автоматизованого пуску котлоагрегатів

При пуску котлоагрегатів, через досить тривалий за часом процесу виходу на параметри, оптимізація пускових процесів істотно впливає на ефективність використання палива й терміни надійної експлуатації котла.

В АСУ ТП реалізується алгоритм розпалювання, що дозволяє з найменшими витратами палива й з дотриманням теплових режимів розпалювання перевести котлоагрегат у робочий стан. Для цього котли, на відміну від традиційних, оснащені високонадійними запально-захисними пристроями з контролем запального й основного факелів пальників. Режим розпалювальної витрати палива підтримується за допомогою регулювального клапана із глибоким діапазоном регулювання. Оптимальний режим горіння підтримується регулюванням подачі повітря за допомогою частотного регулятора обертів електродвигуна дуттьового регулятора. Оптимізація часу розпалювального режиму досягається введенням в АСУ додаткових імпульсів по температурі металу й теплоносія, з урахуванням швидкостей росту їхніх величин.

Підсистема автоматизованого пуску двигунів

При пуску турбіни через складність і швидкоплинність технологічних процесів, що протікають, їхня оптимізація істотно впливає на ефективність використання палива і терміни експлуатації.

При цьому система здійснює:

- контроль готовності до пуску;
- контроль готовності до холодного прокручування;

Лист. № ор.	Підпис і дата	Зам. інж. №
Зм.	Кільк.	Арж.
Лист.	Підп.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

23

3 оригіналом згідно

- пуск турбіни;
- включення в роботу котла;
- робота на режимах;
- зміна режиму роботи від холостого ходу до максимального режиму по команді оператора;
- зміна частоти обертання двигуна при синхронізації генератора;
- автоматичні захисти і блокування по всіх системах з урахуванням граничних параметрах цих систем.

Підсистема авторегулювання технологічних процесів

Енергоефективність роботи основного технологічного встаткування забезпечується відповідними авторегуляторами, що підтримують у вузьких межах параметри процесу в численних контрольованих точках для можливих режимів роботи – пусках, зупинках, змінах навантаження, змінах зовнішніх і внутрішніх умов протікання технологічного процесу.

На відміну від традиційних систем численних автономних регуляторів-стабілізаторів, що мають ручні задатчики уставки, прийнята в котельні АСУ ТП виробляє керуючі впливи в усі контури авторегулювання з урахуванням виникаючих збурювань, підтримуючи задане навантаження.

Високу ефективність використання палива дає введення в контур авторегулювання витрати повітря на котел імпульсів по CO і O_2 у димових газах на виході з котла. Із цією метою прийнятий високонадійний комплексний газоаналізатор, що дозволяє, крім виміру зазначених параметрів димових газів, вимірювати також вміст у них NO_x і SO_2 . Введення цих датчиків у контур регулятора, у сполученні із частотним регулюванням обертів електродвигунів дугтьового вентилятора й димососа, дозволяють одержати економію палива до 1%.

Підсистема обліку витрати палива й тепла, що відпускається

У складі АСУ ТП є підсистема вимірювання витрати палива як по окремих котлоагрегатах, так і в цілому по котельні. Сигнали вводяться в контролер АСУ ТП, де йде їхня обробка по спеціальній програмі, що дозволяє одержати як інтегральні витрати за певні проміжки часу, так і поточні значення.

Для обліку тепла, що відпускає, на теплопроводах котельні також установлені вимірювальні комплекси з аналогічними вимірювальними приладами, що дозволяють одержати як інтегральні витрати за певні проміжки часу, так і поточні значення тепла, що опускає, і окремих складових – витрат і температур.

Установки регулювання частоти обертання електродвигунів

В проекті передбачається встановлення частотних регульованих приводів обладнання, що працює в змінному режимі.

Лист. № 01	Зам. інж. №						Архив
Підпис і дата							24
Лист. № 01							
Зм.	Кільк.	Арк.	Наж.	Підп.	Дата	872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП	

Регулювання швидкості обертання – найбільш економний спосіб регулювання. Витрата насосу регулюється різними способами:

- дроселюванням за допомогою клапанів;
- регулюванням швидкості обертання за допомогою перетворювача частоти.

ККД регулювання дроселюванням, проте, значно нижчий ККД регулювання швидкості обертання, при якій економія енергії часто перевищує 50%. Завдяки застосуванню частотного регулювання, трубопроводи і клапани менше навантажуються, від чого збільшується їх термін функціонування і зменшується їх потреба в обслуговуванні. При цьому статичне навантаження зменшується, так як система не працює постійно при високому тиску, що відбувається при регулюванні шляхом дроселювання. Тиск підтримується на заданому рівні.

У даному проекті в результаті аналізу режиму роботи обладнання передбачається встановлення регульованих приводів живильників палива.

Для живильників палива як система регулювання швидкості обертання їхніх приводів прийнята система безступінчастого регулювання типу СБРМ-2133В3. Залежно від технологічних вимог, а також якості палива, система дозволяє здійснити вибір діапазону регулювання швидкості обертання приводних електродвигунів живильників палива в межах від 300 до 1500 про/хв.

Теплоізоляційні конструкції

Одним з напрямків енергозбереження є вдосконалювання теплового захисту поверхонь, що обгороджують, енерготехнологічних установок.

При виборі матеріалів теплозахисту в проекті враховані технологічність її монтажу, можливість швидкої заміни при ремонті встаткування й на ділянках, що піддається частій ревізії й контролю, номенклатура теплоізоляційних матеріалів, що виготовляють підприємствами України, а також економічність придбання теплоізоляційних матеріалів при сучасному рівні цін.

Для забезпечення головної вимоги по заощадженню теплової й електричної енергії поверхнева щільність теплового потоку визначена по будівельних нормах і правилах "Теплова ізоляція встаткування й трубопроводів" (СНП 2.04.14-88) з жорсткістю норм припустимих тепловтрат на 25-35%, що дає додаткову економію палива. Найбільш ефективною із цього погляду є шарувата ізоляція, перший шар якої виготовляється з високотемпературостійкого базальтового волокна, а більша частина наступного шару з недефіцитного мінерального або скляного волокна. Між собою волокна прошиваються або склеюються негорючим силікатним зв'язуванням, що дозволяє додати конструкції необхідну міцність. Зовнішня поверхня надійно захищається фольгостеклопластиком.

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

25

3 оригіналом згідно

Устаткування, що працює в змінному режимі з короткочасними зупинками й аварійними відмовами, захищається теплоакумуючою ізоляцією, яка здатна сповільнити остигання продукту, що перебуває в апаратах і трубопроводах. Акумуляційні властивості значно підсилюються шляхом обгортання поверхні, що ізолюється, тонколистовим металом, фольгою й іншими матеріалами з високою теплосмністю. Теплозахисний шар виконується матами й плитами з мінерального волокна. Товщини кожного шару визначаються виходячи з короткочасного (1,5–2 год) зупинки встаткування. Захисне покриття виконується рудонним матеріалом – фольгоізолом.

Для з теплообміну установок з навколишнім середовищем і придушення шуму, створюваного елементами, використовується теплоакустична ізоляція, що складається із шарів, що чергуються, – шумопоглинального з тонковолокнистої мінеральної вати й відбиває з фольги або іншого щільного матеріалу (азбестова штукатурка по металевій сітці).

Для теплозахисту апаратів, резервуарів, різних підігрівників пропонується використати легкий теплоізоляційний бетон з пористих заповнювачів, які наносяться методами торкретування й напильювання. В умовах дефіциту ізоляційних матеріалів можна рекомендувати виготовлення цих теплоізоляційних бетонів на основі гранульованої золи ТЕЦ, зольного в'язкого, одержуваного із золуносу й дрібного шлаків з добавками суперпластифікаторів, що дозволяє надійно герметизувати теплозахисне покриття й запобігти утворенню в ньому тріщин. При цьому менше використовуються дефіцитні теплоізоляційні матеріали й істотно знижується вартість монтажу теплозахисних конструкцій. Метод торкретування або напильювання дозволяє створити ефективну безшовну конструкцію, складову єдине ціле з поверхнею встаткування, і механізувати всі технологічні операції по її виготовленню.

У такий спосіб високоякісний тепловий захист дозволяє знизити втрати теплової енергії теплогороджувальними елементами встаткування на 85–90%, що дає економію палива 90–100 т у рік і підвищує надійність і економічність роботи встаткування.

Одним із напрямків енергозбереження є вдосконалення теплового захисту огорожувальних поверхонь будівлі.

При виборі матеріалів теплового захисту в проекті враховані технологічність його монтажу, можливість швидкої заміни під час ремонту, номенклатура теплоізоляційних матеріалів, виготовлених на Україні, а також економічність закупки теплоізоляційних матеріалів при сучасному рівні цін.

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

26

Для забезпечення основної вимоги по збереженню теплової і електричної енергії поверхнева щільність теплового потоку визначається будівельними нормами

Окрім врахування вимог по обмеженню теплових втрат огорожуючими будівельними конструкціями (стінами, покриттями, вікнами та ін.) в проекті врахований вплив на тепловий баланс будівель прийнятих об'ємно-планувальних та компоновочних рішень, а також систем опалення та вентиляції.

З метою максимального зниження теплових втрат в будівлі огорожуючі конструкції стін та покриття передбачені з утеплювачем з зовнішніми обшивками з профільного сталевих оцинкованого листа. Зниження теплових втрат від інфільтрації забезпечується ущільненням всіх стиків між елементами огороження, ущільненням елементів віконних, ворітних та дверних прорізів.

Зовнішні огороження будівель виконано з врахуванням застосування конструкцій, які відповідають вимогам теплозахисту, що визначені в таблиці 2, ДБН В.2.6-31:2006 (змін 1 від 01.07.2013), а саме необхідний опір теплопередачі прийнято:

- для зовнішніх стін $R = 1,7 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$ з тепловою інерцією огорожувальної конструкції $D > 1,5$;
- для покриття будівлі $R = 1,7 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$ з тепловою інерцією огорожувальної конструкції $D > 1,5$.

Передбачені заходи щодо влаштування досконалого теплового захисту огорожувальних поверхонь будівлі дозволяють зменшити витрати теплової енергії на опалення приміщень у 2,4 рази.

Використання вторинних та поновлюваних ресурсів

Проектом передбачається використання вторинних ресурсів, що надає екологічні переваги – досягнення часткової утилізації золи й шлаків, а також економії витрат води. До них відносяться:

- зворотна система гідро-прибирання тракту паливоподачі, що забезпечує повторне використання води та відкачати осад вугілля безпосередньо на штабель вугільного складу.

Зворотна система гідро-прибирання тракту паливоподачі

Проектом передбачена зворотна система гідро-прибирання тракту паливоподачі.

Вода на змив вугільного пилу подається від автономної зворотної системи з двосекційним горизонтальним відстійником розміром 39х6 (кожна камера), насосної станції звороту освітленої води по типовому проекту № 902-132-88.

Схема зворотної системи гідро прибирання наступна:

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

27

3 оригіналом згідно

84

Лист № ор. Підпис і дата Там, де, №

Зм. Кієв. Арк. № жж Підп. Дати

Після змиву вугільного пилу в галереї паливоподачі над бункерній галереї котельні вугільна пульпа збирається в приямки, звідки насосом відкачується в одну із камер двокамерного горизонтального відстійника.

Осад вугільного пилу та дрібних частинок вугілля здійснюється в камері відстійника. В кожній секції відстійника передбачається скребковий транспортер, пристрій для видалення плаваючих речовин.

Відкачка осаду вугілля виконується безпосередньо на штабель вугільного складу, звідки направляється на склад твердого палива.

Пропозиції по використанню золошлакових відходів

За результатами комплексних досліджень золи-уносу теплових електростанцій, що працюють на вугіллі, розроблені нові матеріали й вироби для енергетики й будівництва. До них відносяться керамічна облицювальна плитка, покрівельна черепиця, керамічні електротехнічні вироби, високотемпературні теплоізоляційні матеріали.

Однак, у цей час споживачі золошлаків у регіоні відсутні. З появою реальних споживачів, питання, пов'язані з використанням відходів, будуть вирішуватися в окремому проекті.

Нова технологія виробництва керамзиту

Природна сировина для виробництва керамзиту (керамзитова глина) досить дорога як у видобутку, так і в доставці до споживача.

Нова технологія виробництва керамзиту дозволяє знизити собівартість продукції за рахунок використання в його виробництві золівідвалів енергетичних підприємств і різного роду вуглевикористовуючих установок. Таким чином, вирішується ще й дуже важлива екологічна проблема утилізації золи.

