



АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "ОДЕСЬКА ТЕЦ"

Код ЄДРПОУ 05471158

65003, м. Одеса, вул. Церковна, 29, телефон (048) 705-93-01, факс (048) 723-12-94, e-mail office@otec.odessa.ua

04.04.2024 № 01/06-804
на № від

Національній комісії, що здійснює
регулювання у сферах енергетики та
комунальних послуг

03507, м. Київ, вул. Сим'ї Бродських, 19

Щодо надання зауважень

АТ «Одеська ТЕЦ» опрацювало проєкт, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках», який розміщений на сайті НКРЕКП 21.03.2024, та надає свої зауваження та пропозиції у додатку 1.

Додаток 1 - на 3 арк.

З повагою,
В.о. Голови Правління

І.С. Донченко

Мішина Ганна 048 705 93 10

№12669/1-24 від 09.04.2024

Порівняльна таблиця

до проекту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до
Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що
виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

Пропозиції НКРЕКП	Пропонована редакція	Обґрунтування
<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції:</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>.....</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії середньорічна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії не може бути врахована вищою від значення, яке розраховується за формулою</p> $b_{те} = 1/(70000 \text{ kJ}) 10^6, \text{ кг/Ткал, (9)}$ <p>де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;</p> <p>к – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузевих норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»</p>	<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції:</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p style="text-align: center;">ВИКЛЮЧИТИ</p>	<p>Пунктом 5.4.2 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (даді – Правила) затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України № 296 від 13.06.2003р, із змінами відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 271 від 21.06.2019 р. зазначено наступне, методологічне визначення основних ТЕП роботи устаткування має базуватись на матеріальних і енергетичних балансах.</p> <p>Порядок визначення фактичних, нормативних основних та проміжних ТЕП здійснюється згідно з ГКД 34.09.103, ГКД 34.09.107, ГКД 34.20.541, ГНД 34.09.104, ГНД 34.09.203, СОУ 40.1-21677681-32, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.111, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151, СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96, СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82.</p> <p>Пунктом 1.1 Правил зазначено, що цей документ поширюється на всі суб'єкти та об'єкти електроенергетики, а пунктом 1.3 вказано, що є обов'язковим для знання та дотримання працівниками енергетики (енерго-генеруючих компаній, теплових електричних станцій, теплоелектроцентралей і котельень з котлами тепловою потужністю понад 35 Гкал/год).</p>

		<p>Також варто зазначити що абзацом 2 пункту 4 статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», зазначено що у разі застосування будь-якого способу державного регулювання цін порядки (методики) формування, розрахунку та встановлення тарифів повинні забезпечити покриття економічно обґрунтованих витрат, залучення необхідних інвестицій, дотримання екологічних вимог, вимог якості та безпеки, обґрунтованої прибутковості.</p> <p>Окрім того, пунктом 1 статті 3 Закону України «Про житлово-комунальні послуги» зазначена державна політика у сфері житлово-комунальних послуг та ґрунтується на принципі забезпеченні функціонування підприємств, установ та організацій, що виробляють, виконують та/або надають житлово-комунальні послуги на умовах самофінансування, досягнення рівня економічно обґрунтованих витрат на виробництво таких послуг. В той же час відсутні державні програми та механізми, які дали б змогу оновити/замінити морально та фізично застаріле обладнання, яке використовується при комбінованому виробництві теплової та електричної енергії.</p>
<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>В жодному діючому нормативно-правовому документі, яким керуються в своїй діяльності органи місцевого самоврядування, не зазначено, як обов'язок погодження річних планів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії суб'єктам господарювання, що не належать до комунальної власності. Тому</p>

<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) річний план виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води на планованій період, погоджений місцевими органами влади.</p>	<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) виключити</p>	<p>подібні вимоги дають можливість органам місцевого самоврядування чинити тиск на суб'єкта господарювання, який веде свою діяльність у його зоні відповідальності та максимального ускладнювати вчасне подання заяви та пакету документів для встановлення економічно обґрунтованих тарифів на виробництво теплової енергії.</p>
---	---	---



ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«МИКОЛАЇВСЬКА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЬ»
(ПрАТ «МИКОЛАЇВСЬКА ТЕЦ»)

Каботажний спуск, 18, м. Миколаїв, 54020, тел./факс (0512) 47-00-45
E-mail: kanc_nach@ntec.mk.ua www.ntec.mk.ua Код ЄДРПОУ 30083966

04.04.2024 № 02/813

На № _____ від _____

Національна комісія,
що здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та комунальних послуг

ПрАТ «МИКОЛАЇВСЬКА ТЕЦ» опрацювало проєкт, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках», який розміщений на сайті НКРЕКП 21.03.2024 та надає свої зауваження та пропозиції у додатку 1.

Додаток 1 - на 3 арк.

Голова Правління

Дмитро МИРОШНИЧЕНКО

Вик. Звержинська В.В.
тел. (0512)58-33-10

Порівняльна таблиця

до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

Пропозиції НКРЕКП	Пропонована редакція	Обґрунтування
<p>3.3. До складу виробничої собівартості тричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>....</p> <p>У розрахунках тарифів на випуск тричної енергії та (або) виробництво ової енергії середньорічна питома витрата ного палива на виробництво теплової гії не може бути врахована вищою від ення, яке розраховується за формулою</p> $b_{те} = 1/(7000 \cdot k) \cdot 10^6, \text{ кг/Гкал}, (9)$ <p>де 7000 – теплота згорання умовного ва, ккал/кг;</p> <p>коєфіцієнт ефективності використання ва при виробництві теплової енергії інованим способом, який дорівнює 0,777 – газотурбінних та газопоршневих ераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та , враховуючи положення наказу Державного гету України з енергозбереження від 07 ня 2001 року № 46 «Про затвердження алузових норм витрат палива для ювальних котлів, які експлуатуються в іїні»</p>	<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>...</p> <p>ВИКЛЮЧИТИ</p>	<p>Пунктом 5.4.2 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі – Правила) затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України № 296 від 13.06.2003р, із змінами відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 271 від 21.06.2019 р. зазначено наступне, методологічне визначення основних ТЕП роботи устаткування має базуватись на матеріальних і енергетичних балансах. Порядок визначення фактичних, нормативних основних та проміжних ТЕП здійснюється згідно з ГКД 34.09.103, ГКД 34.09.107, ГКД 34.20.541, ГНД 34.09.104, ГНД 34.09.203, СОУ 40.1-21677681-32, СОУ-НМPE 40.1.09.111, СОУ-НМPE 40.1.09.151, СОУ-Н EE 40.1-00100227-96, СОУ-Н EE 40.1-37471933-82.</p> <p>Пунктом 1.1 Правил зазначено, що цей документ поширюється на всі суб'єкти та об'єкти електроенергетики, а пунктом 1.3 вказано, що є обов'язковим для знання та дотримання працівниками енергетики (енерго-генеруючих компаній, теплових електричних станцій, теплоелектроцентралей і котелень з котлами тепловою потужністю понад 35 Гкал/год).</p>

		<p>Також варто зазначити що абзацом 2 пункту 4 статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» зазначено що у разі застосування будь-якого способу державного регулювання цін порядки (методики) формування, розрахунку та встановлення тарифів повинні забезпечити покриття економічно обґрунтованих витрат, залучення необхідних інвестицій, дотримання екологічних вимог, вимог якості та безпеки, обґрунтованої прибутковості.</p> <p>Окрім того, пунктом 1 статті 3 Закону України «Про житлово-комунальні послуги» зазначена державна політика у сфері житлово-комунальних послуг та ґрунтується на принципі забезпеченні функціонування підприємств, установ та організацій, що виробляють, виконують та/або надають житлово-комунальні послуги на умовах самофінансування, досягнення рівня економічно обґрунтованих витрат на виробництво таких послуг. В той же час відсутні державні програми та механізми, які дали б змогу оновити/замінити морально та фізично застаріле обладнання, яке використовується при комбінованому виробництві теплової та електричної енергії.</p>
<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>В жодному діючому нормативно-правовому документі, яким керуються в своїй діяльності органи місцевого самоврядування, не зазначена, як обов'язок погодження річних планів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії суб'єктам господарювання, що не належать до комунальної власності. Тому</p>

<p>23) укладені договори/контракти на півлю паливно-енергетичних ресурсів, що ристовуються як джерела енергії;</p> <p>24) річний план виробництва, спортування та постачання теплової енергії, ння послуг з постачання теплової енергії та чання гарячої води на планованій період, ижений місцевими органами влади.</p>	<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) виключити</p>	<p>подібні вимоги дають можливість органам місцевого самоврядування чинити тиск на суб'єкта господарювання, який веде свою діяльність у його зоні відповідальності та максимально ускладнювати вчасне подання заяви та пакету документів для встановлення економічно обґрунтованих тарифів на виробництво теплової енергії.</p>
--	---	--

вул. Шолуденка, 1, м. Київ, 04116, Україна
фактичне місцезнаходження:
вул. Лейпцизька, 15, м. Київ, 01015, Україна

<http://www.naftogazteplo.com.ua>
e-mail: info@naftogazteplo.com.ua
тел. +380 44 537 00 43
Код ЄДРПОУ 42399765

№ _____
На № _____ від _____

НКРЕКП

ТОВ «Нафтогаз Тепло» опрацювало проєкт, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» який розміщений на сайті НКРЕКП 21.03.2024 та надає свої зауваження та пропозиції у додатку 1.

Додаток 1 - на 3 арк.

Технічний директор

Федір ШЕВЧЕНКО



UB
ТОВ "Нафтогаз Тепло"
№126/1.2/3-588 від 03.04.2024
КЕП: Шевченко Ф. М. 03.04.24 15:17
3FAA9288358EC00304000000925930003408C700
Сертифікат дійсний з 15.11.23 09:55 до 15.11.25 09:55
№126/1.2/3-588 від 03.04.2024

Порівняльна таблиця

до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

Пропозиції НКРЕКП	Пропонована редакція	Обґрунтування
<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>....</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії середньорічна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії не може бути врахована вищою від значення, яке розраховується за формулою</p> $b_{те} = 1/(7000 \cdot k) \cdot 10^6, \text{ кг/Гкал, (9)}$ <p>де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;</p> <p>k – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузевих норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»</p>	<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>...</p> <p>ВИКЛЮЧИТИ</p>	<p>Пунктом 5.4.2 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі – Правила) затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України № 296 від 13.06.2003р, із змінами відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 271 від 21.06.2019 р. зазначено наступне, методологічне визначення основних ТЕП роботи устаткування має базуватись на матеріальних і енергетичних балансах. Порядок визначення фактичних, нормативних основних та проміжних ТЕП здійснюється згідно з ГКД 34.09.103, ГКД 34.09.107, ГКД 34.20.541, ГНД 34.09.104, ГНД 34.09.203, СОУ 40.1-21677681-32, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.111, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151, СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96, СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82.</p> <p>Пунктом 1.1 Правил зазначено, що цей документ поширюється на всі суб'єкти та об'єкти електроенергетики, а пунктом 1.3 вказано, що є обов'язковим для знання та дотримання працівниками енергетики (енерго-генеруючих компаній, теплових електричних станцій, теплоелектроцентралей і котелень з котлами тепловою потужністю понад 35 Гкал/год).</p>

		<p>Також варто зазначити що абзацом 2 пункту 4 статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», зазначено що у разі застосування будь-якого способу державного регулювання цін порядки (методики) формування, розрахунку та встановлення тарифів повинні забезпечити покриття економічно обґрунтованих витрат, залучення необхідних інвестицій, дотримання екологічних вимог, вимог якості та безпеки, обґрунтованої прибутковості.</p> <p>Окрім того, пунктом 1 статті 3 Закону України «Про житлово-комунальні послуги» зазначена державна політика у сфері житлово-комунальних послуг та ґрунтується на принципі забезпеченні функціонування підприємств, установ та організацій, що виробляють, виконують та/або надають житлово-комунальні послуги на умовах самофінансування, досягнення рівня економічно обґрунтованих витрат на виробництво таких послуг. В той же час відсутні державні програми та механізми, які дали б змогу оновити/замінити морально та фізично застаріле обладнання, яке використовується при комбінованому виробництві теплової та електричної енергії.</p>
<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подас:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подас:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>В жодному діючому нормативно-правовому документі, яким керуються в своїй діяльності органи місцевого самоврядування, не зазначена, як обов’язок погодження річних планів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії суб’єктам господарювання, що не належать до комунальної власності. Тому</p>

<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) річний план виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води на планованій період, погоджений місцевими органами влади.</p>	<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) виключити</p>	<p>подібні вимоги дають можливість органам місцевого самоврядування чинити тиск на суб'єкта господарювання, який веде свою діяльність у його зоні відповідальності та максимально ускладнювати вчасне подання заяви та пакету документів для встановлення економічно обґрунтованих тарифів на виробництво теплової енергії.</p>
---	--	--

« 19 » квітня 2024 р. № _64/04/24__

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**
вул. Сім'ї Бродських, 19
м. Київ, 03057

Асоціація «Укртеплоелектроцентрально» (надалі Асоціація) є об'єднанням підприємств, що представляє інтереси теплоелектроцентралей з різних регіонів України. опрацювало проєкт, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» який оприлюднений на сайті НКРЕКП 21.03.2024 та надає свої зауваження та пропозиції у додатку №1.

Додатки: - порівняльна таблиця до проєкту рішення в 1 прим. на 3 арк..

З повагою,

Президент



В.Кривенко

Порівняльна таблиця

до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

Пропозиції НКРЕКП	Пропонована редакція	Обґрунтування
<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>....</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії середньорічна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії не може бути врахована вищою від значення, яке розраховується за формулою</p> $b_{те} = 1/(7000 \cdot k) \cdot 10^6, \text{ кг/Гкал, (9)}$ <p>де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;</p> <p>k – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузевих норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»</p>	<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>...</p> <p>ВИКЛЮЧИТИ</p>	<p>Пунктом 5.4.2 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (далі – Правила) затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України № 296 від 13.06.2003р, із змінами відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 271 від 21.06.2019 р. зазначено наступне, методологічне визначення основних ТЕП роботи устаткування має базуватись на матеріальних і енергетичних балансах. Порядок визначення фактичних, нормативних основних та проміжних ТЕП здійснюється згідно з ГКД 34.09.103, ГКД 34.09.107, ГКД 34.20.541, ГНД 34.09.104, ГНД 34.09.203, СОУ 40.1-21677681-32, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.111, СОУ-Н МПЕ 40.1.09.151, СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96, СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82.</p> <p>Пунктом 1.1 Правил зазначено, що цей документ поширюється на всі суб'єкти та об'єкти електроенергетики, а пунктом 1.3 вказано, що є обов'язковим для знання та дотримання працівниками енергетики (енерго-генеруючих компаній, теплових електричних станцій, теплоелектроцентралей і котелень з котлами тепловою потужністю понад 35 Гкал/год).</p>

		<p>Також варто зазначити що абзацом 2 пункту 4 статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», зазначено що у разі застосування будь-якого способу державного регулювання цін порядки (методики) формування, розрахунку та встановлення тарифів повинні забезпечити покриття економічно обґрунтованих витрат, залучення необхідних інвестицій, дотримання екологічних вимог, вимог якості та безпеки, обґрунтованої прибутковості.</p> <p>Окрім того, пунктом 1 статті 3 Закону України «Про житлово-комунальні послуги» зазначена державна політика у сфері житлово-комунальних послуг та ґрунтується на принципі забезпеченні функціонування підприємств, установ та організацій, що виробляють, виконують та/або надають житлово-комунальні послуги на умовах самофінансування, досягнення рівня економічно обґрунтованих витрат на виробництво таких послуг. В той же час відсутні державні програми та механізми, які дали б змогу оновити/замінити морально та фізично застаріле обладнання, яке використовується при комбінованому виробництві теплової та електричної енергії.</p>
<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подас:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>4. Процедура встановлення та зміни тарифів</p> <p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подас:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p>	<p>В жодному діючому нормативно-правовому документі, яким керуються в своїй діяльності органи місцевого самоврядування, не зазначена, як обов’язок погодження річних планів виробництва, транспортування та постачання теплової енергії суб’єктам господарювання, що не належать до комунальної власності. Тому</p>

<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) річний план виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води на планованій період, погоджений місцевими органами влади.</p>	<p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) виключити</p>	<p>подібні вимоги дають можливість органам місцевого самоврядування чинити тиск на суб'єкта господарювання, який веде свою діяльність у його зоні відповідальності та максимально ускладнювати вчасне подання заяви та пакету документів для встановлення економічно обґрунтованих тарифів на виробництво теплової енергії.</p>
---	--	--

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ»

Місцезнаходження:
02094, м. Київ, Україна,
вул. Гната Хоткевича, 20
ЄДРПОУ 37739041

Тел.: (044) 277-68-00
Факс: (044) 277-68-03
Ел.пошта: darntec4@gmail.com
Сайт: tec4.kiev.ua

19.04.2024 № 26/5-18/1004
На _____ від _____

Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19, Київ, 03057

Про надання пропозицій
до проекту постанови

ТОВ «ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ» розглянуло проект Постанови НКРЕКП
«Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення
тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на
теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних
установках» від 01.08.2017 №991, який опубліковано на сайті НКРЕКП
21.03.2024 року та надає свої пропозиції та зауваження.

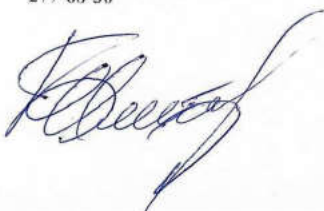
Додатки:

1. Нормативно-правове обґрунтування - 4 арк.
2. Порівняльна таблиця - 13 арк.
3. Розрахунок згідно робочої версії «Методики визначення ефективності процесу когенерації» (затвердженого Наказом Міністерства розвитку громад, територій та інфраструктури України) - 3 арк.
4. Лист Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності) - 1 арк.

Генеральний директор

Олексій СИДОРЕНКО

Бурдейний Андрій
277-68-30



**Нормативно-правове обґрунтування зауважень та пропозицій проекту
Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування,
розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову
енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових
електростанціях та когенераційних установках»**

На сьогодні, генеруючий склад обладнання ТЕЦ ТОВ «ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ» експлуатується відповідно до енергетичних характеристик обладнання і фактичної структури палива, з врахуванням переведення енергетичних котлів на роботу з використанням вугілля газової групи та підсвічування природним газом. ТЕЦ виробляє електричну та теплову енергію в комбінованому режимі та, відповідно до Свідоцтва Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, підтверджує кваліфікацію когенераційної установки. У зв'язку з прийняттям законів в Україні, а саме:

- Закон України «Про енергоефективність»,
- Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», створюються умови для запровадження високоефективного виробництва теплової та електричної енергії, імплементуючи вимоги Директиви 2012/27/ЄС.

При цьому, у відповідності до Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» (далі - ЗУ «Про комбіноване виробництво») ст.11 абзацу 4: «**Розрахунок економії первинної енергії проводиться власником (користувачем) когенераційної установки відповідно до методики визначення ефективності процесу когенерації**». За результатами розрахунків економії первинної енергії, проведених відповідно до методики визначення ефективності процесу когенерації, когенераційна установка може бути визнана високоефективною. У зв'язку з цим, ЗУ «Про комбіноване

виробництво» в розділі 1 ст.1 п.9 введено поняття: «**контрольні значення ефективності для окремого виробництва електричної і теплової енергії - еталонні значення коефіцієнтів корисної дії окремо для виробництва електричної енергії та виробництва теплової енергії**, що відображають експлуатаційну ефективність окремого виробництва електричної і теплової енергії, яке передбачається замінити когенерацією, та складаються із значень, диференційованих за роками будівництва і видами палива.» У відповідності до Закону України «Про енергоефективність» ст.1 п.2: «**високоефективна когенераційна установка** - когенераційна установка з високим коефіцієнтом корисної дії, яка забезпечує економію первинної енергії на рівні **не нижче 10 відсотків порівняно з контрольними значеннями ефективності** для окремого виробництва електричної і теплової енергії.»

Листами Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності) від 11.06.2021 №299-02/17/4-21 та від 16.11.2023 №487-02/17/4-23 ТОВ «ЄВРО-РЕКОНСТРУКЦІЮ» було залучено до апробації робочої версії проекту «Методики визначення ефективності процесу когенерації» (далі - Методика когенерації). На підставі реальних показників роботи ТЕЦ були проведені розрахунки та направлені в електронній формі Держенергоефективності. **Висновок: економія первинної енергії склала $PES=56,62 \geq 10\%$** . Слід зазначити, що проект Методики когенерації передбачає встановлення правил та методів для:

- визначення ефективності процесу когенерації;
- визначення обсягів споживання та виробництва енергії в процесі когенерації;
- розрахунку параметрів когенерації;
- розрахунку економії первинної енергії когенераційної установки.

За інформацією посадових осіб Міністерства розвитку громад, територій та інфраструктури України проект «Методики визначення ефективності процесу когенерації», візований першим керівником та направлений для реєстрацію в Міністерство юстиції України.

У запропонованому проекті Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» від 01.08.2017 №991 приводиться формула, яка вводить обмеження середньорічної питомої витрати умовного палива на виробництво теплової енергії через застосування коефіцієнту ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом. Для цього, регулятор проводить порівняльний аналіз гармонізованих еталонних значень ефективності роздільного виробництва електричної та теплової енергії з використанням інформаційної бази індивідуальних норм витрат палива, згідно Наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07.05.2001 №46 «Про затвердження Міжгалузевих норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні» (далі – Наказ №46) пункту 3 таблиці 3.7б. Значення індивідуальних норм палива взяті для опалювальних котлів, що працюють на природному газі по розділу - **водогрійні котли**. Ці норми визначаються з урахуванням нормативних паспортних питомих витрат палива для даного водогрійного котла, технічні можливості якого обмежуються лише приготуванням гарячої води. Крім того, індивідуальні норми (питомих витрат палива) не враховують галузевих поправочних коефіцієнтів до паспортних даних обладнання у відповідності до СОУ-Н-МПЕ 40.1.09.111:2005 «Розрахункові питомі витрати на відпущену електричну та теплову енергію на прогнозований період. Таким чином, в формулі, використовуються контрольні значення ефективності тільки для окремого виробництва теплової енергії, без врахування еталонних значень окремого виробництва електричної енергії.

