



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране

РЕШЕНИЕ

№ Ц-18

от 01.07.2022 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2022 г., като разгледа заявления за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с вх. № Е-14-01-10 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2022 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-6 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация-Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-5 от 04.04.2022 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-3 от 31.03.2022 г. от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-5 от 31.03.2022 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-5 от 02.04.2022 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2022 г. от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД, с вх. № Е-14-03-6 от 31.03.2022 г. от „Топлофикация Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-11-4 от 01.04.2022 г. от „Топлофикация Габрово“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-4 от 31.03.2022 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 11.04.2022 г. от „КОГРИЙН“ ООД, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2022 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2022 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2022 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2022 г. от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, с вх. № Е-14-59-2 от 31.03.2022 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-58-1 от 13.04.2022 г. от „Алт Ко“ АД, с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2022 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2022 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2022 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2022 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2022 г. от „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД, с вх. Е-14-77-1 от 04.04.2022 г. от „Белла България“ АД, с вх. № Е-14-63-1 от 01.04.2022 г. от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, с вх. Е-14-69-1 от 31.03.2022 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2022 г. от „МБАЛ – Търговище“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 01.04.2022 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-75-1 от 01.04.2022 г. от УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2022 г. от „Коген Загоре“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2022 г. от „Оранжерии Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-2 от 31.03.2022 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-71-1004 от 18.05.2022 г. от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 02.06.2022 г. открито заседание и на 07.06.2022 г. обществено обсъждане, установи следното:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа

и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премиата.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

Основните принципи на ценово регулиране са заложи в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените, редът за определяне на премиите, методиката за определяне на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод, при който Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на Комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

По смисъла на §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ „регулаторен преглед“ означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед, при прилагане на метода „норма на

възвръщаемост на капитала“, Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., считано от 01.07.2021 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **36 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо изх. № Е-14-00-4 от 08.03.2022 г. на Комисията (Писмото на КЕВР) на 39 дружества от сектор „Топлоенергетика“ са дадени указания за представяне на необходимата отчетна и прогнозна информация, относно извършването на регулаторен преглед на цени на топлинна и/или електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Във връзка с подадените заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № 3-Е-1051 от 20.05.2022 г. на Председателя на КЕВР е създадена работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, както и на допълнително представена информация във връзка с регулаторния преглед. Основните цели на извършения в КЕВР регулаторен преглед са свързани с установяването на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаването на прогнозните данни за новия регулаторен период. Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са представени в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“, в доклад с вх. № Е-Дк-1500 от 23.05.2022 г. (Доклада).

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ на база представените годишни финансови отчети

Въз основа на представената от дружествата информация е извършен анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние към 31.12.2021 г. на следните топлофикационните дружества и централите с промишлен товар (заводски централи):

1. Топлофикационни дружества:

„Топлофикация София“ ЕАД; „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация - Плевен“ ЕАД; „Топлофикация Русе“ ЕАД; „Топлофикация - Перник“ АД; „Топлофикация-Враца“ ЕАД; „Топлофикация-ВТ“ АД; Топлофикация-Бургас“ АД; „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД; „Топлофикация-Разград“ АД; „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД; „Топлофикация-Габрово“ ЕАД; „Юлико Евротрейд“ ЕООД.

2. Дружества с топлинен товар за небитови нужди:

„Когрийн“ ООД; „Белла България“ АД; „Алт Ко“ АД; „Солвей Соди“ АД; „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД; „Декотекс“ АД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „МБАЛ-Търговище“ АД; „Енергиен център Зебра“ ЕООД; „Инертстрой – Калето“ АД; „Оранжерии Петров дол“ ООД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ - Бобов дол“ АД; „Оранжерии Гимел II“ ЕООД; „ТЕЦ Оранжерии 500 дка“; „ТЕЦ Оранжерии 200 дка“; УМБАЛ „проф д-р Стоян Киркович“ АД; „Коген Загоре“ ЕООД; „Нова Пауър“ ЕООД; „Брикел“ ЕАД; „Димитър Маджаров-2“ ЕООД.

ПОСТИГНАТИ ФИНАНСОВИ РЕЗУЛТАТИ ЗА 2021 г.