Сировинна суміш для виробництва керамзиту включає у свій состав тугоплавку золу електростанцій і технологічну добавку. Як добавка використовується спеціально розроблений пластифікатор газовиділяючий, що флюсує (ПФГ), що представляє собою гомогенну колоїдну суспензію із трьох інгредієнтів: торф'яний гель, загальнопоширені суглинки й вапнякові відсівання щебеневого виробництва. Така технологія дозволяє використати у виробництві керамзиту до 90% золи. Крім того, сировинна суміш не пред'являє високих якісних вимог до вихідних складових компонентів, а випал готових гранул не відрізняється від технології випалу стандартного керамзиту. Таким чином, одержання керамзиту за новою технологією є економічно вигідним і екологічно необхідним з погляду утилізації золи, а якість готової продукції не уступає стандартної, а за деякими показниками навіть перевершує її.

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш


28

3 оригіналом згідно

Керамзит може бути використаний не тільки в умовах будівництва, але і як фільтруючий матеріал, що збільшує продуктивність фільтроцикла в 2,5–3,5 рази.

Залокреитова добавка

Технологія одержання й використання золокрементової добавки – це економія цементу з одержанням поліпшених характеристик композитних формувальних мас, що містять котельну золу й служать для виробництва мілкоштучних виробів методом пресування. Золокрементова добавка виробляється в результаті тонкого помелу гранульованої золи. Зологранули попередньо обжигаются або у випалювальних агрегатах, або в топках киплячого шару або шарового спалювання, куди вони надходять разом з паливом. При цьому в топці з киплячим шаром вони служать баластом. Технічні переваги використання такої добавки – підвищення рухливості суміші, зниження вологості, прискорене схоплювання й швидкий набір міцності, економія наповнювача (піску) і клінкерного в'язкого. Екологічні переваги – досягнення повної утилізації золи й шлаків. Оскільки виробництво крементової добавки менш енергоємне, ніж клінкерного цементу, то запропонована технологія є енергозберігаючою. Гарні формувальні властивості запропонованої композиції дозволяють досягти високого рівня механізації й автоматизації виробництва, що заощаджує трудові ресурси. Можливості технології дозволяють широко масштабувати обсяги виробництва, що в ряді випадків різко знижує обсяги капіталовкладень, а також дозволяє розгорнути додаткові виробництва на діючих підприємствах (ТЕЦ, ЖБІ та ін...).

Ім'я, № ор.	Підпис і дата	Зам. прим. №							872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП	Архив						
											Зм.	Кільк.	Арс.	Модж.	Підп.	Дата

З оригіналом згідно

8 ОЦІНКА ДОЦІЛЬНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СПАЛЮВАННЯ РІЗНИХ ВИДІВ ПАЛИВ, ЗОКРЕМА РОЗГЛЯД ТРЬОХ СЦЕНАРІЇВ РЕКОНСТРУКЦІЙ: ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ МІСЦЕВОЇ РЕСУРСНОЇ БАЗИ АБО ІНШОГО ВИДУ ПАЛИВА, ЯКИЙ ПЕРЕДБАЧЕНО ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ, ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ РЕСУРСІВ.

Застосування природного газу у якості основного палива.

Застосування у якості палива природного газу (спорудження парогазових установок), за ціною імпорту паритету, призведе до різкого здороження теплової енергії в незалежності від технології спалення природного газу. При застосуванні парогазового циклу інвестиції у спорудження установок перекинуть переваги експлуатації (в тому числі к.к.д), а необхідність відпуску тепла ускладнить регулювання електричної потужності системи за рахунок ІПУ, тому використання природного газу у якості основного палива для Сумської ТЕЦ є безперспективним та призведе до підвищеної вартості електричної та теплової енергії (орієнтовно у 2–2.5 рази). Це в першу чергу буде стосуватись основної групи споживачів – населення, що з врахування економічних та соціальних факторів є неперинустимо.

Застосування відновлювального палива у якості основного палива.

Проаналізувавши попит на електричну та теплову енергію, були визначені орієнтовні характеристики обладнання по цим показникам – ~ 60МВт, ~100Гкал/год. Для виробництва такої кількості енергії реальним є спалювання біомаси в котлах, а саме деревної щепи чи соломи.

Згідно даних Біоенергетичної асоціації України потенціал агробіомаси по Сумській області складає (тон на рік):

Регіон	Пелета з деревини	Пелета з лушпиння соняшника	Пелета з соломи	Разом
Сумська область	19450	0	2300	21750

З цих же даних Сумська область не відноситься до лісистих і розраховувати на використання дров, тирси, деревних брикетів і пелет не доводиться. Можливість потенціалу використання деревного палива складе менше 5% до необхідної кількості палива. Навіть враховуючи, що все паливо буде використано на виробництво тільки теплової енергії це значення не перевищить 15%.

Сумська область не в змозі забезпечити таку кількість біомаси.

Зм.	Кільк.	Арк.	Лист.	Підп.	Дат.	872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕН	Аркуш
							30

З оригіналом згідно

Робота теплоелектроцентралі на антрациті

Перспектива паливозабезпечення Сумської ТЕЦ містить в собі ризики через те, що станція спроектована на споживання вугілля марки "А" – "антрацит" з можливістю споживання пісного вугілля – марка "П". Через втрату паливної бази наразі недоступне вугілля марки "А", вугілля марки "П" імпортується, і політика України спрямована на скорочення таких поставок з можливістю повної їх заборони, що закріплено у відповідному Указом Президента України № 37/2017 "Про 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". При роботі на вугіллі антрацитової групи досить проблематично реалізувати регулювання електричної потужності ТЕЦ (розвантаження котлів можливе в діапазоні лише на 35% від номіналу (для забезпечення витоку рідкого шлаку котел працює в діапазоні 65–100% від номіналу). Крім цього, спалювання антрациту проводиться з підсвічуванням факелу природним газом. У такому разі електроенергія, що вироблена з використанням антрациту не буде мати попиту на ринку електричної енергії, що призведе до збитків та необхідності підвищення тарифів для компенсації відсутності надходження коштів від генерації електроенергії. Даний варіант безперспективний, у зв'язку з відсутністю достатніх запасів антрациту і підвищенням ціни природного газу. Тому розвиток ТЕЦ з використанням антрациту неможливий, існує реальна загроза різкого підвищення тарифу на тепло.

Реконструкція Сумської ТЕЦ з переведенням її на спалювання кам'яного вугілля марок "Г" та "ДГ".

Переведення станції на спалювання вугілля марки Г і ДГ найбільш перспективний і у разі його виконання буде продовжено ресурс роботи на 25–30 років, підвищено техніко-економічні показники обладнання, що забезпечить можливість роботи на ринку електроенергії.

Реконструкція з елементами реновації існуючих котлоагрегатів з переведенням існуючих котлів на спалення кам'яного вугілля марок "Г" та "ДГ" з застосуванням сучасних підходів котлобудування.

Для забезпечення міста тепловою енергією та розширення парку котлів з метою забезпечення регулювання потужності системи у широкому діапазоні **пропонується будівництво нового котлоагрегату в складі енергоблоку** (орієнтовні характеристики, виробництво пара 300т/год, Р=12,8 МПа).

Всі котлоагрегати повинні бути обладнані ефективними та сучасними системами ГОУ.

Для нового котлоагрегата розглядається два можливих варіанта (буде погоджений варіант по результатам ТЕО): це котел з камерним пилувугільним спаленням та котел що працює по технології ЦКШ. Котел ЦКШ має більшу металоємність, менше пристосований до регулювання але має поліпшені екологічні показники з генерації окислів азоту та сірки. Новий котел з камерним спаленням має меншу металоємність і як наслідок меншу вартість, в той же час має вищі показники по викидах окислів сірки, генерація окислів азоту.

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Арсен

31

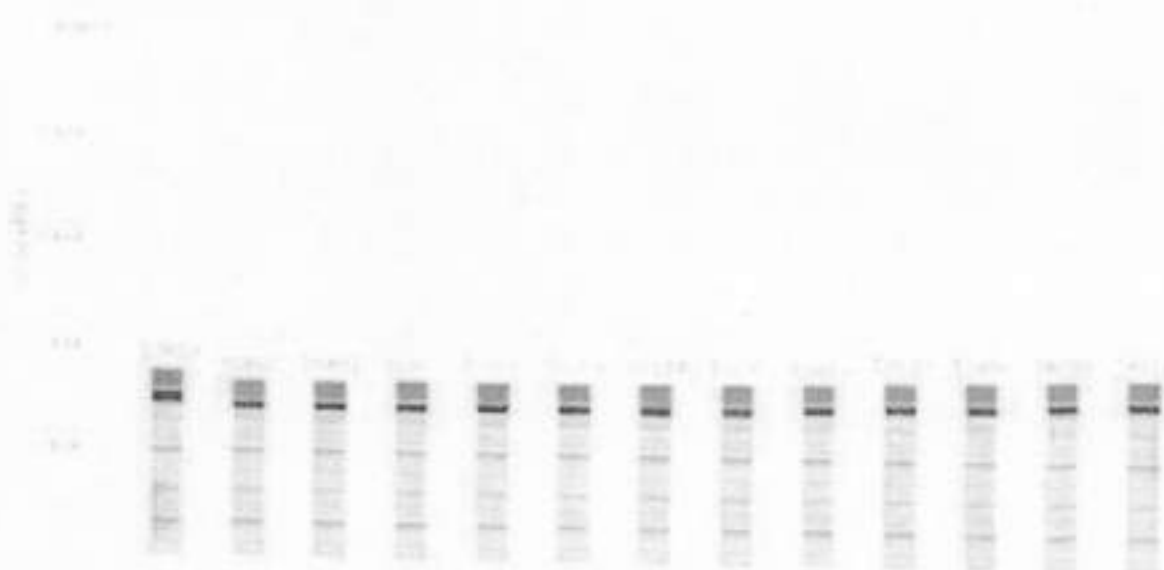
З оригіналом згідно

9 ОЦІНКА ЗМІНИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ТЕПЛОВОЇ ПОТУЖНОСТІ З УРАХУВАННЯМ ЩОНАЙМЕНШЕ ДЕСЯТИРІЧНОГО ПРОГНОЗУ (ПЛАНУ) РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ (РОЗПОДІЛУ) ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ІНФРАСТРУКТУРИ ПЕРЕДАЧІ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ, А ТАКОЖ ІНШОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ.

Сумська ТЕЦ входить до ПнЕС, яка є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. У 2018–2026 роках прогнозується зростання обсягів попиту на рівні 0,8 – 2,0 % на рік за рахунок відновлення економіки країни. В Північній енергосистемі очікуються низькі темпи зростання споживання до 2021 року і подальшим поступовим зростанням темпу на рівні до 1,2%.

Графік 9.1

Динаміка попиту на електричну енергію до 2026 року
Північна енергосистема



872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

32

З оригіналом згідно

Обсяги виданих технічних умов на присилення об'єктів генерації складають величину трохи більшу за 200 МВт, що значно менше очікуваного приросту навантаження споживачів в регіонах (більше 2600 МВт). Навіть з урахуванням збільшення генерації існуючих ТЕС цих регіонів, дефіцит потужності значно посилюється. Орієнтовні обсяги потреб в потужності гідроенергетичних станцій лять: Північна ЕС – 400 МВт електростанції гартуваної потужності та 400 МВт електростанції нетартуваної потужності.

Попит на теплову енергію у місті Суми, який задовольняють потужності Сумської ТЕС буде в подальшому тільки зростати. Зростання буде відбуватися за рахунок закриття районних та кварталних котелень, які працюють на природному газі. Протозується зростання більше як на 35%. У випадку закриття котелень КІПБ зростання складе більше як на 100%. На даний час виробництво тепла комбінованим способом (разом з електричною енергією) вже не задовольняє потреби міста в опалювальному сезоні. Тому необхідні додаткові потужності які збільшать виробництво теплової енергії опітотно на 100 ккал/год. У відповідності до номінальної існуючого на ринку стандартного енергоенергетичного обладнання та враховуючи зростаючий попит на теплову енергію електрична потужність Сумської ТЕС повинна зрости опітотно на 50-60 МВт (без врахування резервних існуючого обладнання).

Інв. № оп.	Інв. і дата	Інв. інв. №	Зм.	Кмбл.	Апр.	Мам.	Інв.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕН

33

Априм

10 ОЦІНКА ЗАМІЩЕННЯ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ІСНУЮЧИМИ АЛЬТЕРНАТИВНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ (ВИРОБНИКАМИ) ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ НА ТЕРИТОРІЇ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ, ЯКІ МОЖУТЬ ПОВНІСТЮ ПОКРИТИ ПОПИТ СПОЖИВАЧІВ У ТЕПЛОВІЙ ЕНЕРГІЇ В РАЗІ ВИВЕДЕННЯ З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ.