Слід зазначити, що еталонні значення ефективності повинні використовуватись не для обмеження паливної складової в тарифі на виробництво теплової енергії на ТЕЦ через **необґрунтоване зниження питомих витрат палива**, а для створення умов по **заміщенню потужностей** роздільного виробництва теплової та електричної енергії, через механізм розрахунку **економії первинної енергії** когенераційної установки відповідно до Методики когенерації. Що стосується використання показників, в частині нормативних витрат палива у відповідності до Наказу №46, то доцільно розглянути аналогічні техніко-економічні показники **парових котлів**, з врахуванням їх роботи на твердому паливі (вугіллі), які відрізняються широким діапазоном нормативних витрат палива, гранична величина яких може сягати до 200 кг/Гкал.

З метою збереження комбінованого виробництва електричної та теплової енергії та забезпечення його ефективності, особливо, в умовах **критичності ситуації по тепловій генерації**, пропонуємо **виключити** з пропозицій НКРЕКП проекту Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» від 01.08.2017 №991, в частині запровадження формули розрахунку рівня **обмежувального коефіцієнту ефективності використання палива** та застосування його в тарифах на виробництво теплової енергії комбінованим способом. Алгоритм розрахунку даного коефіцієнту є таким, що не відповідає основним **методологічним принципам оцінки ефективності когенераційної установки** відповідно до діючого законодавства і не сприяє в реалізації основних заходів, в частині стимулювання енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії в комбінованому режимі.

Генеральний директор



Олексій СИДОРЕНКО



Порівняльна таблиця

до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

Редакція положення проєкту Порядку	Пропозиції НКРЕКП	Пропозиції ліцензіата ТОВ «Євро-Реконструкція»
3. Визначення величини і групування планованих витрат		
3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:	3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються: Викласти в такій редакції: 1) паливо, а саме: витрати на придбання палива та його транспортування для виробництва електричної та (або) теплової енергії, які визначаються виходячи з планованого обсягу відпуску/виробництва електричної та теплової енергії відповідно до річного плану виробництва, питомих норм витрат паливно-енергетичних ресурсів, визначених, затверджених та погоджених в установленому порядку, діючих/планованих цін (тарифів) на паливно-енергетичні ресурси та послуги (витрати) з їх транспортування, тобто з урахуванням усіх планованих логістичних ланцюгів	-//- -//-

<p>логістичних ланцюгів транспортування паливно-енергетичних ресурсів, калорійних еквівалентів, обсягу енергії природного газу, визначених умовами договору, сертифікатами постачальників чи даними базового періоду.</p>	<p>транспортування паливно-енергетичних ресурсів, калорійних еквівалентів, обсягу енергії природного газу, визначених умовами договору, сертифікатами постачальників чи даними базового періоду.</p>	<p>Виробники, що здійснюють діяльність з виробництва електричної та теплової енергії у комбінований спосіб, надають розроблені (переглянуті) нормативні енергетичні характеристики устаткування електростанції, у тому числі графіки вихідно-нормативних питомих витрат палива, макет розрахунку нормативних питомих витрат і економії палива на відпущену електричну і теплову енергію, які були виконані відповідно до чинних галузевих нормативних документів, а також висновки про проведену кваліфікованими організаціями в галузі енергетики експертизу здійснених розрахунків питомих витрат умовного палива енергетичного об'єкту (електростанції).</p>	<p>Виробники, що здійснюють діяльність з виробництва електричної та теплової енергії у комбінований спосіб, надають розроблені (переглянуті) нормативні енергетичні характеристики устаткування електростанції, у тому числі графіки вихідно-нормативних питомих витрат палива, макет розрахунку нормативних питомих витрат і економії палива на відпущену електричну і теплову енергію, які були виконані відповідно до чинних галузевих нормативних документів, а також висновки про проведену кваліфікованими організаціями в галузі енергетики експертизу здійснених розрахунків питомих витрат умовного палива енергетичного об'єкту (електростанції).</p>	<p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна на енергетичне вугілля не може бути врахована вищою, за індикативну ціну вугілля, яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі "European Energy Exchange AG", видання "Coal Trader International" компанії "Platts", видання "Argus Coal Daily International" компанії</p>	<p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна на енергетичне вугілля не може бути врахована вищою, у разі імпортованого вугілля за індикативну ціну вугілля, яка визначається на підставі даних що склалися за останні 6 місяців на енергетичному ринку вугілля Польщі згідно з офіційними даними що публікуються на сайті Біржевий</p>
---	--	---	---	--	---

<p>"Argus Media Ltd" чи інших джерел, на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів, і яка розраховується за формулою</p> $\text{Ц} = \text{Ц}_{\text{вн}} + \text{Ц}_{\text{вт}}, \text{ грн / т, (1)}$ <p>де Ц_{вн} - індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених з даними європейської енергетичної біржі "European Energy Exchange AG", видання "Platts", "Coal Trader International" компанії "Platts", видання "Argus Coal Daily International" видання "Argus Media Ltd" чи інших джерел, на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів, і яка розраховується з урахуванням середньозваженого курсу на міжбанківському ринку (на час встановлення офіційного курсу гривні), оприлюдненого на офіційному веб-сайті Національного банку України на дату проведення розрахунку, грн/т;</p> <p>Ц_{вт} - гранична ціна транспортування вугілля, яка визначається за формулою;</p> $\text{Ц}_{\text{вт}} = \text{Ц}_{\text{фр}} + \text{Ц}_{\text{пер}} + \text{Ц}_{\text{зл}}, \text{ грн/т, (2)}$ <p>де Ц_{фр} - середня вартість доставки вугілля з портів Амстердам - Роттердам - Антверпен до українського порту за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, та яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у відповідних друкованих виданнях, грн/т;</p>	<p>т; Кімп - кількість імпортованого вугілля, що передбачена для використання на планований період, т; Ц_{віт} - ціна вугілля вітчизняного видобутку на плановий період, грн/т; Цімп - ціна імпортованого вугілля на плановий період, грн/т; К - загальна кількість вугілля, що передбачена для використання на планований період, т. Ціна вугілля вітчизняного видобутку розраховується за формулою</p> $\text{Ц}_{\text{віт}} = \text{Ц}_{\text{інд}} + \text{Ц}_{\text{віт}} \text{ зл, грн / т (2)}$ <p>де Ц_{інд} - індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі «European Energy Exchange AG», видання «Coal Trader International» компанії «Platts», видання «Argus Coal Daily International» компанії «Argus Media Ltd» чи інших джерел, на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів, і яка розраховується з урахуванням офіційного курсу гривні щодо іноземних валют, оприлюдненого на офіційному веб-сайті Національного банку України, грн/т;</p> <p>Ц_{віт} зл - вартість транспортування вугілля залізничним транспортом територією України, розрахована на основі даних за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, за даними форми 4а-НКРЕКП-виробництво електричної та</p>	<p>інформаційній платформі Польщі (GPI) https://gpi.tge.pl/en, а у разі вітчизняного вугілля на підставі моніторингу цін на енергетичне вугілля на внутрішньому ринку, визначених згідно з даними Мінерговугілля на підставі постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу цін на вугільну продукцію» від 18 січня 2012 р. № 78.</p> <p>Визначається середньозважена ціна на річний об'єм постачання вугілля, підтвердженими діючими контрактами або комерційними пропозиціями.</p> $\text{Ц} = \text{Ц}_{\text{вн}} + \text{Ц}_{\text{вт}}, \text{ грн/т, (1)}$ <p>де Ц_{вн} - індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі даних що склалися за останні 6 місяців на енергетичному ринку вугілля Польщі згідно з офіційними даними що публікуються на сайті Біржевий інформаційній платформі Польщі (GPI) https://gpi.tge.pl/en та або згідно з даними Мінерговугілля на підставі постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу цін на вугільну продукцію» від 18 січня 2012 р. № 78;</p> <p>Ц_{вт} - гранична ціна транспортування вугілля, яка визначається за формулою:</p> $\text{Ц}_{\text{вт}} = \text{Ц}_{\text{фр}} + \text{Ц}_{\text{пер}} + \text{Ц}_{\text{зл}}, \text{ грн/т, (2)}$ <p>де Ц_{фр} - середня вартість доставки</p>
---	---	--

<p>Цпер - середня вартість транспортування вугілля із судна на склади українських портів за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, та яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, що публікуються у відповідних виданнях, грн/т;</p> <p>Цзл - вартість транспортування вугілля залізничним транспортом територією України, розрахована на основі даних за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, за даними форми 4а-НКРЕКП виробництво електричної та теплової енергії (місячна) (з урахуванням витрат на транспортування) та з урахуванням прогнозу її зростання у розрахунковому періоді, наданого публічним акціонерним товариством "Українська залізниця", грн/т.</p>	<p>тепловій енергії (місячна) (з урахуванням витрат на транспортування) та з урахуванням прогнозу її зростання у розрахунковому періоді, наданого акціонерним товариством «Українська залізниця», грн/т.</p> <p>Ціна імпортованого вугілля розраховується за формулою</p> $\text{Цімн} = \text{Цінд} + \text{Цвіт зл} + \text{Цдос зл} + \text{Цпер, грн / т (3)}$ <p>де Цдос зл – середньозважена ціна доставки імпортованого вугілля залізничним транспортом з портів доставки та (або) з місць видобутку вугілля до кордону України, що визначається на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або фактичних даних за попередні періоди або визначені умовами чинних договорів на постачання вугільної продукції, грн/т;</p> <p>Цпер – середньозважена ціна перевантаження імпортованого вугілля, що визначається на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або фактичних даних за попередні періоди або визначені умовами чинних договорів на постачання вугільної продукції, грн/т.</p>	<p>вугілля із вугледобувних шахт до українського кордону, та яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у відповідних друкованих виданнях, або на підставі фактичних даних за попередні періоди поставки вугілля або на підставі комерційної пропозиції від іноземних постачальників, грн/т;</p> <p>де Ц_{пер} - середня вартість переміщення вугілля із іноземних вагонів вузької колії в вагони широкої колії, яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у відповідних друкованих виданнях, або на підставі фактичних даних за попередні періоди поставки вугілля або на підставі комерційної пропозиції від іноземних постачальників, грн/т;</p>
<p>Ціни на енергетичне вугілля коригуються відповідно до показників теплової здатності (калорійності), а також з урахуванням якісних характеристик</p>	<p>Ціни на енергетичне вугілля коригуються відповідно до показників теплової здатності (калорійності), а</p>	<p>де Ц_п - середня вартість транспортування вугілля залізничним транспортом територією України, розрахована на основі даних за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, за даними форми 1-НКРЕ (з урахуванням витрат на транспортування) та з урахуванням прогнозу її зростання у розрахунковому періоді, наданого публічним акціонерним товариством «Українська залізниця», грн/т.</p>

<p>енергетичного вугілля (вмісту сірки, золи, вологи), при цьому базовими характеристиками енергетичного вугілля вважаються: 6000 ккал/кг на робочу масу, вміст сірки - до 1 % на робочу масу, вміст золи - до 16 % на робочу масу, вміст до 14 % на робочу масу. При використанні енергетичного вугілля з калорійністю, вищою від базової характеристики, або з вмістом сірки, нижчим від базової характеристики, коригування ціни не здійснюється.</p>	<p>також з урахуванням якісних характеристик енергетичного вугілля (вмісту сірки, золи, вологи), при цьому базовими характеристиками енергетичного вугілля вважаються: 6000 ккал/кг на робочу масу, вміст сірки - до 1 % на робочу масу, вміст золи - до 16 % на робочу масу, вміст до 14 % на робочу масу. При використанні енергетичного вугілля з калорійністю, вищою від базової характеристики, або з вмістом сірки, нижчим від базової характеристики, коригування ціни не здійснюється.</p>
<p>У разі відсутності відповідних даних від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або відсутності даних у відповідних друкованих виданнях стосовно середньої вартості доставки вугілля з портів Амстердам - Роттердам - Антверпен до українського порту та (або) середньої вартості транспортування вугілля із судна на склади українських портів для розрахунку граничної ціни транспортування вугілля морським транспортом НКРЕКП застосовуються наявні дані за минулі періоди з урахуванням індексів інфляції у країнах Європейського Союзу, що визначені за даними Статистичної служби Європейського союзу (Eurostat).</p>	<p>У разі відсутності підтверджуючих матеріалів та відповідних обґрунтувань щодо вартості доставки та перевантаження імпортованого вугілля, НКРЕКП не застосовує зазначені витрати для розрахунку ціни вугілля.</p>
<p>Коригування ціни на енергетичне вугілля при використанні вугілля з характеристиками, що відмінні від базових,</p>	<p>Коригування ціни на енергетичне вугілля при використанні вугілля з характеристиками, що відмінні від базових,</p>

<p>здійснюється за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{він кор.}} = \text{Ц}^{\text{він}} \cdot [1 - (\text{Ц}^{\text{cal}} + \text{Ц}^{\text{Sr}} < 1,5 \% + \text{Ц}^{\text{Sr}} > 1,5 \%), \text{ грн/т, (3)}$ <p>де Ц^{cal} - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з калорійністю, нижчою за 6000 ккал/кг на робочу масу, яка визначається за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{cal}} = 1 - \text{Qir}/6000, \%, (4)$ <p>де Qir - нижча робоча теплота згоряння палива, ккал/кг;</p> <p>$\text{Ц}^{\text{Sr}} < 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на робочу масу від 1 % до 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{Sr}} = \text{Sr} - 1 \%, \%, (5)$ <p>де Sr - вміст сірки в паливі на робочу масу, %;</p> <p>$\text{Ц}^{\text{Sr}} > 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на робочу масу понад 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{Sr}} = (\text{Sr} - 1 \%) + ((\text{Sr} - 1,5 \%) \cdot 10), \%. (6)$ <p>Вартість природного газу враховується на підставі моніторингу та аналізу цін на ринку природного газу, який здійснюється НКРЕКП, та з урахуванням індикативної</p>	<p>здійснюється за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{він кор.}} = \text{Ц}^{\text{він}} \cdot [1 - (\text{Ц}^{\text{cal}} + \text{Ц}^{\text{Sr}} < 1,5 \% + \text{Ц}^{\text{Sr}} > 1,5 \%), \text{ грн/т, (4)}$ <p>де Ц^{cal} - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з калорійністю, нижчою за 6000 ккал/кг на робочу масу, яка визначається за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{cal}} = 1 - \text{Qir}/6000, \%, (5)$ <p>де Qir - нижча робоча теплота згоряння палива, ккал/кг;</p> <p>$\text{Ц}^{\text{Sr}} < 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на робочу масу від 1 % до 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{Sr}} = \text{Sr} - 1 \%, \%, (6)$ <p>де Sr - вміст сірки в паливі на робочу масу, %;</p> <p>$\text{Ц}^{\text{Sr}} > 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на робочу масу понад 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{Sr}} = (\text{Sr} - 1 \%) + ((\text{Sr} - 1,5 \%) \cdot 10), \%. (7)$ <p>Вартість природного газу враховується на підставі моніторингу та аналізу цін на ринку природного газу, який здійснюється</p>
--	--

<p>вартості природного газу, а також з урахуванням обсягів та умов виконання спеціальних обов'язків, покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу, відповідно до Закону України "Про ринок природного газу".</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна природного газу не може бути врахована вищою за ціну природного газу, визначену на рівні імпортного паритету на 2 наступних квартали, що йдуть за місяцем кварталу, в якому встановлюються тарифи, та розраховану за формулою</p> $\text{Ціп} = \{(\text{Ц}_{\text{NCG}} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{евро/дол США}}) + (\text{Cф} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{евро/дол США}}) + (\text{ТВімп} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{евро/дол США}}) + \text{ТвхГТС}\} \times \text{К}_{\text{дол. США}}, \text{ грн за } 1000 \text{ куб. м.}, (7)$ <p>де Ціп - ціна газу на рівні імпортного паритету (без урахування податку на додану вартість), грн за 1000 куб. м;</p> <p>Ц_{NCG} - індикативна ціна природного газу на німецькому газовому хабі (NCG), яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі "European Energy Exchange AG", видання "Platts European Gas Daily" компанії "Platts",</p>	<p>НКРЕКП, та з урахуванням індикативної вартості природного газу, а також з урахуванням обсягів та умов виконання спеціальних обов'язків, покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу, відповідно до Закону України «Про ринок природного газу».</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна природного газу не може бути врахована вищою за ціну природного газу, визначену на рівні імпортного паритету на 2 наступних квартали, що йдуть за місяцем кварталу, в якому встановлюються тарифи, та розраховану за формулою</p> $\text{Ціп} = \{(\text{Ц}_{\text{NCG}} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{евро/дол США}}) + (\text{Cф} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{евро/дол США}}) + (\text{ТВімп} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{евро/дол США}}) + \text{ТвхГТС}\} \times \text{К}_{\text{дол. США}}, \text{ грн за } 1000 \text{ куб. м.}, (8)$ <p>де Ціп – ціна газу на рівні імпортного паритету (без урахування податку на додану вартість), грн за 1000 куб. м;</p> <p>Ц_{NCG} – індикативна ціна природного газу на німецькому газовому хабі (NCG), яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі «European Energy Exchange AG», видання «Platts European Gas Daily» компанії</p>
---	---

<p>видання "Argus European Natural Gas" компанії "Argus Media Ltd" чи інших джерел, євро/MBт·год;</p> <p>K_{GCV} - коефіцієнт, який відображає співвідношення одиниць енергії (MBт·год) та об'єму (1000 куб. м) і визначається відповідно до інформації, наведеної на офіційному веб-сайті оператора газотранспортної системи Словаччини компанії "Eustream, a. s.", середнє значення за 12 місяців, що передують місяцю, в якому встановлюються тарифи;</p> <p>$K_{\text{євро/дол. США}}$ - курс євро до долара США, за даними агентства "Bloomberg", за 1 євро на дату встановлення тарифів;</p> <p>Сф - сумарна вартість транспортування природного газу від німецького газового хабу (NCG) до віртуальної торгової точки на території Словаччини, розрахована на підставі діючих тарифів Німеччини, Чехії та Словаччини, євро/MBт·год;</p> <p>ТВімп - вартість транспортування природного газу від віртуальної торгової точки на території Словаччини до західного кордону України (вартість "виходу" з газотранспортної системи Словаччини), розрахована на основі діючих тарифів для пункту виходу зі Словаччини в Україну, враховуючи технологічну складову та (або) інші стягнення, запроваджені національним регулятором і діючі на дату встановлення тарифів, євро/MBт·год;</p>	<p>«Platts», видання «Argus European Natural Gas» компанії «Argus Media Ltd» чи інших джерел джерел, євро/MBт·год;</p> <p>K_{GCV} - коефіцієнт, який відображає співвідношення одиниць енергії (MBт·год) та об'єму (1000 куб. м) і визначається відповідно до інформації, наведеної на офіційному веб-сайті оператора газотранспортної системи Словаччини компанії «Eustream, a. s.», середнє значення за 12 місяців, що передують місяцю, в якому встановлюються тарифи;</p> <p>Кєвро/дол.США - курс євро до долара США, за даними агентства «Bloomberg», дол. США за 1 євро на дату встановлення тарифів;</p> <p>Сф - сумарна вартість транспортування природного газу від німецького газового хабу (NCG) до віртуальної торгової точки на території Словаччини, розрахована на підставі діючих тарифів Німеччини, Чехії та Словаччини, євро/MBт·год;</p> <p>ТВімп - вартість транспортування природного газу від віртуальної торгової точки на території Словаччини до західного кордону України (вартість «виходу» з газотранспортної системи Словаччини), розрахована на основі діючих тарифів для пункту виходу зі Словаччини в Україну, враховуючи технологічну складову та (або) інші стягнення, запроваджені національним регулятором і діючі на дату встановлення тарифів, євро/MBт·год;</p>
<p>$T_{\text{вхГТС}}$ - тариф на послуги 3</p>	<p>тарифів, євро/MBт·год;</p>

<p>транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу в газотранспортну систему України, установленій НКРЕКП (без урахування податку на додану вартість), дол. США/1000 куб. м;</p> <p>К дол. США - середньозважений курс на міжбанківському ринку, оприлюднений на офіційному веб-сайті Національного банку України на дату проведення розрахунку, грн за 1 дол. США.</p> <p>У разі закупівлі ліцензіатом природного газу у суб'єктів ринку природного газу, на яких постановою Кабінету Міністрів України покладені спеціальні обов'язки для забезпечення загальносупільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу, у розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціни на природний газ ураховуються на рівні, визначеному відповідною постановою Кабінету Міністрів України.</p>	<p>ТвхГТС – тариф на послуги з транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу в газотранспортну систему України, установленій НКРЕКП (без урахування податку на додану вартість), дол. США/1000 куб. м;</p> <p>Кдол. США – середньозважений курс на міжбанківському ринку, оприлюднений на офіційному веб-сайті Національного банку України на дату проведення розрахунку, грн за 1 дол. США.</p> <p>У разі закупівлі ліцензіатом природного газу у суб'єктів ринку природного газу, на яких постановою Кабінету Міністрів України покладені спеціальні обов'язки для забезпечення загальносупільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу, у розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціни на природний газ ураховуються на рівні, визначеному відповідною постановою Кабінету Міністрів України.</p>	<p>Вартість транспортування природного газу територією України враховується НКРЕКП згідно зі встановленими тарифами на послуги транспортування природного газу.</p> <p>Вартість інших видів паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії,</p>
---	--	--