1. Топлофикационни дружества

1.1. Топлофикационни дружества реализирали печалба от дейността:

- | | |
|---|----------------|
| • „Топлофикация-Перник“ АД | 1 154 хил. лв. |
| • „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД | 530 хил. лв. |
| • „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД | 2 375 хил. лв. |
| • „Юлико Евротрейд“ ЕООД | 2 хил. лв. |

1.2. Топлофикационни дружества отчели загуба от дейността си:

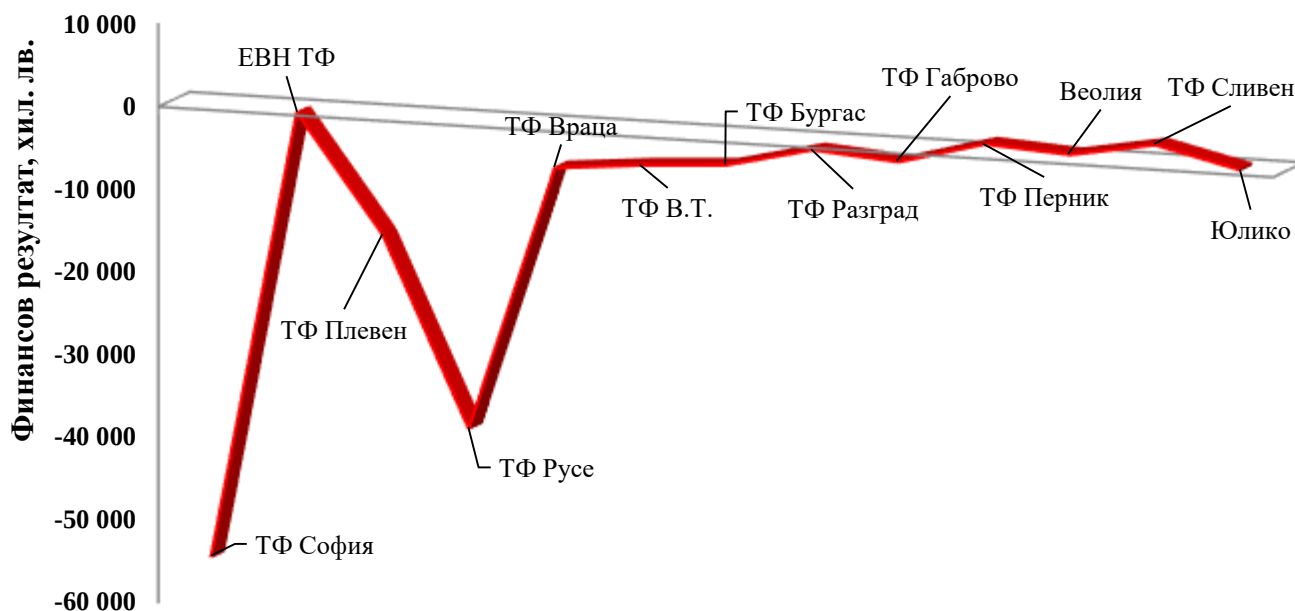
• „Топлофикация София“ ЕАД	54 694 хил. лв.
• „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	248 хил. лв.
• „Топлофикация - Плевен“ АД	14 384 хил. лв.
• „Топлофикация Русе“ АД	37 150 хил. лв.
• „Топлофикация-Враца“ ЕАД	4 990 хил. лв.
• „Топлофикация-ВТ“ АД	4 009 хил. лв.
• „Топлофикация - Бургас“ АД	3 340 хил. лв.
• „Топлофикация-Разград“ АД	849 хил. лв.
• „Топлофикация - Габрово“ ЕАД	1 647 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