На даний час альтернатива чи заміщення Сумської ТЕЦ як джерела виробництва теплової енергії для споживачів м Суми (>60%) не існує.

Зач. інв. №

Підпис і дата

Інв. № ор.

Зм.	Кільк.	Арк.	Ниж.	Підп.	Дати

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

34

З оригіналом згідно

11 ОЦІНКА ОКУПНОСТІ ПРОЕКТУ РЕКОНСТРУКЦІЇ /МОДЕРНІЗАЦІЇ.

11.1. Техніко-економічні показники

Техніко-економічні показники ТЕЦ у цілому після реконструкції розраховані з врахуванням таких вихідних положень:

- теплові навантаження відповідають звітним даним і перспективним навантаженням;
- завантаження обладнання по режимах відповідає прийнятому при розрахунку балансів пари і води – таблицях 11.1...11.5.
- річне число використання встановленої електричної потужності ТЕЦ приймається 8000 годин.

Результати розрахунку показників роботи Сумської ТЕЦ наведено в таблиці 11.6.

Таблиця 11.1 – Баланси пари і тепла для Сумської ТЕЦ (існуючий стан)

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = +24^{\circ}\text{C}$		Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = +24^{\circ}\text{C}$
Електрична потужність, МВт				Теплові навантаження, Гкал/год			
Турбіна ст. №1	10,1	9	5,8	Відпуск тепла від ТЕЦ	144	100	20
Турбіна ст. №2	11,2	11,2	-				
Турбіна ст. №3	9,3	8,4	-				
Всього	31	28,6	5,8	Всього	144	100	20
Виробництво теплової енергії Гкал/год							
Турбіна ст. №1	35	30	20		35	30	20
Турбіна ст. №2	35	35	-		35	35	-
Турбіна ст. №3	50	35	-		50	35	-
ПТВМ-100 (№1,2,3)	24	-	-		24	-	-
Всього	144	100	20	Всього	144	100	20

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

35

З оригіналом згідно

Джерела	Режим			Синхронізація	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий $t-25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t-6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t+24^{\circ}\text{C}$		Максимально-зимовий $t-25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t-6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t+24^{\circ}\text{C}$
Виробництво пари котлами, т/год							
Парові котли №1,2,3	260	260	85				
Витрата пари на виробництво тепла турбінами, т/год							
Котел №1	75	68	50	Турбіна ст. №1	75	68	50
Котел №2	84	84	-	Турбіна ст. №2	84	84	-
Котел №3	100	92	-	Турбіна ст. №3	100	92	-
Всього	259	244	50	Всього	259	244	50
Витрати палива паровими котлами, т/годину							
Вугілля марки АШ існуюче							
Котел №1	11,2		12,7				
Котел №2	13,14		-				
Котел №3	16	-	-				
Всього	40,34		12,7				
Річна витрата вугілля марки АШ, тис. т/рік	226,440						
Природний газ (Працює один котел)							
ІТВМ-100 №1 або №2,3	3343,92	-	-				
Річна витрата газу млн. м ³ /рік	15,082						

Зам. п.п. №

Підпис і дата

Лист. № 09

Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підп.	Дати

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

36

3 оригіналом-орідно

Таблиця 11.2 – Баланси пари і тепла для Сумської ТЕЦ (І. П – черги будівництва.)

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий t-25°C	середній самого холодного місяця t-6,6°C	середньо-літній t-24°C		Максимально-зимовий t-25°C	середній самого холодного місяця t-6,6°C	середньо-літній t-24°C
Електрична потужність, МВт				Теплові навантаження, Гкал/год			
Турбіна ст. №1	25	13	5,8	Відпуск тепла від ТЕЦ	144	100	20
Турбіна ст. №2	—	11,2					
Турбіна ст. №3	9,3	5,8	—				
Всього	34,3	30,0	5,8	Всього	144	100	20
Виробництво теплової енергії Гкал/год							
Турбіна ст. №1	80	45	20		80	45	20
Турбіна ст. №2	—	35	—		—	35	—
Турбіна ст. №3	50	20	—		50	20	—
ІТ-ВМ-100(№1,2,3)	14		—		14		—
Всього	144	100	20	Всього	144	100	20
Виробництво пари котлами, т/год							
Парові котли №1,2,3	260	260	85		260	260	85
Всього	260	260	85	Всього	260	260	85
Витрата пари на виробництво тепла турбінами, т/год							
Паровий котел №1	80	87	50	Турбіна ст. №1	160	90	50
Паровий котел №2	80	87	—	Турбіна ст. №2	—	84	—
Паровий котел №3	100	50	—	Турбіна ст. №3	100	50	—
Всього	260	224	50	Всього	260	224	50
Витрати палива паровими котлами т/годину (І-ша черга будівництва)							
Вугілля марки АШ							
Паровий котел №1 (або №2, 3)	40,37	33,26	7,76				

Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підп.	Дата
-----	--------	------	--------	-------	------

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

37

З оригіналом згідно

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий t-25°C	середній самого холодного місяця t-6,6°C	середньо-літній t-24°C		Максимально-зимовий t-25°C	середній самого холодного - місяця t-6,6°C	середньо-літній t-24°C
			—				
Всього	40,37	33,26	7,76				
Рівня витрати палива марки Г,ГД, тис. т/рік	183,389			183,389 = 33,26 x 4488 + 7,76x3512			
Опалювальний період – 4488 год./рік (187016) + 3512 год./рік не опалювальний період							
Природний газ (Працює один котел)							
ПТБМ-100 №1 або №2, 3 м³/год	1950,5						
Річна витрата газу млн.м³/рік				1950,5x4488=8 754			
Існуючі водогрійні котли, що працюють на природному газі, використовуються у максимально-зимовому режимі							

Таблиця 11.3 – Витрати палива по пускових комплексах II черги будівництва

Склад обладнання	ПК-1	ПК-2	ПК-3	Після рекоме- ндаций
	Котли ст. №1+№2+ БК	Котли ст. №1+№2+ БК	Котли ст. №1+№2+ БК	Котли ст. №1+№2+№3 + БК
Витрата палива				
Вугілля марки "АШ", тис тон на рік	128,513	128,513	128,513	—
Природний газ млн.м³ на рік	12,569	12,569	12,569	8,754
Вугілля марки "Г, ГД" тис тон на рік	—	—	—	174,084
Природний газ млн.м³ на рік				8,754
Відпускання тепла, Гкал/рік	519,04	519,04	519,04	519,04

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

38

3 оригіналом згідно

95

Таблиця 11.4 – Баланси пари і тепла для Сумської ТЕЦ (III черга будівництва)

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий t-25°C	середній самого холодного місяця t-6,6°C	середньо-літній t-24°C		Максимально-зимовий t-25°C	середній самого холодного місяця t-6,6°C	середньо-літній t-24°C
Електрична потужність, МВт				Теплові навантаження, Гкал/год			
Турбіна ст. №1	13	—	—	Відпуск тепла від ТЕЦ	144	100	20
Турбіна ст. №2	—	—	5,8				
Турбіна ст. №3	—	—	—				
Новий блок - Турбіна ст. №4	60	60	—				
Всього	73	60	5,8	Всього	144	100	20
Виробництво теплової енергії Гкал/год							
Турбіна ст. №1	44	—	—		44	—	—
Турбіна ст. №2	—	—	20		—	—	20
Турбіна ст. №3	—	—	—		—	—	—
Новий блок - Турбіна ст. №4	100	100	—		100	100	—
Всього	144	100	20	Всього	144	100	20
Виробництво пари котлами, т/год							
Парові котли №1,2,3	85	—	85		85	—	85
Новий блок - паровий котел №4	300	300	—		300	300	—
Всього	385	300	85	Всього	385	300	85
Витрати пари на виробництво тепла турбінами, т/год							
Паровий котел №1, або №2,3	85	—	50	Турбіна ст. №1	85	—	—
Новий блок - Паровий котел №4	282	282	—	Турбіна ст. №2	—	—	50
				Турбіна ст. №3	—	—	—
			—	Новий блок - Турбіна ст. №4	282	282	—
Всього	367	282	50	Всього	367	282	50

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

39

З організацією згідно

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = 24^{\circ}\text{C}$		Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = 24^{\circ}\text{C}$
Витрати палива паровими котлами т/годину							
Вугілля марки ГГД							
Паровий котел №1 (або №2, 3)	12,5	-	12,5				
Новий блок - Паровий котел №4	38,6	-	-				
Всього	51,1		12,5				
Рівня витрати вугілля марки ГГД, тис. т/рік	273,737						
Існуючі водогрійні котли, що працюють на природному газі, не використовуються							

Таблиця 11.5 – Баланси пари і тепла для Сумської ТЕЦ (збільшення теплових навантажень до 201 Гкал/год)

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = 24^{\circ}\text{C}$		Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самого холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = 24^{\circ}\text{C}$
Електрична потужність, МВт				Теплові навантаження, Гкал/год			
Турбіна ст. №1	25	13	-	Відпуск тепла від ТЕЦ	201	155	-
Турбіна ст. №2	-	-	-				
Турбіна ст. №3	4,5	-	-				
Новий блок - Турбіна ст. №4	60	60	-				
Всього	89,5	73	-	Всього	201	155	-
Виробництво теплової енергії Гкал/год							
Турбіна ст. №1	80	45	-		80	45	-
Турбіна ст. №2	-	-	-		-	-	-
Турбіна ст. №3	21	-	-		21	-	-

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

40

3 оригінали згідно

Джерела	Режим			Споживачі	Режим		
	1	2	4		1	2	4
	Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самий холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = 24^{\circ}\text{C}$		Максимально-зимовий $t = -25^{\circ}\text{C}$	середній самий холодного місяця $t = -6,6^{\circ}\text{C}$	середньо-літній $t = 24^{\circ}\text{C}$
Новий блок - Турбіна ст. №4	100	110	—		100	110	—
Всього	201	155	—	Всього	201	155	—
Виробництво пари котлами, т/год							
Парові котли №1,2,3	260	85	—		260	85	—
Новий блок - паровий котел №4	300	300	—		300	300	—
Всього	560	385	—	Всього	560	385	—
Витрата пари на виробництво тепла турбінами, т/год							
Парові котли №1,2,3	200	85	—	Турбіна ст. №1	160	85	—
				Турбіна ст. №2	—	—	—
Новий блок - Паровий котел №4	282	300	—	Турбіна ст. №3	40	—	—
				Новий блок - Турбіна ст. №4	282	300	—
Всього	482	385	—	Всього	482	385	—
Витрати палива паровими котлами т/годину							
Вугілля марки Г,ГД							
Парові котли №1,2,3	30,15	12,55	—				
Новий блок - Паровий котел №4	38,6	38,6	—				
Всього	68,75	51,15	—				
Річна витрата вугілля марки Г,ГД, тис. т/рік:	229,561						
Існуючі водогрійні котли, що працюють на природному газі, не використовуються							

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

41

Таблиця 11.6

Показник	Одиниця виміру	Кількість по чергах будівництва			
		I-ша черга	II-га черга	III-тя черга	IV-черга
Встановлена потужність:					
- електрична	МВт	49	49	109	109
- теплова (без ІТГВМ)	Гкал/год	168,3	168,3	353,5	353,5
Річний відпуск					
- теплової енергії	тис. Гкал/рік	519,04	519,04	793,98	793,98
- електричної енергії	млн. кВт*год	149,905	149,905	305,348	305,348
Кількість робочих місць, у тому числі	місце	250	250	258	258
- новостворених	місце	-	-	8	-
Загальна кошторисна вартість реконструкції в поточних цінах станом 11.06. 2019 р. з ПДВ		203842,429	249423,52	2575835,114	57823,262
У тому числі:					
- будівельні роботи		4064,694	65126,321	412185,93	1922,551
- устаткування		161130,243	137503,2	1687132,077	45131,651
- інші витрати		38647,492	46793,999	476517,107	10769,06
Тривалість реконструкції	місяць	3	9	24	3
Річна потреба в енергоресурсах					
- вугілля	тис. т	183,389	174,084	253,1	253,1
- природного газу	млн. м ³	8,754	8,754	-	-
- електричної енергії	млн., кВт*год	24,403	24,403	48,08	48,1
Технічної води	тис. м ³	2812,6		2813,2	
Питної води	тис. м ³	128,2		128,6	
Тариф на електроенергію	коп./кВт.год	187,19			
Тариф на теплову енергію	грн./Гкал	842,67			
Вартість природного газу	грн/1000 м ³	6968,21			
Вартість води річної	коп/м ³	55,33			
Вартість водопостачання та водовідведення	грн/м ³	13,28			

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

42

3 оригіналих згідно

Показник	Одиниця виміру	Кількість по чергах будівництва			
		I-ша черга	II-га черга	III-тя черга	IV-черга
Вартість вугілля з транспортуванням	грн/т	2876,99			
Середня заробітна плата	грн	12019,00			

11.2. Розрахунок ефективності інвестиційного проекту

11.2.1 Критерії ефективності реалізації проекту

Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти виходить з таких принципових положень:

- основними критеріями ефективності капітальних вкладень є засновані на оцінці прибутку і рентабельності показники, що відповідають загальноприйнятим у країнах з ринковою економікою;
- основою для аналізу грошових потоків від інвестицій є метод дисконтування грошових потоків, до уваги беруться лише реальні потоки – витрачені до моменту початку реалізації інвестиційного проекту кошти, навіть зв'язані з ним, не повинні враховуватися;
- розміри капітальних вкладень і річних витрат виробництва визначаються за діючими цінами, тарифами і нормативами (у розрахунках на віддалену перспективу – за прогнозними оцінками, що враховують тенденції зміни вартості обладнання, будівельно-монтажних робіт, палива);
- розрахунковий період приймається з урахуванням тривалості будівництва і терміну служби основного обладнання (із врахуванням його морального зносу);
- при виконанні розрахунків враховується інфляція, а також невизначеність вихідної інформації;
- отримані результати розрахунків піддаються перевірці на сталість у широкому діапазоні зміни вихідних даних і показників, що дозволяє мінімізувати ризики.