<p>закупівлю таких паливно-енергетичних ресурсів, калькуляцій вартості зазначених паливно-енергетичних ресурсів, але не вище від цін на них, які склалися на ринку України на дату розрахунку тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p> <p>У розрахунках тарифів можуть ураховуватися ціни на паливно-енергетичні ресурси та (або) ціни на послуги (витрати) з транспортування паливно-енергетичних ресурсів, що затверджуються, встановлюються чи оприлюднюються державними органами влади відповідно до чинного законодавства України.</p> <p>За результатами моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг, що здійснюється НКРЕКП щоквартально, НКРЕКП може прийняти рішення щодо зміни цін на паливно-енергетичні ресурси у структурі тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p> <p>При формуванні розрахунку та встановленні тарифів на відпуск електричної та (або) виробництво теплової енергії витрати на паливо та структура палива (у разі використання декількох видів палива при виробництві електричної та теплової енергії) враховуються на підставі аналізу фактичних даних за попередні періоди (як правило за 5 років) виходячи з особливостей роботи генеруючого обладнання та устаткування конкретного</p>	<p>враховується відповідно до укладених договорів/контрактів на закупівлю таких паливно-енергетичних ресурсів, калькуляцій вартості зазначених паливно-енергетичних ресурсів, але не вище від цін на них, які склалися на ринку України на дату розрахунку тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p> <p>У розрахунках тарифів можуть ураховуватися ціни на паливно-енергетичні ресурси та (або) ціни на послуги (витрати) з транспортування паливно-енергетичних ресурсів, що затверджуються, встановлюються чи оприлюднюються державними органами влади відповідно до чинного законодавства України.</p> <p>За результатами моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг, що здійснюється НКРЕКП щоквартально, НКРЕКП може прийняти рішення щодо зміни цін на паливно-енергетичні ресурси у структурі тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p> <p>При формуванні розрахунку та встановленні тарифів на відпуск електричної та (або) виробництво теплової енергії витрати на паливо та структура використання палива (у разі використання декількох видів палива при виробництві електричної та теплової енергії) враховуються на підставі аналізу фактичних даних за попередні періоди (як правило за 5</p>	
--	---	--

<p>ліцензіата, режимів роботи генеруючого обладнання та устаткування, можливості використання паливно-енергетичних ресурсів з найменшою вартістю, технічного стану чи технічної можливості роботи генеруючого обладнання та устаткування (значення максимального та мінімального навантажень котлів і турбін, характер добового графіка зміни навантаження, старіння устаткування, освоєння введенного устаткування, структура і якість спалюваного палива, температура зовнішнього повітря, температура охолоджувальної води на вході в конденсатори турбін тощо), а також інших зовнішніх факторів.</p>	<p>років) виходячи з особливостей роботи генеруючого обладнання та устаткування конкретного ліцензіата, режимів роботи генеруючого обладнання та устаткування, можливості використання паливно-енергетичних ресурсів з найменшою вартістю, технічного стану чи технічної можливості роботи генеруючого обладнання та устаткування (значення максимального та мінімального навантажень котлів і турбін, характер добового графіка зміни навантаження, старіння устаткування, освоєння введенного устаткування, структура і якість спалюваного палива, температура зовнішнього повітря, температура охолоджувальної води на вході в конденсатори турбін тощо), а також інших зовнішніх факторів.</p>	<p>ліцензіати, які використовують декілька видів палива при виробництві електричної та теплової енергії, при формуванні та розрахунку тарифів надають підтверджуючі матеріали щодо структури використання палива. При встановленні електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії структура використання палива між видами виробництва, як правило, розподіляється пропорційно витратам умовного палива на виробництво електричної енергії та на виробництво теплової енергії, але з урахуванням усіх обставин та факторів, що викладені у цьому підпункті.</p>
<p>Ліцензіати, які використовують декілька видів палива при виробництві електричної та теплової енергії, при формуванні та розрахунку тарифів надають підтверджуючі матеріали щодо структури використання палива. При встановленні тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії структура використання палива між видами виробництва, як правило, розподіляється пропорційно витратам умовного палива на виробництво електричної енергії та на виробництво теплової енергії, але з урахуванням усіх обставин та факторів, що викладені у цьому підпункті.</p>	<p>Ліцензіати, які використовують декілька видів палива при виробництві електричної та теплової енергії, при формуванні та розрахунку тарифів надають підтверджуючі матеріали щодо структури використання палива. При встановленні тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії структура використання палива між видами виробництва, як правило, розподіляється пропорційно витратам умовного палива на виробництво електричної енергії та на виробництво теплової енергії, але з урахуванням усіх обставин та факторів, що викладені у цьому підпункті.</p>	<p>Ліцензіати, які використовують декілька видів палива при виробництві електричної та теплової енергії, при формуванні та розрахунку тарифів надають підтверджуючі матеріали щодо структури використання палива. При встановленні електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії структура використання палива між видами виробництва, як правило, розподіляється пропорційно витратам умовного палива на виробництво електричної енергії та на виробництво теплової енергії, але з урахуванням усіх обставин та факторів, що викладені у цьому підпункті.</p>
<p>ВИДАЛИТИ</p>	<p>У розрахунках тарифів на відпуск</p>	<p>Алгоритм розрахунку даного</p>

	<p>електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії середньорічна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії не може бути врахована вищою від значення, яке розраховується за формулою</p> $b_{те} = 1 / (7000 \square k) \square 10^6, \text{ кг/Гкал, (9)}$ <p>де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;</p> <p>k – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузевих норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»</p>	<p>коефіцієнту є таким, що не відповідає основним методологічним принципам оцінки ефективності когенераційної установки відповідно до діючого законодавства і не сприяє в реалізації основних заходів, в частині стимулювання енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії в комбінованому режимі.</p>
	4. Процедура встановлення та зміни тарифів	
<p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:</p> <p>...</p>	<p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:</p> <p>...</p> <p>Доповнити</p> <p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p>	
	24) річний план виробництва,	

	<p>транспортування та постачання теплової енергії, надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води на планованій період, погоджений місцевими органами влади.</p>	
--	---	--

Генеральний директор



Олексій СИДОРЕНКО



Розрахунок ефективності процесу когенерації

I. Розрахунок ефективності процесу когенерації

Розрахунок, згідно проекту «МЕТОДИКИ визначення ефективності процесу когенерації», розробленої Державним агенством з енергоефективності та енергозбереження України, виконується за період 12-ти місяців 2022 року. Потoki енергії на вході та виході когенераційної установки:

1. Виробництво теплової енергії споживачу $H_1 = 10,4833$ ГВт*год;
2. Виробництво теплової енергії споживачу $H_2 = 933,4915$ ГВт*год;
3. Споживання палива складає $F_{\text{заг}} = 1932,85$ ГВт*год
4. Споживання газового палива складає $F_{\text{заг газ}} = 983,37$ ГВт*год
5. Споживання вугільного палива складає $F_{\text{заг вугілля}} = 949,48$ ГВт*год
6. Виробництво електроенергії складає $E_{\text{заг}} = 417,2082$ ГВт*год.

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Некомбінована корисна теплова енергія:

$$H_{\text{неког}} = H_{\text{редуц}} = 10000 \text{ МВт*год}$$

Енергія палива для виробництва некомбінованої корисної теплової енергії:

$$F_{\text{неког}} = F_{\text{редуц}} = H_{\text{неког}} / \eta_{\text{Ref-H}} = 10000 / 0,9 = 11111 \text{ МВт*год}$$

Обсяг корисної теплової енергії, вироблений когенераційною установкою:

$$H_{\text{ког}} = H_2 = 933491,5 \text{ МВт*год}$$

Енергія палива для виробництва електроенергії та комбінованої корисної теплової енергії:

$$F_{\text{осн}} = F_{\text{заг}} - F_{\text{неког.теп}} = 1932850 - 11111 = 1921739 \text{ МВт*год}$$

2. Визначення загальної ефективності когенераційної установки

$$\eta_{\text{заг}} = (E_{\text{заг}} + H_{\text{ког}}) / (F_{\text{осн}} - F_{\text{неког.теп}}) = (417,2082 \text{ ГВт*год} + 933,5 \text{ ГВт*год}) / (1922,36 \text{ ГВт*год} - 11,111 \text{ ГВт*год}) = 70,67 \% \leq 80 \%$$

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії некогогенераційної частини.

Коефіцієнт втрати потужності через термодинамічну ефективність:

$$\beta = \beta_0 * \eta_{\text{т}} = 0,9 * 0,269 = 0,242$$

$$\eta_{\text{т}} = 0,561 + 0,156 \text{ Log}_{10} N = 0,561 + 0,156 * 2,2 = 0,9$$

$$\beta_0 = \text{Log}_{10}(A * p^m) = \text{Log}_{10}(1,33 * 15^{0,123}) = 0,269$$

Ефективність виробництва електричної енергії некогенераційної частини для когенераційних установок з регульованого відбору:

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = E_{\text{заг}} + \beta * H_{\text{ког}} / F_{\text{осн}} = 417,2082 / 1922,36 = 21 \%$$

4. Співвідношення між електричною та тепловою енергією:

$$C_{\text{ког.з конд.пар}} = \eta_{\text{неког.ел.}} - \beta * \eta_0 / \eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}} = 0,21 - 0,242 * 0,8 / 0,8 - 0,21 = 0,277$$

5. Обсяг електроенергії виробленої некогенераційною частиною:

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког.з конд.пар}} * H_{\text{ког}} = 0,277 * 933,5 = 258,5795 \text{ ГВт*год}$$

6. Визначення обсягу електроенергії виробленої некогенераційною частиною:

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 417,2082 - 258,5795 = 158,6287 \text{ ГВт*год}$$

7. Обсяг палива витрачений на електроенергію, вироблену некогенераційною частиною:

$$F_{\text{неког.ел}} = E_{\text{неког}} / \eta_{\text{неког.ел.}} = 158628,7 / 0,21 = 755374,7 \text{ МВт*год}$$

8. Обсяг палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною:

$$F_{\text{ког}} = F_{\text{осн}} - F_{\text{неког.ел}} = 1921739 - 755374,7 = 1166364,3 \text{ МВт*год}$$

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної.

	Фактичні показники установки	Пок. вірт.установки		
		Коген. част.	Некоген. част. тепл.ен.	Некоген. част. ел.ен
Теплова ен.	933,4915	933,4915	10,4833	-
Електр. ен.	417,2082	258,5795	-	158,6287
Паливо	1932,85	1166,3643	11,111	755,3747

9. Дані ТЕЦ:

1	Місце розташув.	М. Київ
2	Рік введення в експлуатацію	1954
3	Напруга підключення	110 кВ
4	Власне споживання електросенергії	21,8%
5	Відпуск електроенергії в мережу	78,2%
6	Вид палива	Газ, вугілля
7	Призначення теплової енергії	Виробництво гарячої води

10. Ефективність комбінованого виробництва електричної енергії

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = E_{\text{ког}} / F_{\text{ког}} = 417,2082 \text{ ГВт*год} / 576,7 \text{ ГВт*год} = 72,3\%$$

11. Ефективність виробництва корисної теплової енергії

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = H_{\text{ког}} / F_{\text{ког}} = 933,5 \text{ ГВт*год} / 1345,6 \text{ ГВт*год} = 69\%.$$

12. Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат палива та витрат на власні потреби:

$$\eta_{\text{Ref-e}} = (\eta_{\text{Ref-e}} + (15 - T) * 0,1) * (E_1 * K_1 + E_2 * K_2) = (52,5 + (15 - 7) * 0,1) * (0,218 * 0,951 + 0,782 * 0,963) = 50,635 \%$$

13. Економія первинної енергії:

$$PES = (1 - 1 / ((\eta_{\text{ког.тепл.}} / \eta_{\text{Ref-нсп}}) + (\eta_{\text{ког.ел.}} / \eta_{\text{Ref-Есрк}}))) * 100 = (1 - 1 / ((69 / 89,01) + (72,3 / 47,26))) * 100 = 56,62 \%;$$

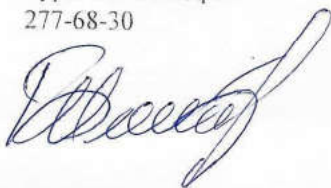
Оскільки отриманий результат економії первинної енергії $PES=56,62 \geq 10\%$, когенераційна установка відповідає умовам високоефективної когенерації.

Генеральний директор



Олексій СИДОРЕНКО

Бурдейний Андрій
277-68-30



Пенісчук О.Ф.

ВГВ
в роботу



14.11.2023

ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ УКРАЇНИ
(Держенергоефективності)

пров. Музейний, 12, м. Київ, 01001, тел./факс: (044) 590-59-60 (61), 590-59-74
E-mail: sae@saee.gov.ua, сайт: www.saee.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 37536010

від 16.11. 2023 р. № 487-02/17/4-23 на № _____ від _____ 20__ р.

Підприємствам за списком

За результатами проведення круглого столу «Високоєфективна когенерація в Україні: перспективи та бар'єри розвитку ринку», який відбувся 10 листопада 2023 року, надсилаємо для апробації проєкт «Методики визначення ефективності процесу когенерації» (додається), відповідно до якої визначається належність когенераційної установки до високоєфективної.

З метою визначення відповідності когенерації умовам високоєфективності просимо опрацювати та надати розрахунки, виконані відповідно до зазначеної Методики.

Довідково: відповідно до Закону України «Про енергетичну ефективність» когенерація вважається високоєфективною, якщо ефективність виробництва енергії когенераційною установкою порівняно з гармонізованими еталонними значеннями ефективності окремого виробництва теплової і електричної енергії забезпечує економію первинної енергії, на рівні:

понад 10 % для когенераційних установок потужністю понад 1 МВт (включно);

більше 0 % для малих когенераційних установок (потужністю від 50 кВт до 1 МВт) та мікрокогенераційних установок (потужністю до 50 кВт).

Інформацію просимо надати в електронному вигляді (у форматі word/excel) в термін до 05 грудня 2023 року на електронну адресу: sae@saee.gov.ua.

У разі виникнення питань, звертатись до Заїки Івана Миколайовича – заступника директора Департаменту розвитку альтернативної енергетики (тел.: (044)292-80-92, e-mail: sae@saee.gov.ua).

Додаток: на 71 арк. в 1 прим.

Перший заступник Голови

Марія МАЛАЯ

Заїка І.М.
(044) 292-80-92



ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
"ЧЕРКАСЬКЕ ХІМВОЛОКНО"

Проспект Хіміків, 76, м. Черкаси, 18036, Україна
Тел.: (0472) 64-77-20, факс: (0472) 64-00-32
cherk_tec@meta.ua www.khimvolokno.com.ua



PRIVATE JOINT-STOCK COMPANY
"CHERKASY KHMVOLOKNO"

Prospect Khimikiv, 76, Cherkasy, 18036, Ukraine
Tel.: (0472)64-77-20, fax: (0472) 64-00-32
cherk_tec@meta.ua www.khimvolokno.com.ua

19.04.24 № 431

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
03057, Київська область
м. Київ, вул. Сім'ї Бродських, 19**

Про надання пропозицій
до проекту постанови

ПРАТ «Черкаське хімволокно» розглянуло проект Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» від 01.08.2017 №991, який опубліковано на сайті НКРЕКП 21.03.2024 року та надає свої пропозиції та зауваження.

Додатки:

1. Нормативно-правове обґрунтування – 4 арк;
2. Порівняльна таблиця - 12 арк;
3. Розрахунок згідно робочої версії «Методики визначення ефективності процесу когенерації» (затвердженого Наказом Міністерства розвитку громад, територій та інфраструктури України) - 20 арк;
4. Листи Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності) - 3 арк;

Голова правління
ПРАТ «Черкаське хімволокно»


В.В. Олексенко



Нормативно-правове обґрунтування зауважень та пропозицій проекту Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

На сьогодні, генеруючий склад обладнання ТЕЦ ПРАТ «ЧЕРКАСЬКЕ ХІМВОЛОКНО» експлуатується відповідно до енергетичних характеристик обладнання і фактичної структури палива з використання вугілля газової групи та підсвічування природним газом. ТЕЦ виробляє електричну та теплову енергію в комбінованому режимі та, відповідно до Свідоцтва Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, підтверджує кваліфікацію когенераційної установки. У зв'язку з прийняттям законів в Україні, а саме:

- Закон України «Про енергоефективність»,
- Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», створюються умови для запровадження високоефективного виробництва теплової та електричної енергії, імплементуючи вимоги Директиви 2012/27/ЄС.

При цьому, у відповідності до Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» (далі - ЗУ «Про комбіноване виробництво») ст.11 абзацу 4: «Розрахунок економії первинної енергії проводиться власником (користувачем) когенераційної установки відповідно до методики визначення ефективності процесу когенерації». За результатами розрахунків економії первинної енергії, проведених відповідно до методики визначення ефективності процесу когенерації, когенераційна установка може бути визнана високоефективною. У зв'язку з цим, ЗУ «Про комбіноване виробництво» в розділі 1 ст.1 п.9 введено поняття: «контрольні значення ефективності для окремого виробництва

електричної і теплової енергії - еталонні значення коефіцієнтів корисної дії окремо для виробництва електричної енергії та виробництва теплової енергії, що відображають експлуатаційну ефективність окремого виробництва електричної і теплової енергії, яке передбачається замінити когенерацією, та складаються із значень, диференційованих за роками будівництва і видами палива.» У відповідності до Закону України «Про енергоефективність» ст.1 п.2: **високоєфективна когенераційна установка** - когенераційна установка з високим коефіцієнтом корисної дії, яка забезпечує економію первинної енергії на рівні **не нижче 10 відсотків порівняно з контрольними значеннями ефективності** для окремого виробництва електричної і теплової енергії.»

Листами Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності) від 11.06.2021 №299-02/17/4-21 та від 16.11.2023 №487-02/17/4-23 ПРАТ «ЧЕРКАСЬКЕ ХІМВОЛОКНО» було залучено до апробації робочої версії проекту «Методики визначення ефективності процесу когенерації» (далі - Методика когенерації). На підставі реальних показників роботи ТЕЦ були проведені розрахунки та направлені в електронній формі Держенергоефективності. **Висновок: економія первинної енергії склала $PES=12,31 \geq 10\%$.** Слід зазначити, що проект Методики когенерації передбачає встановлення правил та методів для:

- визначення ефективності процесу когенерації;
- визначення обсягів споживання та виробництва енергії в процесі когенерації;
- розрахунку параметрів когенерації;
- розрахунку економії первинної енергії когенераційної установки.

За інформацією посадових осіб Міністерства розвитку громад, територій та інфраструктури України проект «Методики визначення ефективності процесу когенерації», візований першим керівником та направлений для реєстрації в Міністерство юстиції України.

У запропонованому проекті Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» від 01.08.2017 №991 приводиться формула, яка вводить обмеження середньорічної питомої витрати умовного палива на виробництво теплової енергії через застосування коефіцієнту ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом. Для цього, регулятор проводить порівняльний аналіз гармонізованих еталонних значень ефективності роздільного виробництва електричної та теплової енергії з використанням інформаційної бази індивідуальних норм витрат палива, згідно Наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07.05.2001 №46 «Про затвердження Міжгалузевих норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні» (далі – Наказ №46) пункту 3 таблиці 3.7б. Значення індивідуальних норм палива взяті для опалювальних котлів, що працюють на природному газі по розділу - **водогрійні котли**. Ці норми визначаються з урахуванням нормативних паспортних питомих витрат палива для даного водогрійного котла, технічні можливості якого обмежуються лише приготуванням гарячої води. Крім того, індивідуальні норми (питомих витрат палива) не враховують галузевих поправочних коефіцієнтів до паспортних даних обладнання у відповідності до СОУ-Н-МПЕ 40.1.09.111:2005 «Розрахункові питомі витрати на відпущену електричну та теплову енергію на прогнозований період. Таким чином, в формулі, використовуються контрольні значення ефективності тільки для окремого виробництва теплової енергії, без врахування еталонних значень окремого виробництва електричної енергії.

Слід зазначити, що еталонні значення ефективності повинні використовуватись не для обмеження паливної складової в тарифі на виробництво теплової енергії на ТЕЦ через необґрунтоване зниження питомих витрат палива, а для створення умов по заміщенню потужностей

роздільного виробництва теплової та електричної енергії, через механізм розрахунку **економії первинної енергії** когенераційної установки відповідно до Методики когенерації. Що стосується використання показників, в частині нормативних витрат палива у відповідності до Наказу №46, то доцільно розглянути аналогічні техніко-економічні показники **парових котлів**, з врахуванням їх роботи на твердому паливі (вугіллі), які відрізняються широким діапазоном нормативних витрат палива, гранична величина яких може сягати до 200 кг/Гкал.

З метою збереження комбінованого виробництва електричної та теплової енергії та забезпечення його ефективності, особливо, в умовах **критичності ситуації по тепловій генерації**, пропонуємо **виключити** з пропозицій НКРЕКП проекту Постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках» від 01.08.2017 №991, в частині запровадження формули розрахунку рівня **обмежувального коефіцієнту ефективності використання палива** та застосування його в тарифах на виробництво теплової енергії комбінованим способом. Алгоритм розрахунку даного коефіцієнту є таким, що не відповідає основним **методологічним принципам оцінки ефективності когенераційної установки** **відповідно до діючого законодавства** і не сприяє в реалізації основних заходів, в частині стимулювання енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії в комбінованому режимі.

Голова правління

ПРАТ «Черкаське хімволокно»

 В.В. Олексенко



Порівняльна таблиця

до проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках»

Редакція положення проєкту Порядку	Пропозиції НКРЕКП	Пропозиції ліцензіата ПРАТ «Черкаське хімволокно»
3. Визначення величини і групування планованих витрат		
<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>витрати на придбання палива та його транспортування для виробництва електричної та (або) теплової енергії, які визначаються виходячи з планованого обсягу відпуску/виробництва електричної та (або) теплової енергії відповідно до річного плану виробництва, питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів, визначених, затверджених та погоджених в установленому порядку, діючих/планованих цін (тарифів) на паливно-енергетичні ресурси та послуги (витрати) з їх транспортування, тобто з урахуванням усіх планованих логістичних витрат при транспортуванні паливно-енергетичних ресурсів, калорійних еквівалентів, обсягу енергії природного газу, визначених умовами договору, сертифікатами постачальників чи даними</p>	<p>3.3. До складу виробничої собівартості електричної та (або) теплової енергії включаються:</p> <p>Викласти в такій редакції</p> <p>1) паливо, а саме:</p> <p>витрати на придбання палива та його транспортування для виробництва електричної та (або) теплової енергії, які визначаються виходячи з планованого обсягу відпуску/виробництва електричної та (або) теплової енергії відповідно до річного плану виробництва, питомих норм витрат паливно-енергетичних ресурсів, визначених, затверджених та погоджених в установленому порядку, діючих/планованих цін (тарифів) на паливно-енергетичні ресурси та послуги (витрати) з їх транспортування, тобто з урахуванням усіх планованих логістичних витрат при транспортуванні паливно-енергетичних ресурсів, калорійних еквівалентів, обсягу енергії природного газу, визначених умовами договору, сертифікатами постачальників чи даними базового періоду.</p>	<p>--/--</p> <p>--/--</p>

базового періоду.