Дана робота виконана відповідно до прийнятих в міжнародній практиці методик оцінки ефективності інвестиційних проектів для країн з ринковою економікою і з врахуванням галузевого керівного документа "Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Загальні методичні положення" ГКД 340.000.001-95, що затверджений Міненерго і Держкоммістобудівництво України, а також діючого українського законодавства і місцевих умов.

У найзагальнішому виді критерієм економічної ефективності інвестиційного проекту є ефект, що дорівнює різниці дисконтованої суми надходжень за реалізо-

						872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП	Архив
Зм.	Кільк.	Арх.	№ аж.	Підп.	Дати		43

вану продукцію й інших доходів і дисконтованої суми всіх одноразових і щорічних витрат за розрахунковий період, включаючи витрати втрачених можливостей. Одним з основних показників ефективності капітальних вкладень є інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект) $\Pi_{\text{дс}}$, що дорівнює дисконтованій сумі всіх доходів і витрат за розрахунковий період (у світовій практиці $\text{NPV} - \text{Net Present Value}$). Позитивне значення інтегрального прибутку означає, що рентабельність капітальних вкладень в об'єкт вище прийнятної мінімальної норми прибутку, тобто інвестиції вигідні при даній нормі дисконту, негативне значення критерію свідчить про неприйнятність проекту.

Для економічного аналізу інвестиційних проектів використовуються і критерій внутрішньої норми рентабельності. Внутрішня норма рентабельності є (у світовій практиці $\text{IRR} - \text{Internal Rate of Return}$), чи внутрішня норма прибутку, являє собою норму дисконту, при якій інтегральний дисконтований прибуток $\Pi_{\text{дс}}$ обертається до нуля. Чисельне значення внутрішньої норми рентабельності відповідає граничному розміру розміру нормативу ефективності, при якому проект вигідний.

Критерієм ефективності інвестиційного проекту є також дисконтований період окупності (Discounted Payback Period) – $T_{\text{п}}$, чи період повернення капіталу. Це мінімальний часовий інтервал, за межами якого інтегральний ефект стає і надалі залишається позитивним. Якщо $T_{\text{п}}$ менше терміну служби об'єкта, інвестиційний проект ефективний.

Критерієм здійсненості проекту є відсутність негативних грошових потоків (враховуючи джерела фінансування і систему оплати і повернення боргу) у будь-якому році розглянутого періоду, що свідчить про прийнятність вихідних пологів.

11.2.2 Вихідні перелікові розрахунки

Ліміт витрат реконструкції Сумської ТЕЦ на етапі ТЕО обрховано відповідно з "Правилами визначення вартості будівництва" ДСТУ Б.Д.1.1.-1 (з врахуванням доповнень та змін).

Оцінка вартості виконана із врахуванням комерційних пропозицій фірм – поставників обладнання і наявних даних по об'єктах-аналогах.

Врахована також вартість створення необхідної інфраструктури, будівництва технологічних та електричних мереж.

Зведений кошторисний розрахунок складений на основі показників об'єктів-аналогів та розрахунків, які відповідно складені на основі показників об'єктів-аналогів та понесених цін по обладнанню та іншим затратам по даному замовнику.

При складанні розрахунків інших витрат прийняті такі нарахування:

№	Клас	Апр.	Мок.	Пит.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕН

Априм

1. Відсоток для визначення ліміту коштів на утримання служби замовника, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Дод. К п.45	1,00	%
2. Відсоток для визначення ліміту засобів на здійснення технічного нагляду, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Дод. К п.46	1,50	%
3. Показник для визначення вартості проектних робіт, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Дод. К п. 52	6,32	%
4. Показник витрат на покриття ризиків усіх учасників будівництва, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 п.5.8.16	8,50	%
5. Кошти на покриття витрат, пов'язаних з інфляційними процесами, визначені з розрахунку закінчення будівництва у грудні 2020р.		
6. Прогнозний рівень інфляції в будівництві першого року будівництва, коефіцієнт, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 п.5.8.16	1,103	
7. Усереднений показник для визначення розміру кошторисного прибутку, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 п.5.8.16	20,00	грн./под.-г
8. Усереднений показник для визначення розміру адміністративних витрат, ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 п.5.8.16	1,79	грн./под.-г

Результати розрахунків кошторисної вартості будівництва за чергами будівництва зведені в таблицю 11.7.

Таблиця 11.7

Всього за зведеним кошторисним розрахунком: у тому числі:	I черга 203842,429	II черга 249423,52	III черга 2575835,114	IV черга 57823,262
- будівельні роботи	4064,694	65126,321	412185,93	1922,551
- вартість устаткування	161130,243	137503,2	1687132,077	45131,651
- інші витрати (без ПДВ)	38647,492	46793,999	476517,107	10769,06

При розрахунках ефективності проекту крім початкових капіталовкладень у розрахунках передбачено також додаткові витрати на капітальні та поточні ремонти, заміну обладнання після вироблення ними свого ресурсу. Ці капіталовкладення будуть здійснюватися, як правило, за рахунок амортизаційних відрахувань і прибутку.

З огляду на термін служби встановлюваного основного обладнання і період будівництва, прийнято період (горизонт) розрахунку тривалістю 28 років.

У роботі прийнята наступна схема фінансування:

- 80% – залучені кошти (одержання кредиту) по ставці 4% річних з погашенням, починаючи з першого року комерційної експлуатації, та 20% власних коштів Замовника (перша черга будівництва);

- 100% – залучені кошти (одержання кредиту) по ставці 4% (друга, третя та четверта черги будівництва).

Зм.	Кілк.	Арк.	№жж.	Підп.	Дата	872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП	Аркуш
							45

З оригіналом згідно

Можливі мінімальні терміни погашення кредиту визначаються у фінансовому аналізі за критеріями здійсненості проекту.

Норматив дисконтування прийнято відповідно до вартості кредиту і ставки податку на прибуток, встановленої законодавством України.

Усі розрахунки виконані без врахування інфляції у найбільш стійкій валюті – євро.

З огляду на термін служби встановлюваного основного обладнання і період будівництва, прийнято період (горизонт) розрахунку до 31.12.2047 року

11.2.3 Вартість палива та вапняку

На перспективу вартість палива буде зростати, як, утім, і вартість енергії, що відпускається. Однак у даний час, з огляду на положення на світовому ринку газу і загальну ситуацію в країні, немає можливості встановити достовірний алгоритм зміни вартості палива в Україні навіть на найближчі роки.

Тому в даній роботі при розрахунку експлуатаційних витрат враховано діючі після 01.01.2019 р. розцінки з урахуванням прийнятого темпу інфляції.

В розрахунках прийнято вартість вугілля 2876,99 грн./т, вартість вапняку для зниження викидів сірчаного ангідриду – 216 грн./т.

При дослідженні впливу вартості палива на ефективність і здійсненість інвестиційного проекту вартість вугілля може варіюватися в досить широких межах.

11.2.4 Генерація і продаж енергії

В даний час достовірну зміну вартості електроенергії і тепла в межах розглянутого періоду пророчити неможливо.

Тому, при розрахунку експлуатаційних витрат, враховано задані тарифи. У розрахунках прийнято вартість енергії з урахуванням темпу інфляції.

При дослідженні впливу тарифів електричної і теплової енергії, що відпускається ТЕЦ, на ефективність і здійсненість інвестиційного проекту, ці величини варіюються в широких межах.

В розрахунках прийнято середній тариф на відпускання електроенергії – 1,8719 грн./кВт·год, теплової енергії – 842,67 грн./Гкал.

11.2.5 Вартість експлуатаційних витрат

Підрахунок вартості експлуатаційних і ремонтних витрат виконаний на основі методик розрахунку проектної собівартості тепла й електроенергії на ТЕЦ з урахуванням характеристик встановлюваного обладнання, особливостей його експлуатації, діючого законодавства України, а також на підставі оцінки на розглянутий період зміни вартісних показників ресурсів, необхідних для експлуатації і ремонту.

						872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП		Аркуш
								46
Зм.	Копія	Арх.	Налж	Підп.	Дат			

З оригіналом згідно

Для персоналу ТЕЦ, що обслуговує обладнання інвестиційного проекту, витрати на фонд оплати праці прийнято 12019 грн. (зарплата на 1 працюючого). Відповідно до діючого законодавства враховано нарахування на фонд оплати праці в розмірі 22%.

Амортизаційні відрахування для нового обладнання і споруджень прийнято відповідно до діючого Податкового кодексу України.

Нарахування амортизації основних засобів виконується по формулі:

$$\text{Арік} = \text{АмС} : T ; \text{АмС} = \text{ПС} - \text{ЛС},$$

де Арік – річна сума амортизації;

АмС – вартість, що амортизується;

T – термін корисного використання об'єкта;

ПС – первісна вартість;

ЛС – ліквідаційна вартість.

Термін корисного використання об'єкта визначається згідно Податкового кодексу України, відповідно до якого встановлюється мінімальний термін корисного використання об'єкта: термін корисного використання споруд визначається як 20 років (третя гр.), обладнання – 30 років (мінімальний термін – 5 років, реальний – 30 років, четверта гр.), інші витрати – 12 років (дев'ята гр.).

11.2.6 Норматив дисконтування

В даний час відсутня реальна схема фінансування інвестиційного проекту. Практично, в умовах необхідності протягом 3–4 років вкладення 3086,9325 млн.грн. (з ПДВ), інвестиційний проект може бути здійснений лише при використанні позикового капіталу. Прийнято 80% коштів залучити в вигляді кредиту, 20% – кошти Замовника.

У роботі прийнята схема одержання кредиту по ставці 4% річних з погашенням, починаючи з першого року будівництва (за рахунок роботи існуючого обладнання та продажу енергії споживачам) та подалі – комерційної експлуатації.

При необхідності кредит може бути залучений у стійкій конвертованій валюті та перерахований у національну валюту.

Можливий мінімальний термін погашення кредиту визначається у фінансовому аналізі за критеріями здійсненості проекту.

Норматив дисконтування прийнято відповідно до вартості кредиту і ставки податку на прибуток, встановленої законодавством України. Перевірено вплив зміни ставки плати за кредит на отримані результати.

Зм.	Кілк.	Арк.	Між.	Підп.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Архив

47

Згідно з вимогами

11.2.7 Економічний аналіз

Для оцінки економічності інвестиційного проекту протягом всього терміну розрахунок визначаються доходи і витрати, зв'язані зі здійсненням проекту. При цьому не враховується фінансова модель, тобто джерела фінансування і система оплати і повернення коштів, необхідних для спорудження і запровадження в дію енергоапаратури.

Прибуток утворюється за рахунок різниці у вартості електроенергії і тепла, що продаються, і власних витрат на їхнє виробництво при здійсненні на ТЕЦ паропроїноного циклу.

Вихідні економічні гіпотези – інвестиційні, цінові й експлуатаційні – викладено вище.

Результати розрахунків наведені в табличках 11.10 – 11.13 (Додаток 1), коротке звідання резюльватів – у Табличках 11.8, 11.9.

Таблиця 11.8 – Зведена таблиця розрахунків економічної ефективності по 4-х чергах будівництва

№№	Найменування	Одиниця виміру	Вартість
1	Встановлення електроенергії	МВт	109,000
2	Вироблення електроенергії	МВт·год	343,428
3	Відпускання електроенергії	МВт·год	305,348
4	Відпускання теплової енергії	тис. т/год	793,980
5	Вітра витрати твердого палива	тис. тонн	253,100
6	Розрахункова кошторисна вартість будівництва	млн. грн.	3086,9325
7	Дисконтований чистий прибуток (NPV)	млн. грн.	2859,299
8	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	11,960

Лист № оп. _____
Датум і дата _____
Зам. №, № _____

Зв. _____
Кіт. № _____
Апр. № _____
Лист № _____
Дата _____

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

3 опрацювання

48

Апр. № _____

Таблиця 11.9 – Результати розрахунків економічної ефективності окремо по чергах будівництва

№№	Найменування	Одиниця виміру	I черга	II черга	III черга
1	Встановлена електрична потужність	МВт	49	49	109
2	Вироблення електроенергії	млн. кВт*год	174,308	174,308	343,428
3	Відпускання електроенергії	млн. кВт*год	149,905	149,905	305,348
4	Відпускання теплової енергії	тис. Гкал	519,04	519,04	793,98
5	Річна витрата твердого палива	тис. тонн	183,389	174,084	253,1
6	Розрахункова конторисна вартість будівництва	млн. грн.	203,8424	249,4235	2575,8351
7	Дисконтований чистий прибуток (NPV)	млн. грн.	115,921	373,46	3242,57
8	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	11,53	21	17,73
9	Період повернення капіталу	рік	9,7	5	6,6

Згідно розрахункам, при прийнятих вихідних даних інвестиційний проект реконструкції ТЕЦ ефективний і здійсненний.

Аналіз собівартості продукції, що відпускається, показує, що собівартість тепла складає 704,82 грн./Гкал при середньому тарифі 842,67 грн./Гкал (2025 р.)

Собівартість відпускання електроенергії складає 1,2218 грн./кВт*год при базовому тарифі 1,8719 грн./кВт*год.

Для виявлення умов сталості отриманих результатів виконано аналіз чутливості цих величин до зміни основних вихідних параметрів:

- величини ставки плати за кредит у межах 0–8%;
- величини капіталовкладень у межах 0,8–1,5 прийнятої;
- вартості твердого палива в межах 0,5–1,05 прийнятої;
- тарифу на електроенергію в межах 0,9–1,2 прийнятого;
- тарифу на тепло в межах 0,9–1,5 прийнятого;
- кількості відпущеної теплоти в межах 0,9–1,0 прийнятого;
- кількості відпущеної електроенергії та тепла в межах 0,8–1,1.

Аналіз показав, що інтегральний дисконтований чистий прибуток залишається позитивним у всьому діапазоні зміни основних вихідних параметрів, що свідчить про ефективність інвестиційного проекту.

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

49

3 оригіналом згідно

3

Аналіз результатів розрахунку показав, що чотирирох черг будівництва. Проект здійснений при поверненні кредиту протягом 7...9,5 років – при реаліза- Встановлення НКРЕ набагато до тарифу на електричну енергію дозволяє знизати термін повернення капіталу. Аналіз чутливості показників проекту показав, що при прийнятті фінансовий схемі проект стає нездійсненним;

- при підвищенні ставок за кредит до 9%;
- при збільшенні капіталовкладень на 60%;
- при підвищенні вартості палива на 5%;
- при знижених тарифу на електроенергію на 10%;
- при знижених тарифу на тепло на 10%;
- при знижених потреб споживачів в тепло на 10%.
- при знижених потреб споживачів в електроенергії та тепло одночасно на 20% (включібно також знижується витрата палива).

на 20% (рівномірно також знижується витрата налива).
Слід мати на увазі, що при вартюванні вартості налива, тарифи на енергію, що відпускається, залишається фіксованими, а при вартюванні тарифів фіксованою залишається вартість налива.

В цілому, аналіз показав високу етичність результатів розрахунків при вартюванні вихідних даних. Практично, при прийнятті вихідних гіпотез, істинні результати проекту (при повному переведенні ТЕП на вугілля) знаходяться у широкій межах збіженості.

11.3. Результати розрахунків окупності проекту окремо по черпах будівництва

В даний час відсутня реальна схема фінансування інвестиційного проекту. Із-за цього, в умовах необхідності протеком 3-4 років вквітання 3086,9325 млн.грн. (з ПІДБ), інвестиційний проект може бути здійснений лише при використанні позикового капіталу. Прийнято 80% коштів залучити в вигляді кредиту, 20% – кошти Замовника.

У роботі прийнята схема одержання кредиту по ставці 4% річних з потовненням, починаючи з першого року будівництва (за рахунок роботи існуючого обладнання та продажу енергії споживачам) та податі – корпоративної експлуатації.

При необхідності кредит може бути залучений у сфідній конвертований валюті та перерахований у національну валюту.

Можливий мінімальний термін потовнення кредиту визначається у фінансовому аналізі за критерієм здійсненності проекту.

Норматив дисконтування прийнято відносно до вартості кредиту і ставки податку на прибуток, встановленої законодавством України. Перевірено вплив зміни ставки плати за кредит на отримані результати.

Таблиця 11.14 – Результати розрахунків окупності проекту окремо по черпах будівництва

№№	Найменування	Одиниця виміру	I черпа	II черпа	III черпа
1	Встановлена електрична потужність	МВт	49	49	109
2	Вироблення електричної енергії	млн. кВт*год	174,308	174,308	343,428
3	Відпускна електрична енергія	млн. кВт*год	149,905	149,905	305,348
4	Відпускна теплова енергія	тис. Гкал	519,04	519,04	793,98
5	Річна витрата теплової енергії	тис. тонн	183,389	174,084	253,1
6	Розрахункова кошторисна вартість будівництва	млн. грн.	203,8424	249,4235	2575,8351
7	Дисконтований чистий прибуток (NPV)	млн. грн.	115,921	373,46	3242,57
8	Внутрішня норма рентабельності (IRR)	%	11,53	21	17,73
9	Період повернення капіталу	рік	9,7	5	6,6

12 ПЛАН – ГРАФІК РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТУ РЕКОНСТРУКЦІЇ /МОДЕРНІЗАЦІЇ.

Тривалість реконструкції визначена за ДСТУ Б А. 3.1-22:2013 "Визначення тривалості будівництва об'єктів". В якості довідникових даних використано СНиП 1.04.03-85*, ч.1 (Общие положения, приложение 4) "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений" ч.1, т.1, п.2.

I черга

Тривалість реконструкції визначається за ДСТУ Б.А.3.1-22:2013 "Визначення тривалості будівництва об'єктів". Для даного об'єкта розрахунок тривалості будівництва відсутні розрахункові нормативи.

Тому тривалість реконструкції визначена за СНиП 1.04.03-85*, ч.1 Общие положения "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений" і складає – 3 міс. – монтаж обладнання.

II черга

Тривалість реконструкції визначається за ДСТУ Б.А.3.1-22:2013 "Визначення тривалості будівництва об'єктів". Для даного об'єкта розрахунок тривалості будівництва відсутні розрахункові нормативи.

Тому тривалість реконструкції визначена за СНиП 1.04.03-85*, ч.1 Общие положения "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений" і складає – 9 місяців (3котла по 3місяці) монтаж обладнання.

III черга

Тривалість реконструкції визначається за ДСТУ Б.А.3.1-22:2013 "Визначення тривалості будівництва об'єктів". Для даного об'єкта розрахунок тривалості будівництва відсутні розрахункові нормативи.

Тому тривалість реконструкції визначена за СНиП 1.04.03-85*, ч.1 Общие положения "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений" і складає – 24 місяців, в тому числі 6 міс. – підготовчий період, 10 міс. – монтаж обладнання.

IV черга

Тривалість реконструкції визначається за ДСТУ Б.А.3.1-22:2013 "Визначення тривалості будівництва об'єктів".

Для даної проектної потужності відсутні розрахункові нормативи.

Зм.	Кільк.	Арж.	Ном.	Підп.	Дата

872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП

Аркуш

52

З оригіналом згідно

Замовником встановлено директивна тривалість будівництва – 3 місяці, на підставі п. 4.3.11 ДСТУ Б А.3.1-22:2013.

Ліміт витрат реконструкції Сумської ТЕЦ на стадії ТЕО обраховано відповідно з "Правилами визначення вартості будівництва" ДСТУ Б.Д.1.1.-1 (з врахуванням доповнень та змін).

Зведений кошторисний розрахунок складений на базі локальних кошторисних розрахунків, які відповідно складені на основі показників об'єктів-аналогів та попередніх цін по обладнанню та іншим затратам по даним замовника.

Лист. № 01	Підпис і дата	Зам. інв. №												
<table border="1"> <tr> <td>Зам.</td> <td>Кіпч.</td> <td>Арх.</td> <td>Мож.</td> <td>Підп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>			Зам.	Кіпч.	Арх.	Мож.	Підп.	Дата						
Зам.	Кіпч.	Арх.	Мож.	Підп.	Дата									
872-18/18.03.238/1-ТЕО.ТЕП						Аркуш								
						53								

З оригіналом згідно

ДОДАТОК №7

Висновок державної експертизи ТЕО «Реконструкція Сумської ТЕЦ»





Міністерство регіонального розвитку, будівництва та
житлово-комунального господарства України



ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО

"СПЕЦІАЛІЗОВАНА ДЕРЖАВНА ЕКСПЕРТНА ОРГАНІЗАЦІЯ
ЦЕНТРАЛЬНА СЛУЖБА УКРАЇНСЬКОЇ ДЕРЖАВНОЇ БУДІВЕЛЬНОЇ ЕКСПЕРТИЗИ"

ДП "УКРДЕРЖБУДЕКСПЕРТИЗА"

01133, Україна, м. Київ, Бульвар Лесі Українки, 26

www.ukrbudexp.org.ua

тел./факс +38 (044) 281-60-57

e-mail: central@ukrbudexp.org.ua



ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. директора

ДП "Укрдержбудекспертиза"

О.В. Берендєєва

"11" 06 2019 р.

місто Київ
№ 00-0090-19/ПБ

ЕКСПЕРТНИЙ ЗВІТ

щодо розгляду проектної документації
за техніко-економічним обґрунтуванням

"Реконструкція Сумської ТЕЦ ТОВ "Сумитеплоенерго"
по вул. Друга Залізнична, буд. 10 у Ковпаківському районі м. Суми"

Клас наслідків (відповідальності) – ССЗ

Замовник будівництва – Товариство з обмеженою відповідальністю
"Сумитеплоенерго"

Генеральний проектувальник – Приватне акціонерне товариство
"ТЕХЕНЕРГО"

За результатами розгляду проектної документації і зняття зауважень встановлено, що зазначена документація розроблена відповідно до вихідних даних на проектування з дотриманням вимог до міцності, надійності та довговічності об'єкта будівництва, його експлуатаційної безпеки та інженерного забезпечення, санітарного і епідеміологічного благополуччя населення, екології, енергозбереження та кошторисної частини проекту будівництва і може бути схвалена в установленому порядку з такими техніко-економічними показниками:

(подати)

Серія ДП № 596045

З оригіналом звіту

113

Серія ДП № 596045

Показник	Одиниця виміру	Всього по чергах	Кількість							
			1-а черга ст. № 1	у тому числі по чергах будівництва					3-а черга ст. № 4	4-а черга
				Всього по 2-й черзі	2-а черга у тому числі по пускових комплексах					
					1-й п. к. ст. № 3	2-й п. к. ст. № 2	3-й п. к. ст. № 1			
Вид будівництва – реконструкції										
Встановлена потужність ТЕЦ після реконструкції:										
- електрична	МВт	109,0								
- теплова	Гкал/год	253,50				109,0				
Площа ділянки	га	17,1146				253,50				
Площа забудови (нових будівель і споруд)	м ²	8544,65	-	371,50		17,1146				
Потужність:					371,50		8173,15	-		
- турбоагрегатів	МВт	85	25	-	-	-	60	-		
- електричних котлів	МВт	40	-	-	-	-	-	40		
Продуктивність:										
- котлоагрегатів	т/год	561	-	261	87	87	87	300		
- знесолювальної установки	м ³ /год	30	-	-	-	-	-	-		
- вентиляторної градирні	м ² /год	9000	-	-	-	-	-	30		
Турбоагрегат	одиниць	2	1	-	-	-	-	9000		
Котлоагрегат	одиниць	4	-	3	1	1	1	1		
Електричний котел	одиниць	2	-	-	-	-	-	-		
Електрофільтр	одиниць	4	-	3	1	1	1	2		
Установки:										
- сіркоочистки	одиниць	1	-	1	1	-	-	-		
- азотоочистки	одиниць	1	-	1	1	-	-	-		
Ємність силосів:										
- сухої золи	м ³	4000	-	-	-	-	-	-		
- вапняку	м ³	2000	-	-	-	-	4000	-		
							2000	-		