Виробники, що здійснюють діяльність з виробництва електричної та теплової енергії у комбінований спосіб, надають розроблені (переглянуті) нормативні енергетичні характеристики устаткування електростанції, у тому числі графіки вихідно-нормативних питомих витрат палива, макет розрахунку нормативних питомих витрат і економії палива на відпущену електричну і теплову енергію, які були виконані відповідно до чинних галузевих нормативних документів, а також висновки про проведену кваліфікованими організаціями в галузі енергетики експертизу здійснених розрахунків питомих витрат умовного палива енергетичного об'єкту (електростанції).

У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна на енергетичне вугілля не може бути врахована вищою, за індикативну ціну вугілля, яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі "European Energy Exchange AG", видання "Coal Trader International" компанії "Platts", видання "Argus Coal Daily International" компанії "Argus Media Ltd" чи інших джерел, на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів, і яка розраховується за формулою

Виробники, що здійснюють діяльність з виробництва електричної та теплової енергії у комбінований спосіб, надають розроблені (переглянуті) нормативні енергетичні характеристики устаткування електростанції, у тому числі графіки вихідно-нормативних питомих витрат палива, макет розрахунку нормативних питомих витрат і економії палива на відпущену електричну і теплову енергію, які були виконані відповідно до чинних галузевих нормативних документів, а також висновки про проведену кваліфікованими організаціями в галузі енергетики експертизу здійснених розрахунків питомих витрат умовного палива енергетичного об'єкту (електростанції).

У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна на енергетичне вугілля не може бути врахована вищою, за середньозважену ціну вугілля, яка розраховується за формулою

$$Ц = (Квит \cdot Цвіт + Кімп \cdot Цімп) / К,$$

грн / т (1)

де Квіт – кількість вугілля вітчизняного видобутку, що передбачена для використання на планований період, т;

Кімп – кількість імпортованого вугілля, що передбачена для використання на планований період, т;

Цвіт – ціна вугілля вітчизняного

--/-

У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна на енергетичне вугілля не може бути врахована вищою, у разі імпортованого вугілля за індикативну ціну вугілля, яка визначається на підставі даних що склалися за останні 6 місяців на енергетичному ринку вугілля Польщі згідно з офіційними даними що публікуються на сайті Біржевий інформаційній платформі Польщі (GPI) <https://gpi.ige.pl/en>, а у разі вітчизняного вугілля на підставі моніторингу цін на енергетичне вугілля на внутрішньому ринку, визначених згідно з даними

<p>$\text{Ц} = \text{Ц}_{\text{вн}} + \text{Ц}_{\text{вт}}, \text{ грн / т}, (1)$</p> <p>де $\text{Ц}_{\text{вн}}$ - індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі "European Energy Exchange AG", видання "Coal Trader International" компанії "Platts", видання "Argus Coal Daily International" компанії "Argus Media Ltd" чи інших джерел, на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів, і яка розраховується з урахуванням середньозваженого курсу на міжбанківському ринку (на час встановлення офіційного курсу гривні), оприлюдненого на офіційному веб-сайті Національного банку України на дату проведення розрахунку, грн/т;</p> <p>$\text{Ц}_{\text{вт}}$ - гранична ціна транспортування вугілля, яка визначається за формулою;</p> <p>$\text{Ц}_{\text{вт}} = \text{Ц}_{\text{фр}} + \text{Ц}_{\text{пер}} + \text{Ц}_{\text{зл}}, \text{ грн/т}, (2)$</p> <p>де $\text{Ц}_{\text{фр}}$ - середня вартість доставки вугілля з портів Амстердам - Роттердам - Антверпен до українського порту за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, та яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у відповідних друкованих виданнях, грн/т;</p> <p>$\text{Ц}_{\text{пер}}$ - середня вартість транспортування вугілля із судна на склади українських портів за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, та яка формується на</p>	<p>видобутку на плановий період, грн/т; $\text{Ц}_{\text{мп}}$ – ціна імпортованого вугілля на плановий період, грн/т; K – загальна кількість вугілля, що передбачена для використання на планований період, т.</p> <p>Ціна вугілля вітчизняного видобутку розраховується за формулою</p> <p>$\text{Ц}_{\text{вт}} = \text{Ц}_{\text{вн}} + \text{Ц}_{\text{вт}} \text{ зл}, \text{ грн / т} (2)$</p> <p>де $\text{Ц}_{\text{вн}}$ – індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі «European Energy Exchange AG», видання «Coal Trader International» компанії «Platts», видання «Argus Coal Daily International» компанії «Argus Media Ltd» чи інших джерел, на 6 наступних місяців, що йдуть за місяцем встановлення тарифів, і яка розраховується з урахуванням офіційного курсу гривні щодо іноземних валют, оприлюдненого на офіційному веб-сайті Національного банку України, грн/т;</p> <p>$\text{Ц}_{\text{вт}} \text{ зл}$ – вартість транспортування вугілля залізничним транспортом територією України, розрахована на основі даних за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, за даними форми 4а-НКРЕКП-виробництво електричної та теплової енергії (місячна) (з урахуванням витрат на транспортування) та з урахуванням прогнозу її зростання у розрахунковому періоді, наданого акціонерним товариством «Українська</p>	<p>Мінерговугілля на підставі постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу цін на вугільну продукцію» від 18 січня 2012 р. № 78.</p> <p>Визначається середньозважена ціна на річний об'єм постачання вугілля, підтвердженими діючими контрактами або комерційними пропозиціями.</p> <p>$\text{Ц} = \text{Ц}_{\text{вн}} + \text{Ц}_{\text{вт}}, \text{ грн/т}, (1)$</p> <p>де $\text{Ц}_{\text{вн}}$ - індикативна ціна вугілля, яка визначається на підставі даних що склалися за останні 6 місяців на енергетичному ринку вугілля Польщі згідно з офіційними даними що публікуються на сайті Біржевої інформаційної платформи Польщі (GPI) https://gpi.tge.pl/en та або згідно з даними Мінерговугілля на підставі постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу цін на вугільну продукцію» від 18 січня 2012 р. № 78;</p> <p>$\text{Ц}_{\text{вт}}$ - гранична ціна транспортування вугілля, яка визначається за формулою:</p> <p>$\text{Ц}_{\text{вт}} = \text{Ц}_{\text{фр}} + \text{Ц}_{\text{пер}} + \text{Ц}_{\text{зл}}, \text{ грн/т}, (2)$</p> <p>де $\text{Ц}_{\text{фр}}$ - середня вартість доставки вугілля із вугледобувних шахт до українського кордону, та яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у</p>
--	--	---

<p>підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у відповідних друкованих виданнях, грн/т;</p> <p>Цзл - вартість транспортування вугілля залізничним транспортом територією України, розрахована на основі даних за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, за даними форми 4а-НКРЕКП виробництво електричної та теплової енергії (місячна) (з урахуванням витрат на транспортування) та з урахуванням прогнозу її зростання у розрахунковому періоді, наданого публічним акціонерним товариством "Українська залізниця", грн/т.</p>	<p>залізниця», грн/т.</p> <p>Ціна імпортованого вугілля розраховується за формулою</p> $\text{Цімп} = \text{Цінд} + \text{Цвіт зл} + \text{Цдос зл} + \text{Цпер, грн / т (3)}$ <p>де Цдос зл – середньозважена ціна доставки імпортованого вугілля залізничним транспортом з портів доставки та (або) з місць видобутку вугілля до кордону України, що визначається на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або фактичних даних за попередні періоди або визначені умовами чинних договорів на постачання вугільної продукції, грн/т;</p> <p>Цпер – середньозважена ціна перевантаження імпортованого вугілля, що визначається на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або фактичних даних за попередні періоди або визначені умовами чинних договорів на постачання вугільної продукції, грн/т.</p>	<p>відповідних друкованих виданнях, або на підставі фактичних даних за попередні періоди поставки вугілля або на підставі комерційної пропозиції від іноземних постачальників, грн/т;</p> <p>де Ц^{пер} - середня вартість переміщення вугілля із іноземних вагонів вузької колії в вагони широкої колії, яка формується на підставі даних, отриманих від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або на підставі даних, що публікуються у відповідних друкованих виданнях, або на підставі фактичних даних за попередні періоди поставки вугілля або на підставі комерційної пропозиції від іноземних постачальників, грн/т;</p>
<p>Ціни на енергетичне вугілля коригуються відповідно до показників теплової здатності (калорійності), а також з урахуванням якісних характеристик енергетичного вугілля (вмісту сірки, золи, вологи), при цьому базовими характеристиками енергетичного вугілля вважаються: 6000 ккал/кг на робочу масу,</p>	<p>Ціни на енергетичне вугілля коригуються відповідно до показників теплової здатності (калорійності), а також з урахуванням якісних характеристик енергетичного вугілля (вмісту сірки, золи, вологи), при цьому базовими характеристиками енергетичного вугілля вважаються: 6000 ккал/кг на робочу масу,</p>	<p>де Ц^{на} - середня вартість транспортування вугілля залізничним транспортом територією України, розрахована на основі даних за 12 місяців, що передують місяцю встановлення тарифів, за даними форми 1-НКРЕ (з урахуванням витрат на транспортування) та з урахуванням прогнозу її зростання у розрахунковому періоді, наданого публічним акціонерним товариством «Українська залізниця», грн/т.</p>

<p>вміст сірки - до 1 % на робочу масу, вміст золи - до 16 % на робочу масу, вміст вологі - до 14 % на робочу масу. При використанні енергетичного вугілля з калорійністю, вищою від базової характеристики, або з вмістом сірки, нижчим від базової характеристики, коригування ціни не здійснюється.</p>	<p>вміст сірки – до 1 % на робочу масу, вміст золи – до 16 % на робочу масу, вміст вологі – до 14 % на робочу масу. При використанні енергетичного вугілля з калорійністю, вищою від базової характеристики, або з вмістом сірки, нижчим від базової характеристики, коригування ціни не здійснюється.</p>
<p>У разі відсутності відповідних даних від державних органів виконавчої влади, відповідальних за моніторинг цін, або відсутності даних у відповідних друкованих виданнях стосовно середньої вартості доставки вугілля з портів Амстердам - Роттердам - Антверпен до українського порту та (або) середньої вартості транспортування вугілля із судна на склади українських портів для розрахунку граничної ціни транспортування вугілля морським транспортом НКРЕКП застосовуються наявні дані за минулі періоди з урахуванням індексів інфляції у країнах Європейського Союзу, що визначені за даними Статистичної служби Європейського союзу (Eurostat).</p>	<p>У разі відсутності підтверджуючих матеріалів та відповідних обґрунтувань щодо вартості доставки та перевантаження імпортованого вугілля, НКРЕКП не застосовує зазначені витрати для розрахунку ціни вугілля.</p>
<p>Коригування ціни на енергетичне вугілля при використанні вугілля з характеристиками, що відмінні від базових, здійснюється за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{він кор}} = \text{Ц}^{\text{він}} \cdot [1 - (\text{Ц}^{\text{cal}} + \text{Ц}^{\text{Sr}} < 1,5 \% + \text{Ц}^{\text{Sr}} > 1,5 \%), \text{ грн/т}, (3)]$ <p>де Ц^{cal} - знижка до ціни енергетичного</p>	<p>Коригування ціни на енергетичне вугілля при використанні вугілля з характеристиками, що відмінні від базових, здійснюється за формулою</p> $\text{Ц}^{\text{він кор}} = \text{Ц}^{\text{він}} \cdot [1 - (\text{Ц}^{\text{cal}} + \text{Ц}^{\text{Sr}} < 1,5 \% + \text{Ц}^{\text{Sr}} > 1,5 \%), \text{ грн/т}, (4)]$ <p>де Ц^{cal} – знижка до ціни енергетичного</p>

<p>вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з калорійністю, нижчою за 6000 ккал/кг на роботу масу, яка визначається за формулою</p> $Ц_{cal} = 1 - Q_{ir}/6000, \%, (4)$ <p>де Q_{ir} - нижча робоча теплота згоряння палива, ккал/кг;</p> <p>$Ц_{Sr} < 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на роботу масу від 1 % до 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $Ц_{Sr} = Sr - 1 \%, \%, (5)$ <p>де Sr - вміст сірки в паливі на роботу масу, %;</p> <p>$Ц_{Sr} > 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на роботу масу понад 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $Ц_{Sr} = (Sr - 1 \%) + ((Sr - 1,5 \%) \cdot 10), \%. (6)$	<p>вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з калорійністю, нижчою за 6000 ккал/кг на роботу масу, яка визначається за формулою</p> $Ц_{cal} = 1 - Q_{ir}/6000, \%, (5)$ <p>де Q_{ir} - нижча робоча теплота згоряння палива, ккал/кг;</p> <p>$Ц_{Sr} < 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на роботу масу від 1 % до 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $Ц_{Sr} = Sr - 1 \%, \%, (6)$ <p>де Sr - вміст сірки в паливі на роботу масу, %;</p> <p>$Ц_{Sr} > 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на роботу масу понад 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $Ц_{Sr} = (Sr - 1 \%) + ((Sr - 1,5 \%) \cdot 10), \%. (7)$
<p>вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з калорійністю, нижчою за 6000 ккал/кг на роботу масу, яка визначається за формулою</p> $Ц_{cal} = 1 - Q_{ir}/6000, \%, (4)$ <p>де Q_{ir} - нижча робоча теплота згоряння палива, ккал/кг;</p> <p>$Ц_{Sr} < 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на роботу масу від 1 % до 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $Ц_{Sr} = Sr - 1 \%, \%, (5)$ <p>де Sr - вміст сірки в паливі на роботу масу, %;</p> <p>$Ц_{Sr} > 1,5 \%$ - знижка до ціни енергетичного вугілля в разі планування використання енергетичного вугілля з вмістом сірки на роботу масу понад 1,5 %, яка визначається за формулою</p> $Ц_{Sr} = (Sr - 1 \%) + ((Sr - 1,5 \%) \cdot 10), \%. (6)$	<p>Вартість природного газу враховується на підставі моніторингу та аналізу цін на ринку природного газу, який здійснюється НКРЕКП, та з урахуванням індикативної вартості природного газу, а також з урахуванням обсягів та умов виконання спеціальних обов'язків, покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу, відповідно до Закону</p> <p>Вартість природного газу враховується на підставі моніторингу та аналізу цін на ринку природного газу, який здійснюється НКРЕКП, та з урахуванням індикативної вартості природного газу, а також з урахуванням обсягів та умов виконання спеціальних обов'язків, покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу, відповідно до Закону</p>

<p>України "Про ринок природного газу".</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна природного газу не може бути врахована вищою за ціну природного газу, визначену на рівні імпортного паритету на 2 наступних квартали, що йдуть за місяцем кварталу, в якому встановлюються тарифи, та розраховану за формулою</p> $\text{Ціп} = \{(\text{Ц}_{\text{NCG}} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{Євро/дол США}}) + (\text{С}_{\text{ф}} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{Євро/дол США}}) + (\text{ТВімп} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{Євро/дол США}}) + \text{ТвхГТС}\} \times \text{К}_{\text{дол. США, грн за 1000 куб. м, (7)}}$ <p>де Ціп - ціна газу на рівні імпортного паритету (без урахування податку на додану вартість), грн за 1000 куб. м;</p> <p>Ц_{NCG} - індикативна ціна природного газу на німецькому газовому хабі (NCG), яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі "European Energy Exchange AG", видання "Platts European Gas Daily" компанії "Platts", видання "Argus European Natural Gas" компанії "Argus Media Ltd" чи інших джерел, євро/MBт-год;</p> <p>K_{GCV} - коефіцієнт, який відображає співвідношення одиниць енергії (MBт-год) та</p>	<p>ринку природного газу, відповідно до Закону України «Про ринок природного газу».</p> <p>У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціна природного газу не може бути врахована вищою за ціну природного газу, визначену на рівні імпортного паритету на 2 наступних квартали, що йдуть за місяцем кварталу, в якому встановлюються тарифи, та розраховану за формулою</p> $\text{Ціп} = \{(\text{Ц}_{\text{NCG}} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{Євро/дол США}}) + (\text{С}_{\text{ф}} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{Євро/дол США}}) + (\text{ТВімп} \times \text{K}_{\text{GCV}} \times \text{K}_{\text{Євро/дол США}}) + \text{ТвхГТС}\} \times \text{К}_{\text{дол. США, грн за 1000 куб. м, (8)}}$ <p>де Ціп – ціна газу на рівні імпортного паритету (без урахування податку на додану вартість), грн за 1000 куб. м;</p> <p>Ц_{NCG} – індикативна ціна природного газу на німецькому газовому хабі (NCG), яка визначається на підставі середніх цін ф'ючерсних котирувань, визначених згідно з даними європейської енергетичної біржі «European Energy Exchange AG», видання «Platts European Gas Daily» компанії «Platts», видання «Argus European Natural Gas» компанії «Argus Media Ltd» чи інших джерел, євро/MBт-год;</p> <p>K_{GCV} – коефіцієнт, який відображає співвідношення одиниць енергії (MBт-год)</p>
---	--

об'єму (1000 куб. м) і визначається відповідно до інформації, наведеної на офіційному веб-сайті оператора газотранспортної системи Словаччини компанії "Eustream, a. s.", середнє значення за 12 місяців, що передують місяцю, в якому встановлюються тарифи;	та об'єму (1000 куб. м) і визначається відповідно до інформації, наведеної на офіційному веб-сайті оператора газотранспортної системи Словаччини компанії «Eustream, a. s.», середнє значення за 12 місяців, що передують місяцю, в якому встановлюються тарифи;
<p>$K_{\text{евро/дол. США}}$ - курс евро до долара США, за даними агентства "Bloomberg", дол. США за 1 евро на дату встановлення тарифів;</p> <p>Сф - сумарна вартість транспортування природного газу від німецького газового хабу (NCG) до віртуальної торгової точки на території Словаччини, розрахована на підставі діючих тарифів Німеччини, Чехії та Словаччини, евро/МВт·год;</p> <p>ТВімп - вартість транспортування природного газу від віртуальної торгової точки на території Словаччини до західного кордону України (вартість "виходу" з газотранспортної системи Словаччини), розрахована на основі діючих тарифів для пункту виходу зі Словаччини в Україну, враховуючи технологічну складову та (або) інші стягнення, запроваджені національним регулятором і діючі на дату встановлення тарифів, евро/МВт·год;</p> <p>$T_{\text{вхГТС}}$ - тариф на послуги з транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу в газотранспортну систему України, установлений НКРЕКП (без урахування податку на додану вартість), дол. США/1000</p>	<p>$K_{\text{евро/дол. США}}$ - курс евро до долара США, за даними агентства «Bloomberg», дол. США за 1 евро на дату встановлення тарифів;</p> <p>Сф - сумарна вартість транспортування природного газу від німецького газового хабу (NCG) до віртуальної торгової точки на території Словаччини, розрахована на підставі діючих тарифів Німеччини, Чехії та Словаччини, евро/МВт·год;</p> <p>ТВімп - вартість транспортування природного газу від віртуальної торгової точки на території Словаччини до західного кордону України (вартість «виходу» з газотранспортної системи Словаччини), розрахована на основі діючих тарифів для пункту виходу зі Словаччини в Україну, враховуючи технологічну складову та (або) інші стягнення, запроваджені національним регулятором і діючі на дату встановлення тарифів, евро/МВт·год;</p> <p>$T_{\text{вхГТС}}$ - тариф на послуги з транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу в газотранспортну систему України, установлений НКРЕКП (без урахування податку на додану вартість), дол. США/1000</p>

<p>куб. м;</p> <p>К дол. США - середньозважений курс міжбанківському ринку, оприлюднений на офіційному веб-сайті Національного банку України на дату проведення розрахунку, грн за 1 дол. США.</p> <p>У разі закупівлі ліцензіатом природного газу у суб'єктів ринку природного газу, на яких постановою Кабінету Міністрів України покладені спеціальні обов'язки для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу, у розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціни на природний газ ураховуються на рівні, визначеному відповідною постановою Кабінету Міністрів України.</p>	<p>куб. м;</p> <p>Кдол. США – середньозважений курс на міжбанківському ринку, оприлюднений на офіційному веб-сайті Національного банку України на дату проведення розрахунку, грн за 1 дол. США.</p> <p>У разі закупівлі ліцензіатом природного газу у суб'єктів ринку природного газу, на яких постановою Кабінету Міністрів України покладені спеціальні обов'язки для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу, у розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ціни на природний газ ураховуються на рівні, визначеному відповідною постановою Кабінету Міністрів України.</p>	
<p>Вартість транспортування природного газу територією України враховується НКРЕКП згідно зі встановленими тарифами на послуги транспортування природного газу.</p> <p>Вартість інших видів паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії, враховується відповідно до укладених договорів/контрактів на закупівлю таких паливно-енергетичних ресурсів, калкуляцій вартості зазначених паливно-енергетичних ресурсів, але не вище від цін на них, які склалися на ринку України на дату розрахунку тарифів на відпуск</p>	<p>Вартість транспортування природного газу територією України враховується НКРЕКП згідно зі встановленими тарифами на послуги транспортування природного газу.</p> <p>Вартість інших видів паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії, враховується відповідно до укладених договорів/контрактів на закупівлю таких паливно-енергетичних ресурсів, калкуляцій вартості зазначених паливно-енергетичних ресурсів, але не вище від цін на них, які склалися на ринку України на</p>	