Продовження дан. на стор. 3

Продовження дит. на стор. 3

Силови:										Розрахунок	
- сухої золи	одиниць	4	-	-	-	-	-	-	-	4	-
- вапнику	одиниць	2	-	-	-	-	-	-	-	2	-
Кількість новостворених робочих місць	місце	19	-	-	-	-	-	-	-	19	-
Загальна кількість працівників	особа	375	-	-	-	-	-	-	-	375	-
Загальна контингентна вартість в поточних цінах елітом на 11.06.2019, у тому числі:	тис. грн.	3086924,325	203842,429	249423,520	55516,079	54081,742	139825,699	2575835,114	57823,262		
- будівельні роботи	тис. грн.	483299,496	4064,694	65126,321	17832,815	18308,934	28984,572	412185,930	1922,551		
- устаткування	тис. грн.	2030897,171	161130,243	137503,200	25961,281	25961,281	85580,638	1687132,077	45131,651		
- інші витрати	тис. грн.	572727,658	38647,492	46793,999	11721,983	9811,527	25260,489	476517,107	10769,060		
Тривалість реконструкції	місяць	33,0	3,0	3,0				24,0	3,0		
Річний випуск:											
- електричної енергії	тис. кВт-год	305348,0	149905,0	149905,0		149905,0		305348,0	-		
- теплової енергії	тис. Гкал	793,98	519,04	519,04		519,04		793,98	-		
Річна потреба:											
- палива (вугілля марки Г)	тис. тонн	427,184	-	174,084	58,028	58,028	58,028	253,1	-		
- електричної енергії	тис. кВт-год	48080,0			24403,0			23677,0	-		
- технічної води	тис. м³	2813,2	-	-	-	-	-	2813,2	-		
- води на господарсько-побутові потреби	тис. м³	128,6	-	-	-	-	-	128,6	-		

Примітки:

1. Додаток до експертного звіту є невід'ємною частиною.

2. З виходом даного експертного звіту експертний звіт, наданий ДП "Укрдержбудекспертиза" 08.12.2016 за № 00-1439-16/ІБ, анулюється.

3 оригінали згідно

Головний експерт проекту



Б. М. Демидюк
(сертифікат АЕ №000057)

Фахівець I категорії

О. В. Карпук

Начальник відділу експертиз
проектів будівництва



О. П. Касперов

Начальник відділу
кошторисів та ПОБ

Л. М. Колтович
(сертифікат АЕ №000091)

Начальник відділу
спеціалізованих експертиз

О. С. Рубльова
(сертифікат АЕ №004515)

Завідувач сектору
інженерного забезпечення



І. В. Савенко
(сертифікат АЕ №000152)

Завідувач сектору експертизи
об'єктів виробничого призначення



Т. Д. Тамоля
(сертифікат АЕ №000041)

Завідувач сектора експертизи гігієни
та медичної екології відділу
спеціалізованих експертиз



В. В. Шкуро
(сертифікат АЕ №004511)

Завідувач сектору екології
відділу спеціалізованих експертиз



С. К. Рудько
(сертифікат АЕ №000648)

Провідний експерт будівельний



С. М. Коробчук
(сертифікат АЕ №001451)

Провідний експерт будівельний



М. Мірошніченко
(сертифікат АЕ №004518)

Провідний експерт будівельний



Н. В. Гіндюк
(сертифікат АЕ №000047)

Провідний експерт будівельний



Л. І. Босва
(сертифікат АЕ №001443)

Провідний експерт будівельний



І. В. Довгодько
(сертифікат АЕ №001446)

Провідний експерт будівельний



Я. М. Антипова
(сертифікат АЕ №001467)

З оригіналом згідно

Пронумеровано та
скріплено печаткою 3
аркушів

В.О. директора

ДНУ "Центр будівельної експертизи"

О.В. Берендєєва



З оригіналом згідно

ДОДАТОК

до експертного звіту № 00-0090-19/ПБ

щодо розгляду проектної документації

за техніко-економічним обґрунтуванням

"Реконструкція Сумської ТЕЦ ТОВ "Сумитеплоенерго"

по вул. Друга Залізнична, буд. 10 у Ковпаківському районі м. Суми"

Техніко-економічне обґрунтування (далі – ТЕО) "Реконструкція Сумської ТЕЦ ТОВ "Сумитеплоенерго" по вул. Друга Залізнична, буд. 10 у Ковпаківському районі м. Суми" розроблено приватним акціонерним товариством "ТЕХЕНЕРГО" (далі – ПрАТ "ТЕХЕНЕРГО") у 2019 році (головний інженер проекту – Шамін Є. А., кваліфікаційний сертифікат інженера-проектувальника – серія АР № 006665, виданий Атестаційною архітектурно-будівельною комісією Мінрегіону України 26.02.2013 та свідоцтво про підвищення кваліфікації № 00130 від 24.05.2018) на замовлення товариства з обмеженою відповідальністю "Сумитеплоенерго" (далі – ТОВ "Сумитеплоенерго") на підставі:

- містобудівних умов та обмежень і зміни до них, затверджених наказом управління архітектури та містобудування Сумської міської ради 28.03.2019 № 139-м та 11.04.2019 № 144-м відповідно;
- завдання на проектування, затвердженого замовником – директором ТОВ "Сумитеплоенерго" та погодженого генеральним проектувальником;
- технічних умов (далі – ТУ), наданих відповідними службами.

ТЕО "Реконструкція Сумської ТЕЦ із встановленням нового енергетичного блоку" (м. Суми, вул. 2-га Залізнична, 10) було розроблено СО ПАТ "ДОНБАСЕНЕРГО" ДПР НДІ "ТЕПЛОЕЛЕКТРО-ПРОЕКТ" в 2016 році, розглянуто ДП "Укрдержбудекспертиза" (експертний звіт від 08.12.2016 № 00-1439-16/ПБ) з рекомендацією до схвалення.

ТЕО "Реконструкція Сумської ТЕЦ із встановленням нового енергетичного блоку" (м. Суми, вул. 2-га Залізнична, 10), не схвалено.

Метою реконструкції Сумської теплоелектроцентралі (далі – ТЕЦ) є доведення її техніко-економічних показників до рівня, що дозволяє забезпечити зростаючі потреби міста в електричній і тепловій енергії та приведення екологічних показників ТЕЦ до сучасних норм.

Територія, на якій розташована Сумська ТЕЦ, знаходиться в басейні річки Псел, (притоки річки Дніпро).

Сумська ТЕЦ введена в експлуатацію у 1957 році та на цей час забезпечує тепловою енергією 60% споживачів міста Суми.

На ТЕЦ встановлено три парові котлоагрегати паропродуктивністю по 87 т/год. кожний, турбогенератори потужністю 14 МВт (2 одиниці) та 12 МВт. Для забезпечення теплових потреб міста встановлено три вологрійні котли продуктивністю по 100 Гкал/год кожний. На даний час встановлена електрична потужність ТЕЦ складає 40 МВт, тепла – 432 Гкал/год.

З оригіналом згідно

Основним паливом для парових котлів є вугілля, для водогрійних котлів – газ. В якості резервного палива використовується мазут. Очищення димових газів від парових котлів, що спалюють вугілля, здійснюється скруберами з ефективністю очищення 81,16% та 78,21%.

Встановлене обладнання відпрацювало свій ресурс, морально застаріле та фізично зношене, внаслідок чого має низькі техніко-економічні показники, подальша експлуатація обладнання економічно недоцільна.

Технологічні рішення

При реконструкції ТЕЦ передбачається заміна турбогенератора станційний (далі - ст.) №1 електричною потужністю 14 МВт на турбогенератор потужністю електричною 25 МВт та тепловою – 40 Гкал/год. в комплекті з допоміжним обладнанням (конденсатором, трубопроводами, маслосистемою, конденсатійними насосами).

Для допоміжного обладнання парової турбіни ст. № 2 здійснюється заміна: паропроводів турбіни із стопорними клапанами; головного парового колектору; трубчатої частини конденсатору; живильних насосів та живильних трубопроводів.

Виконується переобладнання парових котлоагрегатів ст. № 1 – ст. № 3 для спалювання вугілля газової марки, а саме: для очистки димових газів від леткої золи встановлюються електрофільтри, від окислів сірки та азоту – сірко- та азотоочистки. Для котлоагрегату ст. № 1 передбачено заміну: барабану котла, частково екранів топки та повітряного підігрівача, колекторів та виносних циклонів, економайзеру 1-ї ступені; для котлоагрегату ст. № 2 – барабану котла, частково повітряного підігрівача, колекторів та виносних циклонів, економайзеру 1-ї ступені, перегрівачів; для котлоагрегату ст. № 3 – барабану котла, частково повітряних підігрівачів ступені, колекторів та виносних циклонів, основних пальників на вихрові.

При використанні газового вугілля змінюється система золовидалення, а саме: тверде золовидалення, для чого передбачено встановлення пристрою для періодичного видалення шлаку з дробаркою на базі шнекового транспортеру.

Передбачено встановлення нового енергетичного блоку "котел-турбіна" номінальною електричною потужністю 60 МВт та тепловою – 100 Гкал/год., до складу якого входять: паровий котел паропроductивністю 300 т/год., що спалює вугілля газової групи за технологією циркулюючого киплячого шару (далі – ЦКШ); теплофікаційна парова турбіна та електрогенератор. В комплекті з турбіною постачаються два підігрівача мережної води та конденсатор.

Для очищення димових газів від леткої золи встановлюється електрофільтр. Викид відпрацьованих димових газів здійснюється димососом через запроектовану димову трубу.

Застосування нової технології спалювання палива у ЦКШ знижує: експлуатаційні витрати (на електроенергію, ремонт та обслуговування обладнання); викиди окислів азоту за рахунок багатоступеневого спалювання палива та окислів сірки за рахунок застосування сорбентів (вапняку).

Реконструкція паливного господарства полягає: у встановленні вагоноперекидача; влаштування розморожуючого пристрою для вугілля та вузла паливоподачі, що складається з дробильної вежі, вузлів пересипання та конвеєрних галерей паливоподачі.

Для забезпечення котла вапняком запроєктовано закритий склад, а система підготовки вапняку розміщується в окремій будівлі. Для складування та відвантаження донної та летючої золи передбачено вузол збору сухої золи та силосний склад.

Для приготування підживлювальної води передбачено спорудження знесолювальної установки продуктивністю 30 м³/год., яка розміщується в об'єднаній допоміжній споруді.

Для забезпечення технічною водою запроєктована вентиляторна градириня та насосна станція оборотного водопостачання.

З метою створення технічних можливостей роботи енергогенеруючого обладнання ТЕЦ по виробництву необхідної кількості теплової енергії в періоди, коли відсутнє замовлення на споживання електричної енергії та для збільшення маневрування при комбінованому виробництві тепла та електроенергії в ТЕО передбачено влаштування електродкотельні з електричними котлами в існуючій будівлі мазутонасосної.

Виконуються роботи по реконструкції існуючої системи мережної води: заміна колекторів та трубопроводів подавальної та зворотної мережної води, встановлення нових мережних насосів.

Генеральний план

Реконструкція Сумської ТЕЦ здійснюється за чергами будівництва, з виділенням трьох пускових комплексів (далі – п. к.) у другій черзі, з такими проектними рішеннями:

- у 1-й черзі передбачено реконструкцію існуючого головного корпусу між осями 1-4; А-Б із заміною турбіни ТГ-1;

- у 2-й черзі передбачено реконструкцію існуючого головного корпусу між осями 1-8; В-Г з переобладнанням існуючих парових котлоагрегатів (ст. № 1 - ст. № 3); встановлення установок азото- та сіркоочистки і у кожному п. к. – електрофільтру до кожного котла, у тому числі по п. к.:

- у 1-у п. к. передбачено переобладнання парового котлоагрегату ст. № 3;

- у 2-у п. к. передбачено переобладнання парового котлоагрегату ст. № 2;

- у 3-у п. к. передбачено переобладнання парового котлоагрегату ст. № 1;

- у 3-й черзі передбачено:

- реконструкцію існуючої системи мережевої води;

- реконструкцію загальностанційних систем підготовки та транспортування палива;

- спорудження нового головного корпусу ТЕЦ та допоміжних будівель і споруд, у складі: електрофільтру; димової труби; двох бункерів сухої золи;

двох трансформаторів (пускорезервний і блоковий); будівлі вагоноперекидача з комплектною трансформаторною підстанцією (далі – КТП) та майданчиком під аспіраційну установку; будівлі розморожуючого пристрою з КТП; вузла подачі палива з конвесрними галереями з першою та другою лініями та вузлами пересипання (три одиниці); будівлі складу вапняку з компресорною складу вапняку та КТП; силосу вапнякового борошна; вентиляторної градирні; об'єднаної допоміжної споруди у складі: насосної станції оборотного водопостачання, установки знесолення з баковим господарством, компресорної, електротехнічних приміщень; споруди камери переключення;

– у 4-й черзі передбачено реконструкцію будівлі мазутонасосної з влаштування електрокотельні.

Проектними рішеннями будівлі і споруди, що потрапляють під пляму забудови – демонтуються, а інженерні мережі – переносяться.

Вертикальне планування території ТЕЦ вирішене з урахуванням існуючої забудови і транспортного обслуговування з максимальним збереженням рельєфу та мінімальним обсягом земляних робіт. Територія підприємства забезпечена зовнішніми і внутрішніми автомобільними дорогами.

Проектними рішеннями запроектовані: автомобільні під'їзди до нових будівель і споруд з твердим покриттям; залізнична колія до будівлі розморожуючого пристрою з КТП та передбачена реконструкція існуючої залізничної колії до будівлі вагоноперекидача з КТП. На вільній території від будівель, споруд та проїздів, в межах проектування, влаштовуються газони.

Архітектурно-будівельні рішення

Територія відноситься до I кліматичного району.

Інженерно-геологічні вишукування виконано ПрАТ "Сумський Промпроект" у 2018 році. Категорія складності інженерно-геологічних умов – III. Нормативна сейсмічність району будівництва становить 6 балів.

Відповідно до звітів з технічного обстеження будівельних конструкцій існуючих будівель та споруд, виконаних ПрАТ "Сумський Промпроект" з 2014 по 2017 рік, стан основних несучих конструкцій нормальний та задовільний.

Головний корпус – існуюча різновисока одно- трьохповерхова чотирьохпрогонова будівля складної конфігурації. Складається з турбінного, деасраторного та котельного відділень, бункерної етажерки та адміністративно-побутової частини. Будівля обладнана мостовим краном.

Основні конструкції: фундаменти – монолітні залізобетонні; зовнішні та внутрішні стіни – цегляні; колони, перекриття, покриття, підкранові балки – монолітні залізобетонні; балки, прогони, в'язі, кроквяні та фонарні ферми – сталеві із прокатних профілів; крокви шатрової покрівлі – дерев'яні та сталеві; покрівля рулонна.

Проектом передбачена реконструкція фундаменту під обладнання у турбінному відділенні за допомогою сталевих об'єм та монолітних залізобетонних конструкцій в зв'язку із заміною технологічного обладнання.

Новий головний корпус ТЕЦ – одно- п'ятиповерхова трьохпрогонова каркасна будівля, яка складається з турбінного, бункерно-деаераторного та котельного відділень.

Турбінне відділення – однопрогінне, одноповерхове між осями А-Б, 1-8 розмірами в плані 30,0×42,0 м, висотою до низу несучих конструкцій покриття – 26,0 м.

Бункерно-деаераторне відділення – однопрогінне, п'ятиповерхове між осями Б – В, 1 – 8 розмірами в плані 7,5×42,0 м з відмітками поверхів + 4,2; + 8,1; + 12,0; + 23,7 м. Між осями Б-В, 8-9 передбачена закрита пожежна сходовою клітка з ліфтовою шахтою розмірами в плані 15,0×4,0 м.

Котельне відділення – однопрогінне, одноповерхове між осями В-Г, 1-8 розмірами в плані – 26,0×42,0 м, висотою до низу несучих конструкцій покриття – 37,6 м.

Конструктивна система будівлі – каркасно-в'язева.

Просторова жорсткість забезпечена жорсткими вузлами кріплення колон до фундаментів, сумісною роботою елементів каркасу та системою в'язів.

Основні конструкції: фундаменти – монолітний залізобетонний плитний ростверк по буронабавних палях, монолітні залізобетонні стовпчасті (під колони каркасу) та масивні плитні або просторові рамні (під обладнання); колони, ригелі, балки перекриття, ферми покриття, в'язі, сходи та площадки обслуговування, підкранові балки, каркас світлоаераційних ліхтарів – сталеві із прокатних профілів та зварні; зовнішні стіни та внутрішні стіни – з сендвіч-панелей, стіни сходової клітини та перегородки – з блоків з ніздрюватого бетону; перекриття – збірні залізобетонні плити та монолітні залізобетонні по профільованому листу по сталевих балках; покриття – з профільованого листа по сталевих прогонах, утеплене мінераловатними плитами. Покрівля двосхила рулонна.

Будівля вагоноперекидача з КТП – прямокутної форми в плані, з габаритними розмірами – 36,0×16,5 м. Між осями 5 – 7 запроектовано приміщення КТП прямокутної форми в плані габаритними розмірами 11,5×5,0 м. Висота до низу конструкцій покриття 16,7 м. Будівля обладнана підвісною кран-балкою вантажопідйомністю 2,0 т.

Конструктивна система будівлі – каркасно-в'язева.

Просторова жорсткість забезпечена жорсткими вузлами кріплення колон до фундаментів, сумісною роботою елементів каркасу та системою в'язів.

Основні конструкції: фундаменти – монолітна залізобетонна плита на відмітці мінус 9,0 м суміщена з нижньою частиною розважантавального пристрою; стіни підвалу – монолітні залізобетонні; колони, ригелі, балки, ферми покриття, в'язі, сходи та площадки обслуговування, підкранові балки – сталеві із прокатних профілів; цоколь – цегляний; зовнішні стіни – з сендвіч-панелей; покриття – з профільованого листа по сталевих прогонах, утеплене мінераловатними плитами. Покрівля рулонна.

Будівля розморожуючого пристрою – одноповерхова прямокутної форми в плані, з розмірами між осями – 66,0×7,5 м висотою до низу

конструкцій покриття 6,0 м, з приміщенням КТП між осями 10-12, А-Б прямокутної форми в плані габаритними розмірами 12,0×6,0 м висотою до низу конструкцій покриття 4,5 м.

Конструктивна система будівлі – каркасно-в'язева.

Просторова жорсткість забезпечена жорсткими вузлами кріплення колон до фундаментів, сумісною роботою елементів каркасу та системою в'язів.

Основні конструкції: фундаменти – стовпчасті монолітні залізобетонні під колони та стрічкові під цоколь; колони, ригелі, балки, ферми покриття, в'язі – сталеві із прокатних профілів; цоколь – цегляний; зовнішні стіни – з сендвіч-панелей; покриття – з профільованого листа по сталевих прогонах, утеплене мінераловатними плитами. Покрівля рулонна.

Бункер сухої золи (2 одиниці) – складається з 2-х панельних силосів діаметром 9,5 м та об'ємом 1000 м³ кожен – обладнання заводського виготовлення комплектного постачання.

Фундаменти під силоси – монолітна залізобетонна плита.

Будівля складу вапняку – одноповерхова, прямокутної форми в плані з габаритними розмірами – 36,0×18,0 м, висота до низу конструкцій покриття 8,4 м.

Конструктивні рішення аналогічні будівлі розморожуючого пристрою.

Об'єднана допоміжна споруда – одноповерхова прямокутної форми в плані у складі: насосної станції оборотного водопостачання між осями 1-4, А-Б розмірами в плані 18,0×10,5 м з підземною частиною глибиною 3,0 м; установки знесолення та компресорної між осями 1-4, Б-В розмірами в плані 18,0×7,5 м; бакового господарства між осями 4-7, А-В розмірами в плані 18,0×18,0 м; електротехнічних приміщень між осями 7-9, А-В розмірами в плані 12,0×18,0 м. В насосній станції для обслуговування обладнання передбачена кран-балка вантажопідйомністю 2,0 т.

Конструктивна система будівлі – каркасно-в'язева.

Просторова жорсткість забезпечена жорсткими вузлами кріплення колон до фундаментів, сумісною роботою елементів каркаса та системою в'язів.

Основні конструкції: фундаменти – монолітні залізобетонні ростверки по буронабивних палях; підземна частина насосної станції (плита днища, стіни, перекриття) – монолітна залізобетонна; колони, ригелі, балки, ферми покриття, в'язі – сталеві із прокатних профілів; цоколь – цегляний; зовнішні стіни – з сендвіч-панелей; покриття – з профільованого листа по сталевих прогонах, утеплене мінераловатними плитами. Покрівля рулонна.

Вузли подачі палива – споруди, що складаються з вузлів пересипання (3 одиниці) та конвеєрних галерей в одну лінію (20,0 м) та в дві лінії (212,9 м).

Вузли пересипання – окремо розташовані багато поверхові споруди каркасного типу прямокутної форми в плані габаритними розмірами 5,5×5,5 м.

Конструктивна система споруд – каркасно-в'язева.

Просторова жорсткість забезпечена жорсткими вузлами кріплення колон до фундаментів, сумісною роботою елементів каркаса та системою в'язів.

Основні конструкції: фундаменти – монолітні залізобетонні ростверки по буронабивних пальях; колони, ригелі, балки, в'язі – сталеві із прокатних профілів; перекриття та покриття – монолітні залізобетонні плити по профільованому настилу по сталевих балках; зовнішнє огороження – з сендвіч-панелей.

Конвеєрні галереї – похилі споруди, призначені для спирання конвеєрів. Конструктивна система споруд – каркасно-в'язева.

Просторова жорсткість забезпечена жорсткими вузлами кріплення колон до фундаментів, сумісною роботою елементів каркаса та системою в'язів.

Основні конструкції: фундаменти – монолітні залізобетонні стовпчасті ростверки по буронабивних пальях; колони, балки, ферми, в'язі – сталеві із прокатних профілів; зовнішнє огороження – з сендвіч-панелей.

Вентиляторна градирня – споруди з обладнанням комплектної поставки заводського виготовлення.

Під градирнями передбачений підземний резервуар глибиною 2,0 м.

Днище резервуару – монолітне залізобетонне на основі з буронабивних паль; стіни – монолітні залізобетонні.

Димова труба – сталева двошарова споруда заводського виготовлення комплектного постачання висотою 90,0 м з листової тонкостінної вальцованої труби ззовні покритої шаром теплоізоляційного базальтового волокна.

Фундамент під димову трубу – монолітний залізобетонний плитний ростверок на основі з буронабивних паль.

Камера перемикачів – підземна споруда прямокутної форми в плані габаритними розмірами 5,0×6,0 м з монолітного залізобетону. Для обслуговування засувки в перекритті камери передбачені люки.

Електрофільтр – обладнання заводського виготовлення комплектного постачання розмірами в плані 24,3×15,9 м.

Опорна конструкція під електрофільтр – споруда у вигляді сталевий етажерки, що складається з колон і опорного поясу. Крок колон відповідає кроку колон електрофільтру.

Конструктивна система споруд – шарнірно-в'язева.

Просторова жорсткість опорних конструкцій в поздовжньому і поперечному напрямках забезпечується системою розпірок і вертикальних в'язей між колонами.

Основні конструкції: фундаменти під колони – монолітні залізобетонні стовпчасті ростверки на основі з буронабивних паль; колони, балки, в'язі – сталеві із прокатних профілів.

Трансформатори – обладнання заводського виготовлення комплектного постачання, яке встановлюється біля будівлі головного корпусу на рейки на

основу з дорожніх плит. Навколо передбачені монолітні залізобетонні бортики з влаштуванням приямку для збору при аварійному розливі масла. Всередині виконується дренажна засипка зі щебеню.

Силос вапнякового борошна – ємністю 100 м³ сталевий заводського виготовлення комплектного постачання, який встановлюється біля будівлі складу вапняку на кільцевій монолітний залізобетонний фундамент на основі з буронабивних паль.

Внутрішнє опорядження запроєктованих будівель та споруд виконується у відповідності з функціональним призначенням кожного приміщення згідно із санітарними, технологічними та естетичними вимогами.