<p>електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p>	<p>дату розрахунку тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p>
<p>У розрахунках тарифів можуть ураховуватися ціни на паливно-енергетичні ресурси та (або) ціни на послуги (витрати) з транспортування паливно-енергетичних ресурсів, що затверджуються, встановлюються чи оприлюднюються державними органами влади відповідно до чинного законодавства України.</p>	<p>У розрахунках тарифів можуть ураховуватися ціни на паливно-енергетичні ресурси та (або) ціни на послуги (витрати) з транспортування паливно-енергетичних ресурсів, що затверджуються, встановлюються чи оприлюднюються державними органами влади відповідно до чинного законодавства України.</p>
<p>За результатами моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг, що здійснюється НКРЕКП щоквартально, НКРЕКП може прийняти рішення щодо зміни цін на паливно-енергетичні ресурси у структурі тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p>	<p>За результатами моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг, що здійснюється НКРЕКП щоквартально, НКРЕКП може прийняти рішення щодо зміни цін на паливно-енергетичні ресурси у структурі тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії.</p>
<p>При формуванні, розрахунку та встановленні тарифів на відпуск електричної та (або) виробництво теплової енергії витрати на паливо та структура використання палива (у разі використання декількох видів палива при виробництві електричної та теплової енергії) враховуються на підставі аналізу фактичних даних за попередні періоди (як правило за 5 років) виходячи з особливостей роботи генеруючого обладнання та устаткування конкретного ліцензіата, режимів роботи генеруючого обладнання та устаткування, можливості використання паливно-енергетичних ресурсів з найменшою вартістю, технічного стану чи технічної можливості роботи</p>	<p>При формуванні, розрахунку та встановленні тарифів на відпуск електричної та (або) виробництво теплової енергії витрати на паливо та структура використання палива (у разі використання декількох видів палива при виробництві електричної та теплової енергії) враховуються на підставі аналізу фактичних даних за попередні періоди (як правило за 5 років) виходячи з особливостей роботи генеруючого обладнання та устаткування конкретного ліцензіата, режимів роботи генеруючого обладнання та устаткування, можливості використання паливно-енергетичних ресурсів з найменшою</p>

<p>генеруючого обладнання та устаткування (значення максимального та мінімального навантажень котлів і турбін, характер добового графіка зміни навантаження, старіння устаткування, освоєння введенного устаткування, структура і якість спалюваного палива, температура зовнішнього повітря, температура охолоджувальної води на вході в конденсатори турбін тощо), а також інших зовнішніх факторів.</p>	<p>вартістю, технічного стану чи технічної можливості роботи генеруючого обладнання та устаткування (значення максимального та мінімального навантажень котлів і турбін, характер добового графіка зміни навантаження, старіння устаткування, освоєння введенного устаткування, структура і якість спалюваного палива, температура зовнішнього повітря, температура охолоджувальної води на вході в конденсатори турбін тощо), а також інших зовнішніх факторів.</p>	<p>Ліцензіати, які використовують декілька видів палива при виробництві електричної та теплової енергії, при формуванні та розрахунку тарифів надають підтверджуючі матеріали щодо структури використання палива. При встановленні тарифів на відпуск електричної енергії та теплової енергії структура використання палива між видами розподіляється пропорційно витратам умовного палива на електричної енергії та на виробництво теплової енергії, але з урахуванням усіх обставин та факторів, що викладені у цьому підпункті;</p>	<p>Ліцензіати, які використовують декілька видів палива при виробництві електричної та теплової енергії, при формуванні та розрахунку тарифів надають підтверджуючі матеріали щодо структури використання палива. При встановленні тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії структура використання палива між видами виробництва, як правило, розподіляється пропорційно витратам умовного палива на виробництво електричної енергії та на виробництво теплової енергії, але з урахуванням усіх обставин та факторів, що викладені у цьому підпункті.</p>	<p>ВИДАЛИТИ</p>	<p>Алгоритм розрахунку даного коефіцієнту є таким, що не відповідає основним методологічним принципам оцінки ефективності когенераційної установки відповідно до діючого законодавства і не сприяє в реалізації основних заходів, в частині</p>
--	--	--	---	------------------------	---

	<p>$b_{те} = 1 / (7000 \cdot k) \cdot 10^6$, кг/Гкал, (9) де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;</p> <p>к – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузових норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»</p>	стимулювання енергоефективності виробництва електричної та теплової енергії в комбінованому режимі.
4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає:	<p>4.1. Для встановлення тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії ліцензіат подає...</p> <p>Доповнити</p> <p>23) укладені договори/контракти на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, що використовуються як джерела енергії;</p> <p>24) річний план виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, надання послуг з постачання теплової енергії та постачання гарячої води на планованій період, погоджений місцевими органами влади.</p>	
4. Процедура встановлення та зміни тарифів		

Голова правління ПРАТ «Черкаське хімволокно»



В.В. Олексенко

Розрахунок ефективності процесу когенерації

I. Розрахунок ефективності процесу когенерації

Розрахунок, згідно проекту «МЕТОДИКИ визначення ефективності процесу когенерації», розробленої Державним агенством з енергоефективності та енергозбереження України, виконується за період з Червня 2022р. по Травень 2023р. Потоки енергії на вході та виході когенераційної установки:

1. Виробництво теплової енергії споживачу $H_1 = 0$ ГВт*год;
2. Виробництво теплової енергії споживачу $H_2 = 718,770$ ГВт*год;
3. Споживання палива складає $F_{\text{заг}} = 2\,176,653$ ГВт*год
4. Споживання газового палива складає $F_{\text{заг газ}} = 368,259$ ГВт*год
5. Споживання вугільного палива складає $F_{\text{заг вугілля}} = 1\,808,394$ ГВт*год
6. Виробництво електроенергії складає $E_{\text{заг}} = 512,580$ ГВт*год.

1. Визначаємо обсяг виробленої некомбінованої корисної теплової енергії та енергії палива, що використовується для її виробництва.

Некомбінована корисна теплова енергія:

$$H_{\text{неког}} = H_{\text{редуц}} = 0 \text{ МВт*год}$$

Енергія палива для виробництва некомбінованої корисної теплової енергії:

$$F_{\text{неког}} = F_{\text{редуц}} = H_{\text{неког}} / \eta_{\text{Ref-H}} = 0 / 0,88 = 0 \text{ МВт*год}$$

Обсяг корисної теплової енергії, вироблений когенераційною установкою:

$$H_{\text{ког}} = H_2 = 718\,770 \text{ МВт*год}$$

Енергія палива для виробництва електроенергії та комбінованої корисної теплової енергії:

$$F_{\text{осн}} = F_{\text{заг}} - F_{\text{неког.теп}} = 2\,176\,653 - 0 = 2\,176\,653 \text{ МВт*год}$$

2. Визначення загальної ефективності когенераційної установки

$$\eta_{\text{заг}} = (E_{\text{заг}} + H_{\text{ког}}) / (F_{\text{осн}} - F_{\text{неког.теп}}) = (512,580 \text{ ГВт*год} + 718,770 \text{ ГВт*год}) / (2\,176,653 \text{ ГВт*год} - 0 \text{ ГВт*год}) = 56,57 \% \leq 80 \%$$

3. Визначення ефективності виробництва електричної енергії некогогенераційної частини.

Коефіцієнт втрати потужності через термодинамічну ефективність:

$$\beta = \eta_{\text{т}} * \beta_0 = 0,826 * 0,173 = 0,143$$

$$\eta_{\text{т}} = 0,561 + 0,156 * \text{Log}_{10} N = 0,561 + 0,156 * \text{Log}_{10} 50 = 0,826$$

$$\beta_0 = \text{Log}_{10}(A * p^m) = \text{Log}_{10}(1,33 * 2,5^{0,123}) = 0,173$$

Ефективність виробництва електричної енергії некогогенераційної частини для когенераційних установок з регульованого відбору:

$$\eta_{\text{неког.ел.}} = (E_{\text{заг}} + \beta * H_{\text{ког}}) / F_{\text{осн}} = (512,850 + 0,143 * 718,770) / 2\,176,653 = 0,2827 = 28,27\%$$

4. Співвідношення між електричною та тепловою енергією:

$$C_{\text{ког.з конд.пари}} = (\eta_{\text{неког.ел.}} - \beta * \eta_0) / (\eta_0 - \eta_{\text{неког.ел.}}) = (0,2827 - 0,143 * 0,8) / (0,8 - 0,2827) = 0,3253$$

5. Обсяг електроенергії виробленої когенераційною частиною:

$$E_{\text{ког}} = C_{\text{ког.з конд.пари}} * H_{\text{ког}} = 0,3253 * 718,770 = 233,816 \text{ ГВт*год}$$

6. Визначення обсягу електроенергії виробленої некогенераційною частиною:

$$E_{\text{неког}} = E_{\text{заг}} - E_{\text{ког}} = 512,580 - 233,816 = 278,764 \text{ ГВт*год}$$

7. Обсяг палива витрачений на електроенергію, вироблену некогенераційною частиною:

$$F_{\text{неког.ел}} = E_{\text{неког}} / \eta_{\text{неког.ел.}} = 278,764 / 0,2827 = 986,077 \text{ МВт*год}$$

8. Обсяг палива, що забезпечує виробництво електричної та корисної теплової енергії когенераційною частиною:

$$F_{\text{ког}} = F_{\text{осн}} - F_{\text{неког.ел}} = 2\,176,653 - 986,077 = 1\,190,576 \text{ МВт*год}$$

Порівняння характеристик реальної когенераційної установки та віртуальної.

	Фактичні показники установки ГВт*год	Пок. вірт.установки		
		Коген. част. ГВт*год	Некоген. част. тепл.ен. ГВт*год	Некоген. част. ел.ен ГВт*год
Теплова ен.	718,770	718,770	0	-
Електр. ен.	512,580	233,816	-	278,764
Паливо	2 176,653	1 190,576	0	986,077

9. Дані ТЕЦ:

1	Місце розташув.	м.Черкаси
2	Рік введення в експлуатацію	1961
3	Напруга підключення	110 кВ
4	Власне споживання електроенергії	20,9%
5	Відпуск електроенергії в мережу	79,1%
6	Вид палива	Вугілля, газ
7	Призначення теплової енергії	Виробництво гарячої води

10.Ефективність комбінованого виробництва електричної енергії

$$\eta_{\text{ког.ел.}} = E_{\text{ког}} / F_{\text{ког}} = 233,816 \text{ ГВт*год} / 1\,190,576 \text{ ГВт*год} = 19,64\%$$

11.Ефективність виробництва корисної теплової енергії

$$\eta_{\text{ког.тепл.}} = H_{\text{ког}} / F_{\text{ког}} = 718,770 \text{ ГВт*год} / 1\,190,576 \text{ ГВт*год} = 60,37\%$$

Еталонне значення ефективності для окремого виробництва електричної енергії з урахуванням кліматичних втрат палива та витрат на власні потреби:

$$\eta_{\text{Ref-e}} = (\eta_{\text{Ref-e}} + (15 - T) * 0,1) * (E_1 * K_1 + E_2 * K_2) = (44,2 + (15 - 7) * 0,1) * (0,209 * 0,951 + 0,791 * 0,963) = 43,22 \%$$

12.Економія первинної енергії:

$$PES = (1 - 1 / ((\eta_{\text{ког.тепл.}} / \eta_{\text{Ref-нсп}}) + (\eta_{\text{ког.ел.}} / \eta_{\text{Ref-Есрк}}))) * 100 = (1 - 1 / ((60,37 / 88,00) + (19,64 / 43,22))) * 100 = 12,31 \%;$$

Оскільки отриманий результат економії первинної енергії **PES=12,31≥10%**, когенераційна установка відповідає умовам вискоефективної когенерації.

Голова правління

ПРАТ «Черкаське хімволокно»



В.В. Олексенко

Стислий опис когенераційної установки Черкаської ТЕЦ

Загальні технічні характеристики ТЕЦ

Черкаська ТЕЦ має дві черги:

Перша черга, потужністю 50 МВт.

Склад основного обладнання першої черги:

чотири парових котлоагрегати ПК-19-2;

два турбоагрегати – ВПТ-25-4 та ПР-25-90/10/0,9.

Друга черга, потужністю 150 МВт.

Склад основного обладнання другої черги:

п'ять котлоагрегатів БКЗ-220-110ГЦ;

три турбоагрегати ПТ-50-90;

Встановлена і наявна електрична потужність ТЕЦ складає 200 МВт, теплова потужність 648 Гкал.

Теплова схема ТЕЦ виконана з поперечними зв'язками по парі та живильній воді.

Котлоагрегати

Котельний агрегат ПК-19-2 ст. № 1,2,3,4 Подольського котельного заводу водотрубний, вертикальний, одnobарабанный, із природною циркуляцією та двоступеневим випарюванням, призначений для спалювання твердого палива в пиловидному стані з «сухим» шлаковидаленням.

Спосіб спалювання палива – камерний. Котельний агрегат (головний зразок) введений в експлуатацію в 1959 році передбачав спалювання пісного вугілля марки «П» використовуючи індивідуальну схему пилоприготування з прямим вдуванням без промбункеру. Середньоходові валкові млини працюють під розрідженням, яке створюють млинові вентилятори й подають пило-повітряну суміш у паливню котла.

Технічні характеристики парового котла Еп-110-100-540 (ПК-19-2)

1. Номінальна паропроductивність D, т/годод	110
2. Тиск пари при номінальному навантаженні	
- в барабані, P_b , кгс/см ²	110
- перед головною паровою засувкою, $P_{гп}$, кгс/см ²	100
3. Температура перегрітої пари, $t_{гп}$, °C	520
4. Температура відхідних газів, $T_{вг}$, °C	155
5. Температура живильної води, $T_{жв}$, °C	216
6. Тиск живильної води, $P_{жв}$, кгс/см ²	148÷155

Котли типу БКЗ-220-100 ГЦ ст. № 5÷9 одnobарабанный з природною циркуляцією, мають по два горизонтальних циклонних предтопка, камеру догорання і камеру охолодження. Котли паропроductивність 220 т/год кожний виконані в П-образній компоновці та працюють на високореакційному твердому паливі з рідким шлаковидаленням.

Технічні характеристики котла БКЗ-220-100 ГЦ

1. Номінальна паропроductивність D, т/годод	220
2. Тиск пари при номінальному навантаженні	
- в барабані, P_b , кг/см ²	100

-перед головною паровою засувкою, P_{ss} , кг/см ²	95
3.Температура перегрітої пари, T_{ss} , 0 С	520
4.Температура відхідних газів, T_{ss} , 0 С	160
5.Температура живильної води, T_{fw1} , 0 С	215
6.Тиск живильної води, P_{fw1} , кг/см ²	150

Турбіни

Парова турбіна ст. №1 типу ВПТ-25-4 (ПТ-25-90) має потужність 25 МВт, з конденсацією та двома регулюючими відборами пари:

- виробничим – при тиску 10 кг/см² в кількості 70 т/годоод;
- опалювальним – при тиску 1,2 кг/см² в кількості 53 т/годоод.

Виробник – УТМЗ, зав. № 27024, рік виготовлення – 1961.

Парова турбіна ст.№2 типу ПР-25-90/10/0,9 потужністю 25 МВт:

- з номінальним виробничим відбором с тиском 10 кг/см²;
- з номінальним протитиском 0,9 кг/см².

Виробник – УТМЗ, зав. № 21501, рік виготовлення – 1963.

Обидві турбіни призначені для безпосереднього приводу генератора перемінного струму типу ТВС-30 потужністю 30 МВт.

Парові турбіни ст. №3÷5 типу ПТ-60-90/13/1,2 (перемарковані на ПТ-50-90/13/1,2) ЛМЗ – двоциліндрова, конденсаційна з двома відборами, що регулюються:

- виробничим з тиском 13+- 3 кгс/см²;
- теплофікаційним з тиском 0,7÷2,5 кгс/см²

номінальною потужністю 50 МВт при 3000 об/хв. Призначена для безпосереднього приводу генератора змінного струму ТВФ-60-2.

Тиск свіжої пари перед турбіною – 90 кгс/см², температура – 535 °С.

Турбіна - одновальний двохциліндровий агрегат.

Електротехнічна частина

На теперішній час на Черкаській ТЕЦ установлені п'ять турбоагрегатів з двома генераторами типу ТВС-30 і трьома типу ТВФ-60-2, напругою 6 кВ, дев'ять енергетичних котлів загальною продуктивністю 1540 т/год, водогрійні котли 5: три ПТВМ-100 та два КВГМ-180.

Два генератори типу ТВС-30 підключені до різних секцій головного розподільчого пристрою 6 кВ (далі по тексту ГРП-6 кВ). Три генератори типу ТВФ-60-2 станційні №№ 3, 4 і 5, кожний у блоці із трансформатором потужністю 80 МВА, напругою 6/110 кВ, підключені до шин ЗРП-110 кВ, крім того, генератори №№ 3, 4 мають реактовані відгалуження на шини ГРП-6 кВ. Збудження генераторів виконане по схемі зі збудником машинним постійного струму та автоматичним регулятором (АРВ).

ГРП-6 кВ із реактованими приєднаннями складається з 2-х секцій із секційним реактором і однією системою збірних шин.

Електрична енергія від ТЕЦ видається споживачам по кабельних лініях ГРП-6 кВ і в енергосистему через підвищувальні трансформатори Т-3,4,5 (6кВ

/110кВ) по шести ПЛ 110 кВ: двох ПЛ-110 кВ до ПС «Черкаська-330», двох до ПС «Галявина» і двох до ПС «Хімкомбінат».

Підвищувальні трансформатори: Т-3 типу ТДН-80000/110, Т-4 типу ТДН-80000/110, Т-5 типу ТД-80000/110.

Система теплопостачання

Система теплопостачання міста Черкас приєднана до Черкаської ТЕЦ і Припортової котельні, які працюють сумісно на одну теплову мережу.

Джерела тепла Черкаської ТЕЦ забезпечують споживачів тепла теплоносієм на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання.

З колекторів Черкаської ТЕЦ виходять три тепломагістралі:

- магістраль №6 (ТЕЦ-ЦЕНТР) Ду-800мм, яка забезпечує теплоносієм центр міста і південно-західний район міста;
- магістраль №9 Ду-600мм забезпечує теплоносієм район «Д» і частково споживачів тепла, які раніше були підключені до котельні по вул. Різдвяній;
- магістраль №3 Ду-300мм забезпечує теплоносієм квартал 400.

Загальна довжина теплових мереж, що обслуговуються Черкаською ТЕЦ, в двотрубному вимірюванні складає 50 986 м.

Довжина внутрішньостанційних трубопроводів (в однострубному вимірюванні) – 2991 м.

Голова правління



В.В. Олексенко

Додаток 2
до Порядку проведення кваліфікації
когенераційної установки
(пункт 4)

ТЕХНІЧНА ІНФОРМАЦІЯ
про когенераційну установку, яка експлуатується*

1. Місце розташування когенераційної установки:

Відокремлений підрозділ «Черкаська ТЕЦ» приватного акціонерного товариства «Черкаське хімволокно», місто Черкаси, проспект Хіміків, 76

2. Когенераційна установка _____ на базі:
(назва за наявності)

Енергетичні котли:

I черга котли ст.№1,2,3,4 – ПК-19

II черга котли ст.№5,6,7,8,9 – БКЗ-220-100ГЦ

Парові турбіни:

I черга ТГ ст.№1 – ПТ-25-90/10

ТГ ст.№2 – ПР-25-90-10/0,9

II черга ТГ ст.№3,4,5 – ПТ-50-90/13

Генератори:

I черга ТГ ст.№1 – ТВС-30

ТГ ст.№2 – ТВС-30

II черга ТГ ст.№3,4,5 – ТВФ-60

(назва та тип енергетичного обладнання)

3. Дата введення когенераційної установки в експлуатацію: 02.06.1961р.

4. Функціональна схема когенераційної установки та її стислий опис додаються.