Проектом передбачений захист металевих конструкцій від корозії та гідроізоляція фундаментів.

Інженерне забезпечення

Водопостачання та каналізація. Даним розділом передбачається забезпечення будівель, що проектується системами господарсько-питного, технологічного, гідроприбирання тракту подачі вугілля, протипожежного водопостачання і системою автоматичного пожежогасіння, господарсько-побутовою та виробничою каналізацією.

Джерелом господарсько-питного водопостачання є існуюча мережа міського водопроводу. Внутрішнє та зовнішнє пожежогасіння забезпечується від існуючих мереж виробничо-протипожежного водопроводу.

Підключення зовнішніх мереж передбачається до існуючих мереж господарсько-побутової, виробничої каналізації, золошлакопроводу.

Теплопостачання запроєктованих будівель та споруд передбачається від внутрішньомайданчикових мереж теплопостачання. Теплоносій – гаряча вода з температурним графіком 110-70°C.

Опалення та вентиляція. Вентиляція турбінного відділення запроєктована з урахуванням асиміляції надлишків тепла для підтримання нормального температурного режиму. Передбачена витяжна вентиляція через аераційний ліхтар та фрамуги.

Вентиляція деаераторного та котельного відділень передбачена з природним та механічним спонуканням повітря. У приміщенні блочного щита управління (далі – БЩУ) запроєктовано кондиціювання повітря.

Опалення турбінного та деаераторного відділення передбачено повітряно-опалюваними приладами.

В підбункерному приміщенні електрофільтру передбачена природна вентиляція, опалення – водяне.

У будівлі складу вапняку передбачені системи аспірації, будівля не опалювана.

У будівлі вагоноперекидача передбачені системи аспірації, опалення водяне.

У будівлі розморожуючого пристрою в зимовий період паливо розігрівається підігрітим повітрям від повітряно-опалюваних приладів.

У об'єднано-допоміжній споруді опалення – водяне, вентиляція – припливно-витяжна з механічним та природним спонуканням.

Електротехнічні рішення. ТЕО реконструкції Сумської ТЕЦ передбачає:

- заміну існуючого турбогенератора ст. № 1 потужністю 14 МВт на турбогенератор потужністю 25 МВт;
- реконструкцію головної розподільчої установки (далі – ГРУ) - 6 кВ, відкритої розподільчої установки (далі – ВРУ) - 110-кВ з посиленням шин 6 кВ обох секцій шляхом установки додаткової шини, заміною вимикачів в комірках №№ 2, 5, 10, 27, 28, 35 та кабелів які підключені до комірок;
- встановлення турбіни потужністю 60 МВт з відповідним електротехнічним обладнанням;
- встановлення трьох трансформаторів власних потреб 6/0,4 кВ потужністю 1000 кВА;
- улаштування електропостачання споживачів електрокотельні, систем паливоподачі та газоочищення, циркуляційної насосної станції та градирні, складу вапняку;
- улаштування електроосвітлення в реконструйованих та нових будівлях і спорудах;
- заходи з електробезпеки, блискавкозахисту.

Системи зв'язку та сигналізації. Даним розділом ТЕО передбачається влаштування в проєктованих будівлях:

- щита керування, приміщення котельного відділення котла ЦКШ, будівля електрофільтрів;
- комплексу подачі палива й вапняку, що включає склад вапняку, млинове відділення, компресорну;
- комплексу золовидалення (силосний склад сухої золи) наступних видів зв'язку: диспетчерсько-технологічного, оперативного і загально-станційного зв'язку та радіофікації на базі існуючої автоматичної телефонної станції, існуючої радіотрансляційної мережі ТЕС, проєктованої апаратури гучномовного зв'язку.

Організація будівництва

Тривалість реконструкції складає 33,0 місяців, у тому числі: 1-а черга – 3,0 міс., 2-а черга – 3,0 міс., 3-я черга – 24,0 міс., 4-а черга – 3,0 місяці.

ТЕО передбачені методи виконання основних робіт, послідовність реконструкції, визначена потреба в будівельних машинах і механізмах та матеріальних ресурсах.

Кошторисна документація

Заявлена кошторисна вартість реконструкції була визначена в поточних цінах станом на 14.03.2019 і становила 3785017,033 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 687955,396 тис. грн., устаткування – 2370571,910 тис. грн., інші витрати – 726489,727 тис. гривень.

В процесі розгляду ТЕО "Реконструкція Сумської ТЕЦ ТОВ "Сумитеплоенерго" по вул. Друга Залізнична, буд. 10 у Ковпаківському районі м. Суми" фахівцями ДП "Укрдержбудекспертиза" виявлені помилки, інформація щодо яких доведена до замовника та проектувальника. До проектної документації внесені необхідні зміни і доповнення.

За результатами експертизи загальна кошторисна вартість реконструкції визначилась в поточних цінах станом на 11.06.2019 і становить 3086924,325 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 483299,496 тис. грн., устаткування – 2030897,171 тис. грн., інші витрати – 572727,658 тис. гривень.

Із загальної кошторисної вартості по чергах будівництва, у тому числі:

– 1-а черга – кошторисна вартість 203842,429 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 4064,694 тис. грн., устаткування – 161130,243 тис. грн., інші витрати – 38647,492 тис. грн.;

– 2-а черга – кошторисна вартість 249423,520 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 65126,321 тис. грн., устаткування – 137503,200 тис. грн., інші витрати – 46793,999 тис. гривень.

Із загальної кошторисної вартості 2-ої черги по п. к.:

– 1-й п. к. – кошторисна вартість 55516,079 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 17832,815 тис. грн., устаткування – 25961,281 тис. грн., інші витрати – 11721,983 тис. грн.;

– 2-й п. к. – кошторисна вартість 54081,742 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 18308,934 тис. грн., устаткування – 25961,281 тис. грн., інші витрати – 9811,527 тис. грн.;

– 3-й п. к. – кошторисна вартість 139825,699 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 28984,572 тис. грн., устаткування – 85580,638 тис. грн., інші витрати – 25260,489 тис. грн.;

– 3-я черга – кошторисна вартість 2575835,114 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 412185,930 тис. грн., устаткування – 1687132,077 тис. грн., інші витрати – 476517,107 тис. грн.;

– 4-а черга – кошторисна вартість 57823,262 тис. грн., у тому числі: будівельні роботи – 1922,551 тис. грн., устаткування – 45131,651 тис. грн., інші витрати – 10769,060 тис. гривень.

У ТЕО передбачені відповідні рішення по дотриманню нормативних вимог щодо санітарного і епідеміологічного благополуччя населення, екології, енергозбереження. Розроблено розділ ОВНС (оцінка впливів на

навколишнє середовище) відповідно до якого, реконструкція та експлуатація об'єкта не буде мати негативних впливів на навколишнє середовище.

Головний експерт проекту



Б.М. Демидюк
 (сертифікат АЕ №000057)

Фахівець I категорії

О. В. Карпук

Начальник відділу експертиз
проектів будівництва

О. П. Касперов

Начальник відділу
кошторисів та ПОБ

Л. М. Колтович
 (сертифікат АЕ №000091)

Начальник відділу
спеціалізованих експертиз

О. Є. Рубльова
 (сертифікат АЕ №004515)

Завідувач сектору
інженерного забезпечення

І. В. Савенко
 (сертифікат АЕ №000152)

Завідувач сектору експертизи
об'єктів виробничого призначення

Т. Д. Гамолія
 (сертифікат АЕ №000041)

Завідувач сектора експертизи гігієни
та медичної екології відділу
спеціалізованих експертиз

В. В. Шкуро
 (сертифікат АЕ №004511)

Завідувач сектору екології
відділу спеціалізованих експертиз

С. К. Рудько
 (сертифікат АЕ №000648)

Провідний експерт будівельний

С. М. Коробчук
 (сертифікат АЕ №001451)

Провідний експерт будівельний

Т. М. Мірошніченко
 (сертифікат АЕ №004518)

Провідний експерт будівельний

В. В. Гіндюк
 (сертифікат АЕ №000047)

Провідний експерт будівельний

Е. Г. Босва
 (сертифікат АЕ №001443)

Провідний експерт будівельний

І. В. Довгодько
 (сертифікат АЕ №001446)

Провідний експерт будівельний

Я. М. Антіпова
 (сертифікат АЕ №001467)

3 оригіналам згідно

Прошито, пронумеровано та
зкріплено печаткою
організації
В.В. директора
ДП "Укрдержбудекспертиза"

О.В. Берендєєва



3 оригіналом згідно

МІНІСТЕРСТВО РЕГІОНАЛЬНОГО РОЗВИТКУ, БУДІВНИЦТВА
ТА ЖИТЛОВО-КОМУНАЛЬНОГО ГОСПОДАРСТВА УКРАЇНИ
АТЕСТАЦІЙНА АРХІТЕКТУРНО-БУДІВЕЛЬНА КОМІСІЯ

Серія АЕ

№ 000057

КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ СЕРТИФІКАТ
відповідального виконавця окремих видів робіт (послуг),
пов'язаних із створенням об'єкта архітектури
Експерт

Виданий про те, що

Демидюк Борис Мартинович

(прізвище, ім'я, по батькові)

пройшов(ла) професійну атестацію, що підтверджує його (її) відповідність кваліфікаційним
вимогам у сфері діяльності, пов'язаної із створенням об'єктів архітектури, професійну
спеціалізацію, необхідний рівень кваліфікації і знань.

Категорія:

Експерт

Кваліфікаційний сертифікат видано згідно з рішенням Атестаційної архітектурно-будівельної
комісії (далі – Комісія) від _____ № _____

(рішенням _____ відповідної

від _____ 23.04.2012 № 1 сесії Комісії

Комісії _____ 25.04.2012 № 1-Б), затвердженням президією

Зареєстрований у реєстрі атестованих осіб _____ 25.04 _____ 20 12 року
за № 57

Роботи (послуги), пов'язані із створенням об'єктів архітектури, спрямованість виконання
яких визначено кваліфікаційним сертифікатом: Експертиза проектної документації
у частині забезпечення механічного опору та стійкості.

Дата видачі _____ 21.05 _____ 20 12 року

Голова (заступник голови) Атестаційної
архітектурно-будівельної комісії



Барзилович Д.В.



3 оригіналом згідно

ДОДАТОК №8

Технічна пропозиція на проведення реконструкції Сумської ТЕЦ з заміною турбоагрегату №1 в складі парової турбіни та електричного генератору, який відпрацював свій ресурс на сучасний потужністю 25 МВт



КОТЛОТУРБОПРОМ

Корпорація «МАСТ-ІПРА»

ТОВ «Котлотурбопром»

Вих. № 261 від 07.09.2022 р.

Тел/факс: +38 (057) 719-44-12,
714-03-17, 719-44-25
E-mail: ktp7140317@gmail.com
Web: <http://www.must-ipra.com>
Головний офіс: Україна, 61036,
м. Харків, вул. Енергетична, 11

Директору
ТОВ «Сумитенлоенерго»
пану Васюніну Д.Г.

Шановний Дмитро Геннадійовичу!

Наша компанія має можливість розробити проектну документацію, а саме стадію
П (проект) та стадію Р (робоча документація) для заміни турбоагрегату ТГ-1.
Вартість складає 8 180 000,00 без ПДВ

З повагою,
Генеральний директор
ТОВ «КОТЛОТУРБОПРОМ»

Вячеслав ЧУПИРА

Вик. Білик Ю.В.
095-926-91-40

3 оригіналом згідно

ДОДАТОК №9

Графік проведення робіт





ТРАФІК ПРИБОРІВ ІНСТРУМЕНТАЛЬНИЙ ЦЕНТР № 108, 2-а Інженерна, 10 м. Суми (організація основана в об'єднанні та розробка проектів асфальтизації) 1-у 2023 року

№	Датуми фактуму	Найменування роботи	м. кв. м.	м. кв. м.	План-факт	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	Інформація про виконання робіт
1	III 2023 року	Розробка проекту інструментальних засобів: "Реконструкція Сухої ТЦІ, по вул. 2-а Інженерна, 10 м. Суми" (деталь Проект)	1	1	План Факт		15							
2	III 2023 року	Розробка проекту інструментальних засобів: "Реконструкція Сухої ТЦІ, по вул. 2-а Інженерна, 10 м. Суми" (деталь Робота, Документация)	1	1	План Факт		15							
3	III 2023 року	Проектування детальної конструкції розробки проекту	1	1	План Факт									
4	III 2023 року	Проектування та виготовлення інструментальних засобів розробки проекту	1	1	План Факт									

Головний інженер ТОВ "Сухачев ТЕС"

Сторінка 3/10.