5. Паливо, що використовується когенераційною установкою:

1) у разі використання як основного палива традиційного (органічного) палива за попередні 12 місяців, що передують проведенню кваліфікації когенераційної установки:

Вид палива		вугілля марки Г, ДГ
№ п/п	Назва календарного місяця та рік	Витрата палива, т. у. п
1	Червень 2022 р.	11 616
2	Липень 2022 р.	11 380
3	Серпень 2022 р.	12 839
4	Вересень 2022 р.	11 753
5	Жовтень 2022 р.	13 344
6	Листопад 2022 р.	29 502
7	Грудень 2022 р.	29 421

8	Січень 2023 р.	29 687
9	Лютий 2023 р.	29 482
10	Березень 2023 р.	30 424
11	Квітень 2023 р.	3 904
12	Травень 2023 р.	9 082
Σ	Всього	222 434

2) у разі використання як основного палива скидного енергетичного потенціалу технологічних процесів за попередні 12 місяців, що передують проведенню кваліфікації когенераційної установки:

Джерело енергії		відсутнє
№ п/п	Назва календарного місяця та рік	Використана енергія, ГДж
1		
2		
3		
4		
...		
Σ	Всього	

3) у разі використання додаткового палива:

Вид палива		природний газ
№ п/п	Назва календарного місяця та рік	Витрата палива, т. у. п
1	Червень 2022 р.	133
2	Липень 2022 р.	304
3	Серпень 2022 р.	264
4	Вересень 2022 р.	298
5	Жовтень 2022 р.	1 867
6	Листопад 2022 р.	7 074
7	Грудень 2022 р.	8 969
8	Січень 2023 р.	9 675
9	Лютий 2023 р.	8 466
10	Березень 2023 р.	7 388
11	Квітень 2023 р.	456
12	Травень 2023 р.	403
Σ	Всього	45 297

6. Виробництво і відпуск теплової енергії за попередні 12 місяців, що передують проведенню кваліфікації когенераційної установки:

№ п/п	Назва календарного місяця та рік	Виробництво теплової енергії когенераційною установкою, Гкал	Відпуск теплової енергії когенераційною установкою споживачам, Гкал
1	Червень 2022 р.	13 207	13 207
2	Липень 2022 р.	14 918	14 918
3	Серпень 2022 р.	13 792	13 792
4	Вересень 2022 р.	17 123	17 123
5	Жовтень 2022 р.	28 695	28 695
6	Листопад 2022 р.	91 224	91 224
7	Грудень 2022 р.	106 358	106 358
8	Січень 2023 р.	109 952	109 952
9	Лютий 2023 р.	104 442	104 442
10	Березень 2023 р.	93 910	93 910
11	Квітень 2023 р.	13 988	13 988
12	Травень 2023 р.	10 442	10 442
Σ	Всього	618 031	618 031

7. Виробництво і відпуск електричної енергії за попередні 12 місяців, що передують проведенню кваліфікації когенераційної установки:

№ п/п	Назва календарного місяця та рік	Виробництво електроенергії когенераційною установкою, млн кВт·год	Відпуск електроенергії когенераційною установкою споживачам, млн кВт·год
1	Червень 2022 р.	22 596	17,122
2	Липень 2022 р.	22,846	16,929
3	Серпень 2022 р.	26,621	20,798
4	Вересень 2022 р.	23,670	17,993
5	Жовтень 2022 р.	29,057	21,699
6	Листопад 2022 р.	77,785	63,833
7	Грудень 2022 р.	80,003	64,375
8	Січень 2023 р.	69,349	55,779
9	Лютий 2023 р.	66,859	53,873
10	Березень 2023 р.	69,171	54,707
11	Квітень 2023 р.	8,175	5,991
12	Травень 2023 р.	16,448	12,225
Σ	Всього	512,580	405,324

7. Установлена потужність та ККД когенераційної установки:

Потужність електрична, кВт	ККД електричний, %	Потужність теплова, кВт	ККД тепловий, %	Коефіцієнт використання теплоти палива загальний**, %
200 000	18,60	1 521 204	32,97	51,57

8. Питомі витрати умовного палива:

На відпущену теплоенергію, кг умовного палива/Гкал	На відпущену електроенергію, г умовного палива/кВт·год
302,1	199,9

9. Собівартість виробництва:

1 Гкал теплоенергії, грн	1 кВт·год електроенергії, грн
1 868,57	1,62

Власник (користувач) когенераційної установки або уповноважена ним особа

Голова правління
ПРАТ «Черкаське хімволокно»
(посада)

(дата)



Віктор ОЛЕКСЕНКО
(ім'я та прізвище)

* Кваліфікація когенераційної установки здійснюється за фактичними показниками експлуатації когенераційної установки за попередні 12 місяців.

До технічної інформації про когенераційну установку додаються завірені власником (користувачем) когенераційної установки або уповноваженою особою копії режимних карт, складені за результатами режимно-налагоджувальних робіт та випробувань когенераційної установки на експлуатаційних режимах.

Розрахунок коефіцієнта використання теплоти палива додається до технічної інформації про когенераційну установку.

** Коефіцієнт використання теплоти палива - це відношення суми обсягів відпущеної електричної та теплової енергії, яка вироблена когенераційною установкою, до енергії використаного основного та додаткового палива, розраховується за формулою (1).

$$КВТП = (E + Q_T) / Q_P \quad (1)$$

де E - обсяг відпущеної електричної енергії споживачам;

Q_T - обсяг відпущеної теплової енергії споживачам;

Q_P - енергія витраченого основного та додаткового палива;

Q_P - енергія витраченого палива розраховується за формулою (2).

$$Q_P = B \cdot Q_H^P \quad (2)$$

де B - витрата основного та додаткового палива за попередні 12 місяців, що передують проведенню кваліфікації когенераційної установки;

Q_H^P - нижча питома теплота згорання палива.



№ _____

РОЗРАХУНОК

коефіцієнта використання теплоти палива

Коефіцієнт використання теплоти палива (КВТП) – це відношення електричної і теплової енергії, яка вироблена когенераційною установкою, до енергії витраченого палива в одиницях потужності, що розраховується за формулою:

$$\text{КВТП} = (N_E + Q_P) / Q, \text{ де}$$

N_E – корисна потужність установки, яка дорівнює електричній потужності на клеммах генератора за відрахуванням електричної потужності, яка використовується на власні потреби;

Q_P – корисна теплова потужність, що передається споживачу;

Q – теплова потужність палива, яке спалюється.

Вихідні дані:

$$N_E = 405\,324 / 1,163 = 348,5 \text{ тис.Гкал}$$

$$Q_P = 618,0 \text{ тис.Гкал}$$

$$Q = 267\,731 \times 7 = 1\,874,1 \text{ тис.Гкал}$$

$$\text{КВТП} = (348,5 + 618,0) / 1\,874,1 = 0,5157$$

Голова правління
ПРАТ «Черкаське хімволокно»

В.В. Олексенко



ПОГОДЖЕНО

Директор департаменту «ОРГРЕС-ЛВВІВ»

ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

М.В. Клуб

2021р.



Головний інженер ЧЕРКАСЬКОЇ ТЕЦ

В.С. Слюсаров

2021р.

РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА БКЗ-220-110ГЦ (з живильною водою та повітрям)

№ п/п	Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Значення параметрів				
				82%	86%	91%	95%	100%
ПАРА	Паропроductивність	$D_{\text{пл}}$	т/год	180	190	200	210	220
	Теплопродуктивність	$Q_{\text{к.бр}}$	Гкал/год	112	119	126	132	137
	Тиск перегрітої пари	$P_{\text{пл}}$	кгс/см ²	100				
	Тиск пари в барабані котла	$P_{\text{б}}$	кгс/см ²	110				
	Температура перегрітої пари	$t_{\text{пл}}$	°C	520				
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск живильної води	$P_{\text{ж.в.}}$	кгс/см ²	135 ÷ 140				
	Температура живильної води	$t_{\text{ж.в.}}$	°C	226				
	Величина безперервної продувки	$D_{\text{пр}}$	т/год	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
ПОВІТРЯ	Температура повітря за калориферами	$t'_{\text{вф}}$	°C	60				
	Температура повітря за повітропідігрівником	$t'_{\text{п.п. II ст.}}$	°C	300	310	320	330	340
	Тиск в загальному коробі перед повітропідігрівником	$P'_{\text{п.п. I ст.}}$	кгс/м ²	320	345	370	395	420
	Опір повітропідігрівника	$\Delta P_{\text{п.п.}}$	кгс/м ²	120	125	130	135	140
	Перепад первинного повітря	$\Delta P_{\text{перв.}}$	кгс/м ²	71	74	77	79	82
	Перепад вторинного повітря	$\Delta P_{\text{втор.}}$	кгс/м ²	31	35	39	43	47
	Перепад третинного повітря	$\Delta P_{\text{тр.}}$	кгс/м ²	26	28	30	33	36
	Розрідження в топці	$S_{\text{т}}$	кгс/м ²	2 ÷ 3				
ДИМОВІ ГАЗИ	Температура газів в поворотній камері	$T_{\text{п.к.}}$	°C	574	596	615	649	657
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	$T'_{\text{п.п. I ст.}}$	°C	119	123	125	130	138
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	$O_2^{\text{ржк}}$	%	4,4	4,1	3,8	3,5	3,1
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	$\alpha_{\text{ржк}}$	-	1,26	1,24	1,22	1,20	1,17
	Вміст O ₂ за повітропідігрівником	$O_2^{\text{бал}}$	%	7,2	6,9	6,5	6,1	5,8
	Коефіцієнт надлишку повітря за повітропідігрівником	$\alpha_{\text{бал}}$	-	1,52	1,49	1,45	1,41	1,38
	Вміст O ₂ за димососами	$O_2^{\text{дс}}$	%	11,2	10,8	10,5	10,1	9,8
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	$\alpha'_{\text{дс}}$	-	2,14	2,06	1,99	1,93	1,88
	Вміст CO ₂ за димососами	$CO_2^{\text{дс}}$	%	11,1	11,9	12,4	13,1	13,7
	Концентрація CO за димососами	$CO^{\text{дс}}$	мг/нм ³	210	228	258	320	292
	Концентрація NO _x за димососами	$NO_x^{\text{дс}}$	мг/нм ³	1160	1240	1295	1440	1580
	Концентрація SO ₂ за димососами	$SO_2^{\text{дс}}$	мг/нм ³	1680	1790	1870	1940	2050
	Концентрація ТВ за димососами	ТВ	мг/нм ³	900	1100	1250	1310	1370
	Втрати тепла з відхідними газами	q_2	%	6,77	6,77	6,92	7,01	7,24
ТЕХНІКО-ЕКОНОМ. ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла від хімічної неповноти згорання	q_3	%	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08
	Втрати тепла від механічної неповноти згорання	q_4	%	3,86	3,70	3,56	3,41	3,01
	Втрати тепла у навколишнє середовище	q_5	%	0,74	0,69	0,65	0,62	0,59
	Втрати тепла з фізичним теплом шлаку	q_6	%	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
	ККД котла бруто	$\eta_{\text{к.бр.}}$	%	88,25	88,45	88,48	88,55	88,74
	Витрата палива	$B_{\text{пр}}$	т/год	25,3	26,9	28,4	29,8	30,8
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	$b_{\text{у.п. пр}}$	кг.у.п./Гкал	162,0	161,6	161,6	161,4	161,1
	Концентрація CO у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{CO}	мг/нм ³	130	144	160	179	195
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Концентрація CO ₂ у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{CO_2}	г/нм ³	263				
	Концентрація NO _x у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{NO_x}	мг/нм ³	1260	1310	1340	1450	1550
	Концентрація SO ₂ у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{SO_2}	мг/нм ³	1830	1900	1930	1960	2020
	Концентрація золи у відхідних газах при O ₂ = 6%	$C_{\text{ТВ}}$	мг/нм ³	1370	1620	1780	1810	1840
	Питомий викид CO на 1 Гкал виробленого тепла	CO	г/Гкал	251	277	309	344	373
	Питомий викид CO ₂ на 1 Гкал виробленого тепла	CO ₂	кг/Гкал	510 ÷ 500				
	Питомий викид NO _x на 1 Гкал виробленого тепла	NO _x	г/Гкал	3430	3520	3560	3810	4060
	Питомий викид SO ₂ на 1 Гкал виробленого тепла	SO ₂	г/Гкал	4975	5080	5130	5145	5280
	Питомий викид золи Гкал виробленого тепла	ТВ	г/Гкал	2660	3130	3430	3470	3530

Примітки:

1. Режимна карта складена при спалюванні вугілля: $Q_{\text{п}} = 5014$ ккал/кг, $A^{\text{п}} = 21,1\%$, $W^{\text{п}} = 13,7\%$, $V^{\text{п}} = 41,7\%$, $S^{\text{п}} = 0,97\%$.
2. Середня температура зовнішнього повітря 1,0 °C.
3. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.
4. Шлізи вторинного повітря відкриті згідно рекомендацій НВО ЦКТИ.
5. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

КАРТУ СКЛАВ:

Провідний інженер
ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

В.С. Сивохін

ПОГОДЖЕНО:

Заступника головного інженера
Начальник ВТВ
Начальник ВОНС
Начальник КТЦА.М. Севідов
С.Т. Білецький
А.Ю. Журавель
В.А. Давиденко

ПОГОДЖЕНО

Директор Департаменту «ОРГРЕС-Львів»

ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

М.В. Клуб

2021 р.



Інженер ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

В.В. Слюсаров

2021 р.

РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА БКЗ-220-110ГЦ ст. №6 (підвищеної продуктивності)

№ п/п	Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Значення параметрів				
				82%	86%	91%	95%	100%
ПАРА	Паропроductивність	$D_{пп}$	т/год	180	190	200	210	220
	Теплопродуктивність	$Q_{ж}^{пр}$	Гкал/год	110,9	117,3	124	126,7	134,6
	Тиск перегрітої пари	$P_{пп}$	кгс/см ²	100				
	Тиск пари в барабані котла	P_6	кгс/см ²	110				
	Температура перегрітої пари	$t_{пп}$	°C	520				
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск живильної води	$P_{ж.в.}$	кгс/см ²	135 - 140				
	Температура живильної води	$t_{ж.в.}$	°C	226				
	Величина безперервної продувки	$D_{пр}$	т/год	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
ПОВІТРЯ	Температура повітря за калориферами	$t'_{вф}$	°C	60				
	Температура повітря за повітропідігрівником	$t'_{п.п. II ст.}$	°C	285	290	295	300	303
	Тиск в загальному коробі перед повітропідігрівником	$P'_{п.п. I ст.}$	кгс/м ²	300	325	355	390	430
	Опір повітропідігрівника	$\Delta P_{п.п.}$	кгс/м ²	125	135	145	155	165
	Тиск первинного повітря	$P_{перв.}$	кгс/м ²	5	6	6	7	7
	Тиск вторинного повітря	$P_{втор.}$	кгс/м ²	9	10	10	11	11
ДИМОВІ ГАЗИ	Тиск третинного повітря	$P_{тр.}$	кгс/м ²	1	2	2	3	3
	Розрідження в топці	S_T	кгс/м ²	3 - 4				
	Температура газів в поворотній камері	$T_{п.к.}$	°C	614	620	625	630	645
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	$T'_{п.п. I ст.}$	°C	149	150	155	157	160
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	$O_2^{рж}$	%	3,3	3,0	2,9	2,8	2,6
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	$\alpha_{рж}$	-	1,17	1,15	1,14	1,14	1,13
	Вміст O ₂ за повітропідігрівником	$O_2^{бал}$	%	8,3	8,0	7,8	7,5	7,2
	Коефіцієнт надлишку повітря за повітропідігрівником	$\alpha_{бал}$	-	1,65	1,61	1,59	1,56	1,53
	Вміст O ₂ за димососами	$O_2^{дс}$	%	11,5	11,1	10,9	10,7	10,4
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	$\alpha'_{дс}$	-	2,20	2,13	2,08	2,03	1,97
	Вміст CO ₂ за димососами	$CO_2^{дс}$	%	8,5	8,8	9,0	9,2	9,5
	Концентрація CO за димососами	$CO^{дс}$	мг/нм ³	81	90	101	118	129
	Концентрація NO _x за димососами	$NO_x^{дс}$	мг/нм ³	1000	1120	1180	1270	1320
	Концентрація SO ₂ за димососами	$SO_2^{дс}$	мг/нм ³	1060	1170	1280	1360	1460
	Концентрація ТВ за димососами	ТВ	мг/нм ³	1050	1200	1560	1780	1950
ТЕХНІКО-ЕКОНОМ. ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами	q_2	%	9,10	9,02	9,15	9,14	9,20
	Втрати тепла від хімічної неповноти згорання	q_3	%	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07
	Втрати тепла від механічної неповноти згорання	q_4	%	4,22	4,05	4,05	3,89	3,74
	Втрати тепла у навколишнє середовище	q_5	%	0,73	0,69	0,66	0,63	0,60
	Втрати тепла з фізичним теплом шлаку	q_6	%	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
	ККД котла бруто	$\eta_k^{бр. гр.}$	%	85,56	85,84	85,74	85,93	86,05
	Витрата палива	$V_{гр}$	т/год	25,9	27,3	28,8	29,4	31,2
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	$b_{у.п.}^{пр}$	кг.у.п./Гкал	167,0	166,4	166,6	166,2	166,0
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Концентрація CO у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{CO}	мг/нм ³	128	137	151	171	181
	Концентрація CO ₂ у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{CO_2}	г/нм ³	263				
	Концентрація NO _x у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{NO_x}	мг/нм ³	1570	1710	1760	1850	1860
	Концентрація SO ₂ у відхідних газах при O ₂ = 6%	C_{SO_2}	мг/нм ³	1660	1780	1900	1980	2060
	Концентрація золи у відхідних газах при O ₂ = 6%	$C_{ТВ}$	мг/нм ³	725	895	1240	1430	1815
	Питомий викид CO на 1 Гкал виробленого тепла	CO	г/Гкал	256	272	300	339	359
	Питомий викид CO ₂ на 1 Гкал виробленого тепла	CO ₂	кг/Гкал	530 ÷ 520				
	Питомий викид NO _x на 1 Гкал виробленого тепла	NO _x	г/Гкал	3140	3410	3500	3670	3680
	Питомий викид SO ₂ на 1 Гкал виробленого тепла	SO ₂	г/Гкал	3330	3540	3780	3930	4080
	Питомий викид золи на 1 Гкал виробленого тепла	ТВ	г/Гкал	3310	3640	4640	5130	5440

Примітки: 1. Режимна карта складена при спалюванні вугілля з характеристиками $Q_p^u = 5015$ ккал/кг, $A^p = 21,23\%$, $W^p = 13,34\%$, $V^p = 42,99\%$, $S^p = 1,00\%$

2. Середня температура зовнішнього повітря 2,0 °C.

3. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.

4. Шліци вторинного повітря відкриті згідно рекомендацій НВО ЦКТИ.

5. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

ПОГОДЖЕНО:

Карту склав провідний інженер ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

В.С. Сивохін

Заступника головного інженера

Начальник ВТВ

Начальник ВОНС

Начальник КТЦ

А.М. Сєвідов

С.Т. Білецький

А.Ю. Журавель

В.А. Давиденко



РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА БКЗ-220-100ГЦ ст. № 7 (паливо-вугілля)

№ п/п	Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Значення параметрів				
				82%	86%	91%	95%	100%
ПАРА	Паропродуктивність	D _{пе}	т/год	180	190	200	210	220
	Теплопродуктивність	Q _к ⁶⁰	Гкал/г	111	117,3	119,5	124,1	132,2
	Тиск перегрітої пари	P _{пе}	кгс/см ²	100				
	Тиск пари в барабані котла	P _б	кгс/см ²	110				
	Температура перегрітої пари	t _{пе}	°C	520				
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск живильної води	P _{ж.в.}	кгс/см ²	105-110				
	Температура живильної води	t _{ж.в.}	°C	225				
	Величина безперервної продувки	D _{пр}	т/год	2,2	2,5	2,8	3,1	3,4
ПОВІТРЯ	Температура повітря за калориферами	t _{кф} ^{II}	°C	60	60	60	60	60
	Температура повітря за повітропідігрівником	t _{пл.п. II ст.} ^{II}	°C	281	285	289	293	297
	Тиск в загальному коробі перед повітропідігрівником	P _{пл.п. I ст.} ^I	кгс/м ²	380	385	390	395	400
	Опір повітропідігрівника	ΔP _{п.п.}	кгс/м ²	145	147	150	152	155
	Перепад первинного повітря	ΔP _{перв.}	кгс/м ²	70	80	900	100	110
	Перепад вторинного повітря	ΔP _{втор.}	кгс/м ²	25	29	33	37	40
	Перепад третинного повітря	ΔP _{тр.}	кгс/м ²	25	27	29	31	33
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S _т	кгс/м ²	2-3				
	Температура газів в поворотній камері	T _{п.к.}	°C	545	550	555	560	565
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	T _{пл.п. I ст.} ^{II}	°C	110	112	114	116	118
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	O ₂ ^{реж}	%	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	α _{реж}	-	1,17	1,16	1,15	1,14	1,13
	Вміст O ₂ за повітропідігрівником	O ₂ ^{бал}	%	7,4	7,3	7,2	7,1	7,0
	Коефіцієнт надлишку повітря за повітропідігрівником	α _{бал}	-	1,49	1,5	1,51	1,52	1,53
	Вміст O ₂ за димососами	O ₂ ^{дс}	%	8,3	8,4	8,6	8,8	9,0
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	α _{дс} ^{II}	-	1,64	1,65	1,68	1,71	1,73
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами	q ₂ ^п	%	6,14	6,2	6,23	6,22	6,35
	Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння	q ₃	%	0,02	0,015	0,012	0,009	0,006
	Втрати тепла від механічної неповноти згоряння	q ₄	%	2,99	2,76	2,47	2,65	2,61
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q ₅	%	0,7	0,66	0,65	0,63	0,59
	Втрати тепла з фізичним теплом шлаку	q ₆	%	0,62	0,65	0,65	0,65	0,63
	ККД котла бруто	η _к ^{бр}	%	89,53	89,71	89,99	89,85	89,81
	Витрата палива	B _{пр}	т/год	20,26	21,99	22,34	23,23	24,39
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	b _{у.п.} ^{пр}	кг у.п./Гкал	157,6	157,3	156,8	157,1	157,2
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Питомий викид CO на 1Гкал виробленого тепла	B _{CO}	г/Гкал	118	92	70	52	37
	Питомий викид NO _x на 1Гкал виробленого тепла	B _{NOx}	г/Гкал	2564	2649	2625	2661	2695
	Питомий викид SO ₂ на 1Гкал виробленого тепла	B _{SO2}	г/Гкал	698	741	742	724	744
	Масова концентрація CO за димососами (O ₂ =6%)	CO _{дс} ^{II}	мг/м ³	67	52	40	29	21
	Масова концентрація NO _x за димососами (O ₂ =6%)	NO _x _{дс} ^{II}	мг/м ³	1464	1505	1490	1510	1528
	Масова концентрація SO ₂ за димососами (O ₂ =6%)	SO ₂ _{дс} ^{II}	мг/м ³	399	421	421	411	422
	Масовий викид золи	M _{зол}	г/м ³	1,09	1,10	1,11	1,58	1,74

Примітки: 1. Режимна карта складена для кам'яного вугілля марки „Д“, „ДГ“ Павлоградського родовища з характеристиками: Q_к^I = 5873+6047 ккал/кг, A^I = 11,12+11,17 %, W^I = 12,90+14,40 %, S^a = 0,49+0,55 %, V^{dal} = 42,58+43,46 %

2. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.

3. Шліци вторинного повітря відкриті згідно рекомендації НВО ЦКТИ.

4. Підтримувати температуру повітря за калориферами на рівні 60°C.

5. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

6. На навантаженнях 180+185 т/год гострої пари (без газового підсвічування факелу) працювати лише короткочасно ≤ 2 год.

Карту склав представник
ПРАТ „ТЕХЕНЕРГО“:

Заст. нач. ТМВ

Капустянський А.О.

ПОГОДЖЕНО
Заст. гол.інж. по експл.

А.М. Сєвдов

Нач ВТВ

С.Т. Білецький

Нач. КТЦ

В.А. Давиденко

Нач. ВОНС

А.Ю. Журавель

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер

Відокремленого підприємства

«Черкаська ТЕЦ»

ПРАТ «Черкаська

Желдубський

« _____ » _____ 2020 р.



РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА БКЗ-220-100ГЦ ст. № 8 (паливо-вугілля)

№ п/п	Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Значення параметрів				
				82%	86%	91%	95%	100%
ПАРА	Паропродуктивність	D _{пе}	т/год	180	190	200	210	220
	Теплопродуктивність	Q _{т^{пр}}	Гкал/г	103,6	117,7	121,7	129,5	138,6
	Тиск перегрітої пари	P _{пе}	кгс/см ²	100				
	Тиск пари в барабані котла	P _б	кгс/см ²	110				
	Температура перегрітої пари	t _{пе}	°C	520				
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск живильної води	P _{ж.в.}	кгс/см ²	105-110				
	Температура живильної води	t _{ж.в.}	°C	225				
	Величина безперервної продувки	D _{пр}	т/год	2,2	2,5	2,8	3,1	3,4
ПОВІТРЯ	Температура повітря за калориферами	t _{кф}	°C	60	60	60	60	60
	Температура повітря за повітропідігрівником	t _{п.п. і ст.}	°C	302	306	311	317	323
	Тиск в загальному коробі перед повітропідігрівником	P _{п.п. і ст.}	кгс/м ²	360	370	380	390	400
	Опір повітропідігрівника	ΔP _{п.п.}	кгс/м ²	160	170	180	190	200
	Перепад первинного повітря	ΔP _{перв.}	кгс/м ²	70	80	90	100	110
	Перепад вторинного повітря	ΔP _{втор.}	кгс/м ²	25	29	33	37	40
	Перепад третинного повітря	ΔP _{тр.}	кгс/м ²	25	27	29	31	33
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S _т	кгс/м ²	2-3				
	Температура газів в поворотній камері	T _{п.к.}	°C	523	527	533	541	545
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	T _{п.п. і ст.}	°C	115	119	124	128	136
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	O _{2^{реж}}	%	4,0	3,7	3,4	3,1	2,5
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	α _{реж}	-	1,23	1,21	1,19	1,17	1,13
	Вміст O ₂ за повітропідігрівником	O _{2^{бал}}	%	6,4	6,1	5,7	5,1	4,8
	Коефіцієнт надлишку повітря за повітропідігрівником	α _{бал}	-	1,43	1,40	1,36	1,31	1,29
	Вміст O ₂ за димососами	O _{2^{дс}}	%	8,1	7,8	7,5	7,3	6,9
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	α _{дс}	-	1,62	1,58	1,54	1,52	1,48
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами	q _{2^{пр}}	%	5,68	5,78	5,90	5,88	6,18
	Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння	q ₃	%	0,028	0,024	0,018	0,014	0,015
	Втрати тепла від механічної неповноти згоряння	q ₄	%	3,62	3,18	2,83	2,40	2,57
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q ₅	%	0,72	0,67	0,64	0,60	0,56
	Втрати тепла з фізичним теплом шлаку	q ₆	%	1,31	1,25	1,21	1,16	1,19
	ККД котла бруто	η _{к^{бр}}	%	88,64	89,10	89,41	89,95	89,48
	Витрата палива	B _{пр}	т/год	21,55	24,45	24,84	25,34	28,24
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	b _{у.п.}	кг у.п./Гкал	158,3	157,1	156,5	155,4	156,2
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Питомий викид CO на 1Гкал виробленого тепла	B _{CO}	г/Гкал	125	104	76	57	61
	Питомий викид NO _x на 1Гкал виробленого тепла	B _{NOx}	г/Гкал	3125	3184	3182	3136	3311
	Питомий викид SO ₂ на 1Гкал виробленого тепла	B _{SO2}	г/Гкал	3376	3805	3015	3473	3809
	Масова концентрація CO за димососами (O ₂ =6%)	CO _{дс}	мг/м ³	71	60	43	33	35
	Масова концентрація NO _x за димососами (O ₂ =6%)	NO _{x^{дс}}	мг/м ³	1785	1819	1809	1802	1889
	Масова концентрація SO ₂ за димососами (O ₂ =6%)	SO _{2^{дс}}	мг/м ³	1929	2175	1713	1996	2173
	Масовий викид золи	M _{зол}	г/м ³	0,86	1,90	0,85	2,06	2,24

Примітки: 1. Режимна карта складена для кам'яного вугілля марки „Д“, „ДГ“ Павлоградського родовища з характеристиками:

Q_т = 5294+5556 ккал/кг, A_т = 18,10+19,70 %, W_т = 10,50+14,20 %, S_т = 0,82+1,52 %, V_{ад} = 41,50+44,60 %

2. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.

3. Шліци вторинного повітря відкриті згідно рекомендації НВО ЦКТИ.

4. Підтримувати температуру повітря за калориферами на рівні 60°C.

5. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

6. На навантаженнях 180+185 т/год гострої пари (без газового підсвічування факелу) працювати лише короткочасно ≤ 2 год.

Карту склав представник
ПРАТ „ТЕХЕНЕРГО“

Заст. нач. ТМВ

Капустянський А.О.

ПОГОДЖЕНО:

Заст. гол.інж. по експл.

А.М. Севідов

Нач. ВТВ

С.Т. Білецький

Нач. КТЦ

В.А. Давиденко

Нач. ВОНС

А.Ю. Журавель

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер
Відокремленого підрозділу

«Черкаська ТЕЦ»

ПРАТ «Черкаське хімічне підприємство»

В.М. Желтуховський
«___» _____ 2019 р.

РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА БКЗ-220-100ГЦ ст. № 9 (паливо: вугілля)

№ п/п	Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Значення параметрів				
				82%	86%	91%	95%	100%
ПАРА	Паропродуктивність	D _{пе}	т/год	180	190	200	210	220
	Теплопродуктивність	Q _к ^{бр}	Гкал/г	109,8	115,0	120,2	125,4	130,8
	Тиск перегрітої пари	P _{пе}	кгс/см ²	100				
	Тиск пари в барабані котла	P _б	кгс/см ²	110				
	Температура перегрітої пари	t _{пе}	°C	520				
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск живильної води	P _{ж.в.}	кгс/см ²	106-111				
	Температура живильної води	t _{ж.в.}	°C	226				
	Величина безперервної продувки	D _{пр}	т/год	2,2	2,5	2,8	3,1	3,4
ПОВІТРЯ	Температура повітря за калориферами	t _{кф} ^{II}	°C	60	60	60	60	60
	Температура повітря за повітропідігрівником	t _{п.п. I ст.} ^{II}	°C	278	282	286	290	294
	Тиск в загальному коробі перед повітропідігрівником	P _{п.п. I ст.}	кгс/м ²	380	385	390	395	400
	Опір повітропідігрівника	ΔP _{п.п.}	кгс/м ²	125	130	135	140	145
	Перепад первинного повітря	ΔP _{перв.}	кгс/м ²	70	80	90	100	110
	Перепад вторинного повітря	ΔP _{втор.}	кгс/м ²	25	29	33	37	40
	Перепад третинного повітря	ΔP _{тр.}	кгс/м ²	25	27	29	31	33
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S _т	кгс/м ²	2-5				
	Температура газів в поворотній камері	T _{п.к.}	°C	565	570	575	580	585
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	T _{п.п. I ст.} ^{II}	°C	137	139	141	143	144
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	O ₂ ^{реж}	%	3,2	3,0	2,8	2,6	2,4
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	α _{реж}	-	1,17	1,16	1,15	1,14	1,13
	Вміст O ₂ за повітропідігрівником	O ₂ ^{бал}	%	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6
	Коефіцієнт надлишку повітря за повітропідігрівником	α _{бал}	-	1,65	1,63	1,61	1,59	1,56
	Вміст O ₂ за димососами	O ₂ ^{дс}	%	9,2	8,8	8,5	8,2	8,0
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	α _{дс} ^{II}	-	1,78	1,72	1,68	1,63	1,61
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами	q ₂ ^{пр}	%	8,13	8,15	8,18	8,22	8,25
	Втрати тепла від хімічної неповноти згорання	q ₃	%	0,025	0,020	0,015	0,010	0,005
	Втрати тепла від механічної неповноти згорання	q ₄	%	1,05	0,63	0,55	0,79	0,91
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q ₅	%	0,69	0,67	0,65	0,63	0,60
	Втрати тепла з фізичним теплом шлаку	q ₆	%	1,23	1,23	1,16	1,20	1,21
	ККД котла бруто	η _к ^{бр}	%	88,88	89,30	89,45	89,15	89,03
	Витрата палива	B _{лр}	т/год	23,60	24,23	25,89	26,33	27,19
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	b _{у.п.} ^{лр}	кг у.п./Гкал	205,2	204,6	208,2	207,7	208,0
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Питомий викид CO на 1Гкал виробленого тепла	B _{co}	г/Гкал	38	53	71	94	122
	Питомий викид NO _x на 1Гкал виробленого тепла	B _{nox}	г/Гкал	2738	2696	2640	2681	2614
	Питомий викид SO ₂ на 1Гкал виробленого тепла	B _{so2}	г/Гкал	1430	1331	1542	1647	1561
	Масова концентрація CO за димососами (O ₂ =6%)	CO _{дс} ^{II}	мг/м ³	67	52	39	29	21
	Масова концентрація NO _x за димососами (O ₂ =6%)	NO _x ^{II} _{дс}	мг/м ³	1440	1486	1481	1486	1505
	Масова концентрація SO ₂ за димососами (O ₂ =6%)	SO ₂ ^{II} _{дс}	мг/м ³	786	734	857	910	860
	Масовий викид золи	M _{зол}	г/м ³	1,06	1,09	1,10	1,52	1,72

Примітки: 1. Режимна карта складена для кам'яного вугілля марки «Д», «ДГ» Павлоградського родовища з характеристиками: (Q_г = 5031+5137 ккал/кг, A_г = 16,16+18,92 %, W_г = 12,79+15,85 %, S_г = 0,95+1,09 %, V_{ад} = 42,41+44,69 %)

2. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.

3. Шліци вторинного повітря відкриті згідно рекомендації НВО ЦКТИ.

4. Підтримувати температуру повітря за калориферами на рівні 60°C.

5. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

6. На навантаженнях 180+185 т/год гострої пари (без газового підсвічування факелу) працювати лише короткочасно ≤ 2 год.

Карту склав представник

ПОГОДЖЕНО:

ПРАТ «ТЕХЕНЕРГО»:

Гол. фах. ТМВ

Капустянський А.О.

Заст. гол. інж. по експл.

А.М. Севідов

Нач. ВТВ

С.Т. Білецький

Нач. КТЦ

В.А. Давиденко

Нач. ВОНС

Є.В. Мовчанюк



РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА ПК – 19 ст.№ 1

№ п/п	Найменування параметру	Позна-чення	Розмір-ність	Навантаження, %						
				64	72	87	91	100	109	118
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПАРА	Паропродуктивність котла	$D_{\text{пк}}$	т/год	70	80	90	100	110	120	130
	Теплопродуктивність котла	$Q_{\text{сп}}$	Гкал/год	41	47	53	59	65	71	77
	Тиск пари в барабані котла	P_6	кгс/см ²	110						
	Тиск перегрітої пари за котлом	$P_{\text{пв}}$	кгс/см ²	100						
	Температура перегрітої пари за котлом	$t_{\text{пв}}$	°C	520						
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск перед регулюючим живильним клапаном	$P_{\text{ж.в.}}$	кгс/см ²	128-158						
	Температура живильної води	$t_{\text{ж.в.}}$	°C	226						
	Величина безперервної продувки	$D_{\text{пр}}$	т/год	1,75	1,81	1,9	1,97	2,0	2,07	2,12
ПАЛИВО	Кількість працюючих пальників	n	шт.	3						
	Тиск газу перед котлом	$P_{\text{газ}}$	кгс/см ²	0,30	0,39	0,47	0,55	0,63	0,38/0,7	0,46
	Витрата газу на котел	$V_{\text{газ}}$	х10 ³ м ³ /год	5,7	6,5	7,3	8,1	8,9	9,7	10,5
ПОВІТРЯ	Температура повітря за повітропідігрівником	$t_{\text{п.п. ст.}}$	°C	281	288	290	295	300	304	310
	Опір повітропідігрівника	$\Delta P_{\text{п.п.}}$	кгс/м ²	32	47	60	72	82	92	104
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S_T	кгс/м ²	1+2						
	Температура газів в поворотній камері	$T_{\text{п.к.}}$	°C	345	352	360	367	375	382	389
	Температура відхідних газів за II ступеню водяного економайзера	$T_{\text{в.е.}}$	°C	328	328	330	331	333	334	336
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	$T_{\text{п.п.лет}}$	°C	277	282	286	290	294	297	300
	Температура відхідних газів за I ступеню водяного економайзера	$T_{\text{в.е.}}$	°C	214	219	223	227	230	233	236
	Температура відхідних газів за I ступеню повітропідігрівника	$T_{\text{п.п.лет}}$	°C	150	150	150	150	150	150	150
	Температура відхідних газів за димососом	$T_{\text{д.с.}}$	°C	89	91	93	95	97	99	100
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	$\alpha_{\text{ржк}}$	-	1,62	1,52	1,43	1,36	1,29	1,24	1,19
	Вміст CO ₂ за пароперегрівником	CO ₂ ^{ржк}	%	16,1	16,7	17,2	17,7	18,1	18,5	18,9
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	O ₂ ^{ржк}	%	8,4	7,6	7,0	6,4	6,0	5,8	5,3
	Вміст CO ₂ за димососами	CO ₂ ^{д.с.}	%	15,1	15,6	16,0	16,5	16,9	17,2	17,6
	Вміст O ₂ за димососами	O ₂ ^{д.с.}	%	9,8	9,3	8,8	8,5	8,2	7,9	7,6
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	$\alpha_{\text{д.с.}}$	-	1,88	1,75	1,65	1,56	1,49	1,43	1,37
	Масова концентрація CO за димососами	CO ^{д.с.}	мг/м ³	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
	Масова концентрація NO _x за димососами	NO _x ^{д.с.}	мг/м ³	150	169	187	205	222	239	256
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами	$q_2^{\text{пр}}$	%	9,8	9,3	8,9	8,6	8,2	8,0	7,6
	Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння	q_3	%	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q_5	%	1,04	0,94	0,86	0,78	0,71	0,64	0,59
	ККД котла бруто	$\eta_{\text{к.бр}}$	%	89,1	89,7	90,2	90,7	91,1	91,4	91,8
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	$b_{\text{у.п.}}$	кг у.п./Гкал	180	159	158	158	157	156	156
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Концентрація CO в відхідних газах при O ₂ = 3%	C_{CO}	мг/м ³	2,9	2,7	2,5	2,4	2,3	2,1	2,0
	Концентрація NO _x в відхідних газах при O ₂ = 3%	C_{NOx}	мг/м ³	258	288	276	285	294	302	310
	Питомий викид CO на 1ГДж внесеного тепла	B_{CO}	г/ГДж	16,3	15,2	14,3	13,5	12,8	12,2	11,7
	Питомий викид NO _x на 1ГДж внесеного тепла	B_{NOx}	г/ГДж	1415	1485	1550	1610	1675	1725	1775

Відповідальний виконавець А.О. Давидович

- Примітки: 1. Режимна карта складена для природного газу з $Q_{\text{пн}} = 8041$ ккал/м³.
2. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.
3. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

ПОГОДЖЕНО

Головний інженер

ПРАТ «ЧЕРКАСЬКЕ ХІМВОЛОКНО»

Фінік Ю.В.

2019 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер

Відділу теплового господарства

«ЧЕРКАСЬКА ТЕЦ»

ПРАТ «ЧЕРКАСЬКЕ ХІМВОЛОКНО»

32282969

В.М. Желдубовський

2019 р.

РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА ПК – 19 ст.№ 2

№ п/п	Найменування параметру	Позначення	Розмірність	Навантаження, %						
				64	72	87	91	100	109	118
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПАРА	Паропроодуктивність котла	$D_{пв}$	т/год	70	80	90	100	110	120	130
	Теплопродуктивність котла	$Q_{пв}^{60}$	Гкал/год	42	48	54	60	66	72	78
	Тиск пари в барабані котла	$P_б$	кгс/см ²	110						
	Тиск перегрітої пари за котлом	$P_{пв}$	кгс/см ²	100						
	Температура перегрітої пари за котлом	$t_{пв}$	°C	520						
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск перед регулюючим живильним клапаном	$P_{жк}$	кгс/см ²	126-156						
	Температура живильної води	$t_{жв}$	°C	226						
	Величина безперервної продувки	$D_{пр}$	т/год	1,75	1,81	1,90	1,97	2,00	2,07	2,12
ПАЛИВО	Кількість працюючих пальників	n	шт.	3			3/4		4	
	Тиск газу перед котлом	$P_{газ}$	кгс/см ²	0,30	0,39	0,47	0,47/0,33	0,39	0,44	0,50
	Витрата газу на котел	$V_{газ}$	м ³ /год	5,9	6,6	7,4	8,2	9,0	9,8	10,6
ПОВІТРЯ	Температура повітря за II ступеню повітропідігрівника	$t_{пл. II ст.}$	°C	273	277	281	284	287	289	292
	Опір повітропідігрівника	$\Delta P_{пл.}$	кгс/м ²	43	51	60	69	78	88	99
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S_T	кгс/м ²	1+2						
	Температура газів в поворотній камері	$T_{л.к.}$	°C	364	370	376	383	388	394	399
	Температура відхідних газів за II ступеню В.Е.	$T_{в.е. II ст.}$	°C	292	299	305	311	318	324	330
	Температура відхідних газів за П.П.	$T_{п.п. II ст.}$	°C	279	284	289	293	297	301	304
	Температура відхідних газів за I ступеню В.Е.	$T_{в.е. I ст.}$	°C	229	230	232	233	235	236	238
	Температура відхідних газів за I ступеню П.П.	$T_{п.п. I ст.}$	°C	153	154	155	156	157	159	160
	Температура відхідних газів за димососом	$T_{д.с.}$	°C	94	95	96	96	97	98	99
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	$\alpha_{п.к.}$	-	1,47	1,39	1,32	1,26	1,20	1,14	1,10
	Вміст CO ₂ за пароперегрівником	CO ₂ ^{п.к.}	%	14,7	15,6	16,5	17,3	18,2	19,0	19,9
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	O ₂ ^{п.к.}	%	7,3	6,2	5,3	4,4	3,6	2,9	2,3
	Вміст CO ₂ за димососами	CO ₂ ^{д.с.}	%	16,1	16,5	16,8	17,2	17,6	17,9	18,3
	Вміст O ₂ за димососами	O ₂ ^{д.с.}	%	8,8	7,9	7,2	6,5	5,9	5,4	4,8
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	$\alpha_{д.с.}$	-	1,64	1,55	1,48	1,42	1,36	1,31	1,26
	Масова концентрація CO за димососами	CO ^{д.с.}	мг/м ³	6,8	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5	6,4
	Масова концентрація NO _x за димососами	NO _x ^{д.с.}	мг/м ³	171	181	191	201	211	221	231
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами (приведена)	$q_2^{пр}$	%	9,0	8,6	8,3	8,0	7,7	7,4	7,1
	Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння	q_3	%	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q_6	%	1,08	0,97	0,88	0,79	0,71	0,64	0,58
	ККД котла бруто (приведений)	$\eta_k^{бр}$	%	89,7	90,1	90,5	90,9	91,2	91,5	91,8
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла (приведена)	$b_{у.п.}^{пр}$	кг у.п./Гкал	159	158	157	157	156	155	155
	Концентрація CO в відхідних газах при O ₂ = 3%	C _{CO}	мг/м ³	10,0	9,5	9,0	8,5	8,0	7,5	7,0
	Концентрація NO _x в відхідних газах при O ₂ = 3%	C _{NOx}	мг/м ³	248	249	251	253	254	256	257
	Питомий викид CO на 1 ГДж внесеного тепла	B _{CO}	г/ГДж	56,4	53,8	51,1	48,6	45,9	43,3	40,7
	Питомий викид NO _x на 1 ГДж внесеного тепла	B _{NOx}	г/ГДж	1395	1410	1430	1445	1460	1480	1495

Відповідальний виконавець: А.О. Давидович

- Примітки: 1. Режимна карта складена для природного газу з $Q_{пн}^p = 8041$ ккал/м³.
 2. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.
 3. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

ПОГОДЖЕНО

Директор Департаменту «ОРГРЕС-Львів»

ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

М.В. Клуб
2021 р.

РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА ПК-19-2 ст. №3 (паливо – природний газ)

№ п/п	Найменування параметру	Позна-чення	Розмір-ність	Навантаження						
				64%	72%	82%	91%	100%	109%	118%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПАРА	Паропродуктивність	$D_{пп}$	т/год	70	80	90	100	110	120	130
	Теплопродуктивність	$Q_{г\text{пр}}$	Гкал/г	42	47	52	60	67	74	80
	Тиск перегрітої пари	$P_{пп}$	кгс/см ²	100						
	Тиск пари в барабані котла	P_6	кгс/см ²	110						
	Температура перегрітої пари	$t_{пп}$	°C	520						
ЖИВИЛЬ НА ВОДА	Тиск живильної води перед РК	$P_{ж.в.}$	кгс/см ²	125-155						
	Температура живильної води	$t_{ж.в.}$	°C	230						
	Величина безперервної продувки	$D_{пр}$	т/год	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
ПАЛИВО	Кількість працюючих пальників	n	шт.	3	3	3	3	4	4	4
	Тиск газу перед пальниками	$P_{газ}$	кгс/см ²	0,21	0,25	0,31	0,39	0,28	0,32	0,40
	Витрата газу на котел по щитовому приладу	$V_{газ}$	м ³ /год	6100	6500	7400	8200	9200	10000	10700
ПОВІТР Я	Температура повітря за повітропідігрівником	$t_{п.я}$	°C	245	245	245	246	248	250	250
	Тиск повітря перед пальниками	$P'_{п.я}$	кгс/м ²	28	48	53	95	118	120	135
	Опір повітропідігрівника	$\Delta P_{п.я}$	кгс/м ²	25	30	37	47	60	66	73
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S_t	кгс/м ²	2-3						
	Температура газів в поворотній камері	$T_{п.к.}$	°C	380	375	375	390	400	410	415
	Температура відхідних газів за повітропідігрівником	$T'_{пп}$	°C	144	134	137	141	143	145	146
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	$O_{2\text{прж}}$	%	7,5	6,3	6,0	5,5	4,8	4,2	3,6
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	$\alpha_{прж}$	-	1,50	1,39	1,36	1,32	1,27	1,23	1,19
	Вміст CO за пароперегрівником	$CO_{прж}$	мг/нм ³	42	49	53	62	63	64	66
	Вміст O ₂ за повітропідігрівником	$O_{2\text{бал}}$	%	9,4	8,4	7,6	7,4	7,3	7,3	7,2
	Коефіцієнт надлишку повітря за повітропідігрівником	$\alpha_{бал}$	-	1,73	1,60	1,51	1,49	1,48	1,48	1,47
	Вміст CO за повітропідігрівником	$CO_{бал}$	мг/нм ³	32	37	41	48	51	52	55
	Вміст O ₂ за димососом	$O_{2\text{дс}}$	%	12,73	11,28	9,82	8,71	8,68	8,60	8,58
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососом	$\alpha_{дс}$	-	2,38	2,05	1,79	1,64	1,63	1,62	1,62
	Вміст CO ₂ за димососом	$CO_{2\text{дс}}$	%	5,82	5,51	6,51	6,53	6,71	6,79	6,81
ТЕХНІЧ О-ЕКОНО М. ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами	q_1	%	9,86	8,45	8,19	8,21	8,25	8,28	8,90
	Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння	q_2	%	0,005	0,005	0,008	0,005	0,006	0,006	0,007
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q_3	%	0,92	0,83	0,73	0,64	0,59	0,53	0,50
	ККД котла бруто	$\eta_{к\text{бр}}$	%	89,22	90,72	91,08	91,14	91,21	91,19	90,60
	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла	$b_{у.п.}$	кг у.п./Гкал	171,1	161,4	167,5	159,7	159,6	159,2	156,1
ЕКОЛОГ ІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Концентрація CO в відхідних газах при O ₂ = 3%	C_{CO}	мг/нм ³	61	61	63	65	67	68	70
	Концентрація NO _x в відхідних газах при O ₂ = 3%	C_{NOx}	мг/нм ³	197	175	152	169	201	209	230
	Концентрація CO ₂ в відхідних газах при O ₂ = 3%	C_{CO2}	г/нм ³	199	199	199	199	199	199	199
	Питомий викид CO на 1 Гкал виробленого тепла	b_{CO}	г/Гкал	93	88	94	93	95	98	100
	Питомий викид NO _x на 1 Гкал виробленого тепла	b_{NOx}	г/Гкал	294	250	238	230	251	300	360
	Питомий викид CO ₂ на 1 Гкал виробленого тепла	b_{CO2}	кг/Гкал	299	295	292	287	286	285	285

Примітки: 1. Режимна карта складена при спалюванні природного газу з $Q'_{н} = 8214$ ккал/нм³

2. Тиск перегрітої пари перед турбінами підтримується 90 ата.

3. Величина безперервної продувки уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води

Карту склав провідний інженер
ТОВ «СТМ-ЕНЕРГО»

В.С. Сивохін

Заступника головного інженера

А.М. Севідов

Начальник ВТВ

С.Т. Білецький

Начальник ВОНС

А.Ю. Журавель

Начальник КТЦ

В.А. Давиденко

ПОГОДЖЕНО
Головний інженер
ПРАТ «ТЕХЕНЕРГО»
Факс 093 1583
2019 р.

ПІДПИСАНО
Відомствено-підприємство
«Черкаська ТЕЦ»
ПРАТ «Черкаське хімілоко»
В.М. Хелдубовський
2019 р.

РЕЖИМНА КАРТА ПАРОВОГО КОТЛА ПК – 19 ст.№ 4

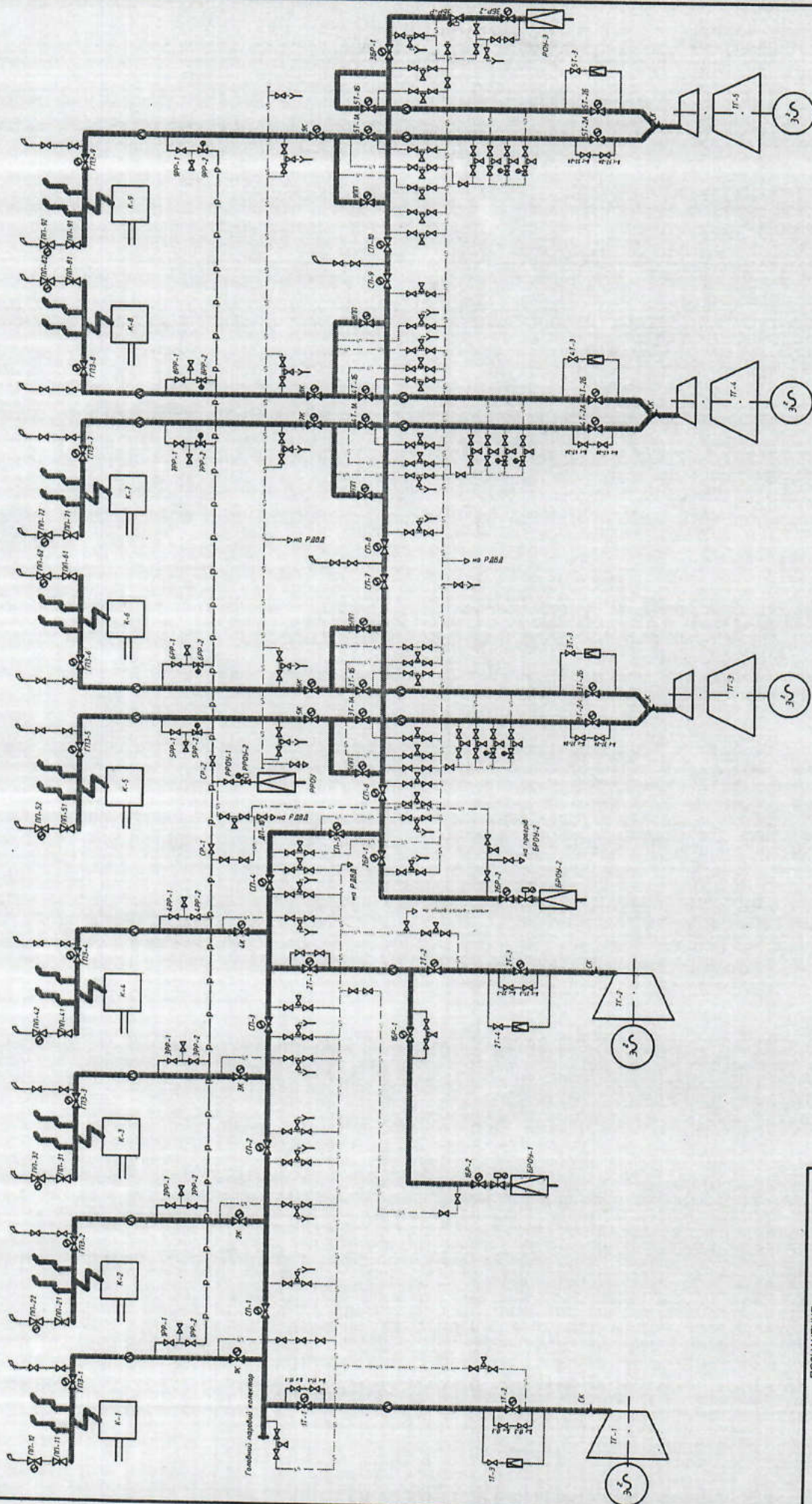
№ п/п	Найменування параметру	Позна-чення	Розмір-ність	Навантаження, %							
				64	72	87	91	100	109	118	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
ПАРА	Паропроductивність котла	$D_{\text{пар}}$	т/год	70	80	90	100	110	120	130	
	Теплопродуктивність котла	$Q_{\text{пар}}$	Гкал/год	41	47	53	58	64	70	75	
	Тиск пари в барабані котла	$P_{\text{б}}$	кгс/см ²	110							
	Тиск перегрітої пари за котлом	$P_{\text{пв}}$	кгс/см ²	100							
	Температура перегрітої пари за котлом	$t_{\text{пв}}$	°C	520							
ЖИВИЛЬНА ВОДА	Тиск перед регулюючим живильним клапаном	$P_{\text{ж.в.}}$	кгс/см ²	126-156							
	Температура живильної води	$t_{\text{ж.в.}}$	°C	226							
	Величина безперервної продувки	$D_{\text{пр}}$	т/год	1,75	1,81	1,90	1,97	2,00	2,07	2,12	
ПАЛИВО	Кількість працюючих пальників	n	шт.	3			3/4		4		
	Тиск газу перед котлом	$P_{\text{газ}}$	кгс/см ²	0,32	0,41	0,48	0,56/ 0,28	0,32	0,36	0,41	
	Витрата газу на котел	$B_{\text{газ}}$	$\times 10^4$, м ³ /год	5,9	6,7	7,6	8,4	9,3	10,1	10,9	
ПОВІТРЯ	Температура повітря за II ступеню повітропідігрівника	$t_{\text{п.п. II ст.}}$	°C	285	292	298	303	307	311	315	
	Опір повітропідігрівника	$\Delta P_{\text{п.п.}}$	кгс/м ²	27	34	41	50	57	67	76	
ДИМОВІ ГАЗИ	Розрідження в топці	S_T	кгс/м ²	1+2							
	Температура газів в поворотній камері	$T_{\text{п.к.}}$	°C	367	373	378	382	386	389	393	
	Температура відхідних газів за II ступеню В.Е.	$T_{\text{В.Е. II ст.}}$	°C	319	319	320	321	322	322	323	
	Температура відхідних газів за П.П.	$T_{\text{П.П. II ст.}}$	°C	287	289	291	284	296	298	301	
	Температура відхідних газів за I ступеню В.Е.	$T_{\text{В.Е. I ст.}}$	°C	166	166	208	215	225	235	244	
	Температура відхідних газів за I ступеню П.П.	$T_{\text{П.П. I ст.}}$	°C	145	147	149	151	153	155	156	
	Температура відхідних газів за димососом	$T_{\text{Д.С.}}$	°C	96	96	96	96	96	97	97	
	Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівником	$\alpha_{\text{рек}}$	-	1,62	1,53	1,44	1,35	1,27	1,18	1,09	
	Вміст CO ₂ за пароперегрівником	CO ₂ ^{рек}	%	16,0	16,6	17,3	17,9	18,5	19,1	19,7	
	Вміст O ₂ за пароперегрівником	O ₂ ^{рек}	%	9,3	7,8	6,5	5,3	4,2	3,2	2,3	
	Вміст CO ₂ за димососами	CO ₂ ^{Д.С.}	%	15,4	15,9	16,4	16,9	17,3	17,8	18,3	
	Вміст O ₂ за димососами	O ₂ ^{Д.С.}	%	10,3	9,1	8,1	7,2	6,3	5,6	4,9	
	Коефіцієнт надлишку повітря за димососами	$\alpha_{\text{Д.С.}}$	-	1,77	1,69	1,60	1,51	1,42	1,34	1,25	
	Масова концентрація CO за димососами	CO ^{Д.С.}	мг/м ³	4,5	3,8	3,2	2,6	2,0	1,3	0,7	
	Масова концентрація NO _x за димососами	NO _x ^{Д.С.}	мг/м ³	121	142	160	176	191	204	217	
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Втрати тепла з відхідними газами, (приведена)	$q_2^{\text{пр}}$	%	9,6	9,1	8,7	8,2	7,8	7,40	7,0	
	Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння	q_3	%	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	
	Втрати тепла в навколишнє середовище	q_6	%	1,06	0,96	0,86	0,80	0,72	0,66	0,60	
	ККД котла брутто, (приведений)	$\eta_{\text{бр пр}}$	%	89,3	89,9	90,4	90,8	91,3	91,6	92,0	
ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ	Питома витрата у.п. на 1 Гкал тепла, (приведена)	$b_{\text{у.п. пр}}$	кг у.п./Гкал	180	159	158	157	156	155	155	
	Концентрація CO в відхідних газах при O ₂ = 3%	C _{CO}	мг/м ³	7,6	6,0	4,8	3,8	2,4	1,4	0,6	
	Концентрація NO _x в відхідних газах при O ₂ = 3%	C _{NOx}	мг/м ³	208	216	223	229	234	239	243	
	Питомий викид CO на 1 ГДж внесеного тепла	B _{CO}	г/Гкал	42,3	33,9	26,6	20,0	14,0	8,5	3,5	
	Питомий викид NO _x на 1 ГДж внесеного тепла	B _{NOx}	г/Гкал	1153	1210	1259	1303	1344	1380	1414	

Відповідальний виконавець О.О. Давидович

- Примітки: 1. Режимна карта складена для природного газу з $Q^{\text{р}}_{\text{н}} = 8041$ ккал/м³.
2. Тиск перегрітої пари регулюється так, щоб отримати перед турбінами тиск 90 ата.
3. Величина безперервної продукції уточнюється згідно даних хімічного аналізу котлової води.

Функціональна схема когенераційної установки

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер МТЕЦ
В.М. Жук



ПОЗНАЧЕННЯ	
	Головні лінії паропроводів своєї пари
	Байпасні лінії, продукта
	Розподільні лінії
	Дренажні лінії

К-1, К-5 - енергетичні котли

ТТ-1, ТТ-5 - парові турбіни / генератори

Підприємство	Відділ	Ініціал	Підпис
М.М. Жук	Інженер	М.М. Жук	

Підприємство	Відділ	Ініціал	Підпис
М.М. Жук	Інженер	М.М. Жук	

Червонська ТЕЦ				
Котло-турбинний цех		Схема	Котли	Деталь
Функціональна схема когенераційної установки		Р	1	МТЕЦ, КТЦ



**ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ УКРАЇНИ
(Держенергоефективності)**

пров. Музейний, 12, м. Київ, 01001, тел./факс: (044) 590-59-60 (61), 590-59-74
E-mail: saee@saee.gov.ua, сайт: www.saee.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 37536010

від 11.06. 2021 р. № 299-02/17/4-21 На № _____ від _____ 20__ р.

Підприємства за списком

На виконання частини 2 пункту 4 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, Держенергоефективності розробило проєкт Методики визначення ефективності процесу когенерації (далі – проєкт Методики), яка застосовуватиметься для визначення належності когенерації до високоефективної.

Проєкт Методики містить принципи та алгоритми, визначені у законодавстві Європейського Союзу, та розроблено з урахуванням положень:

- Директиви 2012/27/ЄС від 25 жовтня 2012 р. «Про енергоефективність»;
- Рішення Комісії 2008/952/ЄС від 19 листопада 2008 року «Встановлення детальних настанов щодо впровадження та застосування Додатку II до Директиви 2004/8/ЄС Європейського Парламенту та Ради»;
- Делегованого Регламенту Комісії (ЄС) 2015/2402 від 12 жовтня 2015 року «Перегляд узгоджених референтних значень ефективності для роздільного виробництва електроенергії та тепла в рамках Директиви 2012/27/ЄС Європейського Парламенту та Ради та скасування Виконавчого рішення Комісії 2011/877/ЄС».

При розробці проєкту Методики було використано Інструкцію Євростату та методики, що використовуються в Болгарії, Чехії, Польщі, Італії та Іспанії.

З метою отримання попередніх відгуків щодо застосування проєкту Методики Держенергоефективності просить **в термін до 02 липня 2021 року** провести апробацію визначення ефективності процесу комбінованого виробництва електричної і теплової енергії та надати пропозиції і зауваження до проєкту Методики.

У разі виникнення будь-яких питань звертатись до Заїки Івана Миколайовича – начальника відділу адміністративних послуг Департаменту відновлюваної енергетики (e-mail: saeevde@gmail.com; тел.: (044) 590-54-09).

Інформацію просимо надати в електронній формі на електронну адресу: saeevde@gmail.com.

З проєктом Методики можна ознайомитись за посиланням: <https://drive.google.com/file/d/12lL78bexF2s6xxiugw0NPm8uKh5Hi9JX/view?usp=sharing>.

Т. в. о. Голови



Костянтин ГУРА

Заїка І. М., 590-54-09



**ДЕРЖАВНЕ АГЕНТСТВО З ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ УКРАЇНИ
(Держенергоефективності)**

пров. Музейний, 12, м. Київ, 01001, тел./факс: (044) 590-59-60 (61), 590-59-74
E-mail: sae@saee.gov.ua, сайт: www.saee.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 37536010

від 16.11. 2023р. № 487-02/14/4-23 на № _____ від _____ 20__ р.

Підприємствам за списком

За результатами проведення круглого столу «Високоєфективна когенерація в Україні: перспективи та бар'єри розвитку ринку», який відбувся 10 листопада 2023 року, надсилаємо для апробації проект «Методики визначення ефективності процесу когенерації» (додається), відповідно до якої визначається належність когенераційної установки до високоєфективної.

З метою визначення відповідності когенерації умовам високоєфективності просимо опрацювати та надати розрахунки, виконані відповідно до зазначеної Методики.

Довідково: відповідно до Закону України «Про енергетичну ефективність» когенерація вважається високоєфективною, якщо ефективність виробництва енергії когенераційною установкою порівняно з гармонізованими еталонними значеннями ефективності окремого виробництва теплової і електричної енергії забезпечує економію первинної енергії, на рівні:

понад 10 % для когенераційних установок потужністю понад 1 МВт (включно);

більше 0 % для малих когенераційних установок (потужністю від 50 кВт до 1 МВт) та мікрокогенераційних установок (потужністю до 50 кВт).

Інформацію просимо надати в електронному вигляді (у форматі word/excel) в термін до 05 грудня 2023 року на електронну адресу: sae@saee.gov.ua.

У разі виникнення питань, звертатись до Заїки Івана Миколайовича – заступника директора Департаменту розвитку альтернативної енергетики (тел.: (044)292-80-92, e-mail: sae@saee.gov.ua).

Додаток: на 71 арк. в 1 прим.

Перший заступник Голови

Марія МАЛАЯ

Заїка І.М.
(044) 292-80-92

19.04.2024 № 01/218
На № _____ від _____

АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»
вул. Добролюбова, 20
м. Запоріжжя, 69006, Україна

тел.: +38 061 228 83 59
e-mail: kanc-de@dtek.com

Національній комісії, що
здійснює державне регулювання у
сферах енергетики та комунальних
послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057
e-mail: solovei@nerc.gov.ua

*Зауваження та пропозиції до проекту
постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін
до Методики формування, розрахунку та
встановлення тарифів на електричну та
(або) теплову енергію, що виробляється на
теплоелектроцентралях, теплових
електростанціях та когенераційних
установках»*

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) 21.03.2024 оприлюднила на своєму офіційному сайті проект, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Методики формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках (далі – проект постанови).

За результатом опрацювання проекту постанови АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» надає свої зауваження та пропозиції в табличному вигляді.

Редакція НКРЕКП	Пропонована редакція	Обґрунтування
1. Підпункт 1 пункту 3.3 глави 3 викласти в такій редакції: «1) паливо, а саме: ... У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії середньорічна питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії не може бути врахована	1. Підпункт 1 пункту 3.3 глави 3 викласти в такій редакції: «1) паливо, а саме: ... У розрахунках тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії (окрім ТЕС з енергетичними котельними установками) середньорічна питома витрата умовного палива на виробництво	Відповідно до технічної літератури «Котельні агрегати» О.М.Рабінович котельну установку електричної станції називають енергетичною котельною установкою. Існують, також, котельні установки призначені для безпосередньої віддачі пару промисловим споживачам та для опалення або тільки для опалювальної мети. Такі котельні установки називають, відповідно,

вищою від значення, яке розраховується за формулою

$$b_{те} = 1/(7000 \cdot k) \cdot 10^6, \text{ кг/Гкал, (9)}$$

де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;

k – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузових норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»

теплової енергії не може бути врахована вищою від значення, яке розраховується за формулою

$$b_{те} = 1/(7000 \cdot k) \cdot 10^6, \text{ кг/Гкал, (9)}$$

де 7000 – теплота згорання умовного палива, ккал/кг;

k – коефіцієнт ефективності використання палива при виробництві теплової енергії комбінованим способом, який дорівнює 0,777 – для газотурбінних та газопоршневих когенераційних установок; 0,874 – для ТЕЦ та ТЕС, враховуючи положення наказу Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузових норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні»

Для розрахунку тарифів на відпуск електричної енергії та (або) виробництво теплової енергії по ТЕС з енергетичними котельними установками враховується питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії, розрахована відповідно до нормативних характеристик обладнання, погоджених Міненерго.

виробничо-опалювальними та опалювальними.

В енергетичних котельних установках виробляється пара для приводу парових турбін ТЕС. У виробничих котельних установках пар виробляється для різноманітних технологічних потреб. Опалювальні котельні служать для забезпечення опалення, вентиляції та гарячого водопостачання.

В енергетичних котельних установках ТЕС виробляється перегріта пара для приводу парових турбін ТЕС та не використовується для підігріву мережевої води системи опалення. Для підігріву води в опалювальній системі використовується пар з відбору турбіни.

Наказ Державного комітету України з енергозбереження від 07 травня 2001 року № 46 «Про затвердження Міжгалузових норм витрат палива для опалювальних котлів, які експлуатуються в Україні» не містить жодної регламентації щодо енергетичних котельних установок, які розміщені на ТЕС, а тому не може бути на них поширений. Норми витрати умовного палива на електро- та теплоенергію розраховуються за нормативними характеристиками обладнання.

Враховуючи вищезазначене, просимо розглянути надані нами зауваження та пропозиції під час затвердження остаточної редакції проекту постанови.

З повагою,

В.о. головного виконавчого директора

вик. Храпак С.П. тел. 056-718-91-56
Фесак В.В. тел. 056-718-93-65



Станіслав ВАЛАНТИР