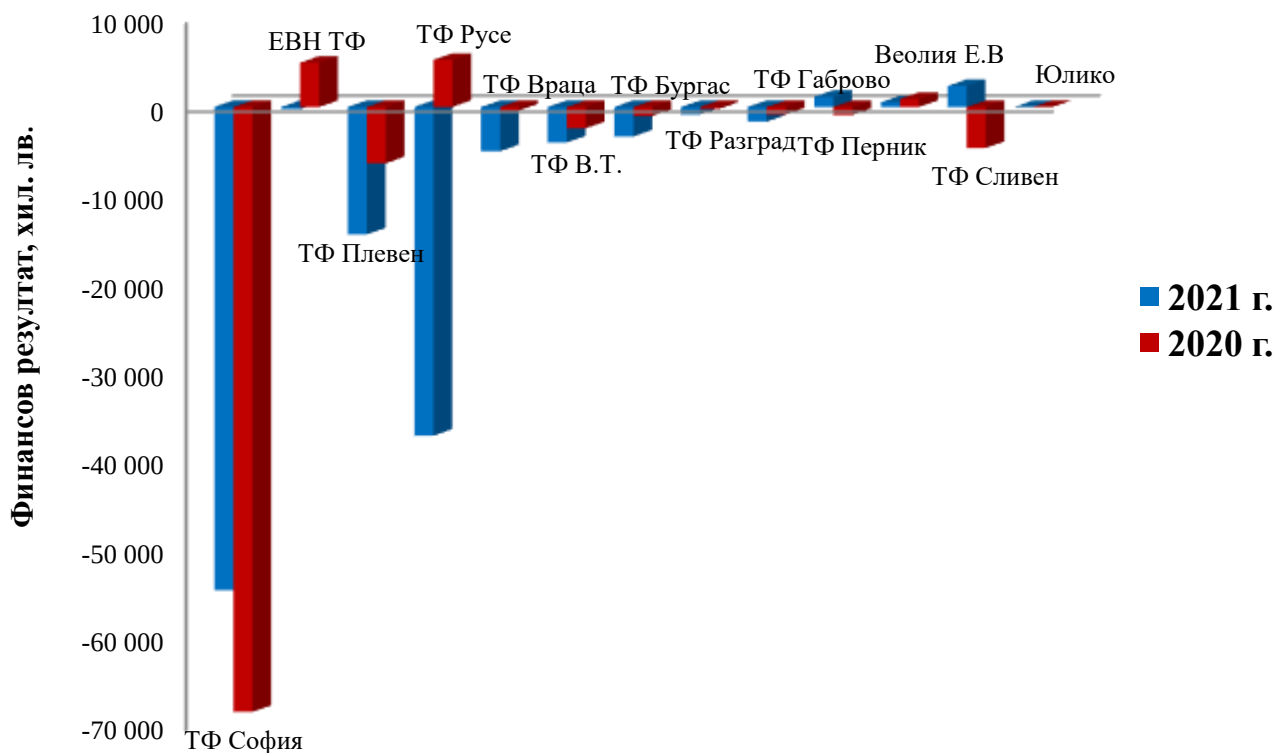
1. Дружествата, които подобряват през 2021 г., спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен са: „Топлофикация София“ ЕАД; „Топлофикация-Перник“ АД и „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД.

2. Дружествата, които влошават през 2021 г., спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; „Топлофикация - Плевен“ АД; „Топлофикация Русе“ АД; Топлофикация-Враца“ ЕАД; „Топлофикация-ВТ“ АД; „Топлофикация - Бургас“ АД; Веолия Енерджи Варна“ ЕАД; „Топлофикация-Разград“ АД; „Топлофикация-Габрово“ ЕАД и „Юлико Евротрейд“ ЕООД.

**Постигнати финансови резултати на
топлофикационните дружества за 2021 г.**



Финансови резултати на топлофикационните дружества за 2021 г. спрямо 2020 г.



2. Центри с топлинен товар за небитови нужди

2.1. Дружества, реализирали печалба от дейността:

• „Когрийн“ ООД	198 хил. лв.
• „Белла България“ АД	13 097 хил. лв.
• „Алт Ко“ АД:	836 хил. лв.
• „Солвей Соди“ АД	111 051 хил. лв.
• „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД	1 268 хил. лв.
• „Декотекс“ АД	12 хил. лв.
• „ЧЗП „Румяна Величкова“	325 хил. лв.
• „МБАЛ-Търговище“ АД	98 хил. лв.
• „Енергиен център Зебра“ ЕООД	1 хил. лв.
• „Инертстрой-Калето“ АД	2 473 хил. лв.
• „Оранжерии Петров дол“ ООД	565 хил. лв.
• „ТЕЦ - Бобов дол“ АД	6 914 хил. лв.
• „Оранжерии Гимел II“ ЕООД	2 016 хил. лв.
• „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“	1 697 хил. лв.
• „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“	2 761 хил. лв.
• УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД	7 707 хил. лв.
• „Нова Пауър“ ЕООД	1 127 хил. лв.

2.2. Дружества, отчели загуба от дейността:

• „Овердрайв“ АД	269 хил. лв.
• „Коген Загоре“ ЕООД	324 хил. лв.

От направения анализ е видно, че:

1. Дружествата, които подобряват през 2021 г., спрямо предходната година финансовия резултат, като увеличават печалбата, намаляват загубата или от отрицателен финансов резултат реализират положителен, са: „Алт Ко“ АД; „Солвей Соди“ АД; „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД; „МБАЛ-Търговище“ АД; „Енергиен център Зебра“ ЕООД; „Инертстрой-Калето“ АД; „Оранжерии Петров дол“ ООД; „ТЕЦ - Бобов дол“ АД; Оранжерии Гимел II“ ЕООД; „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“; „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“; УМБАЛ „проф. д-р Стоян Киркович“ АД; „Коген Загоре“ ЕООД и „Нова Пауър“ ЕООД.

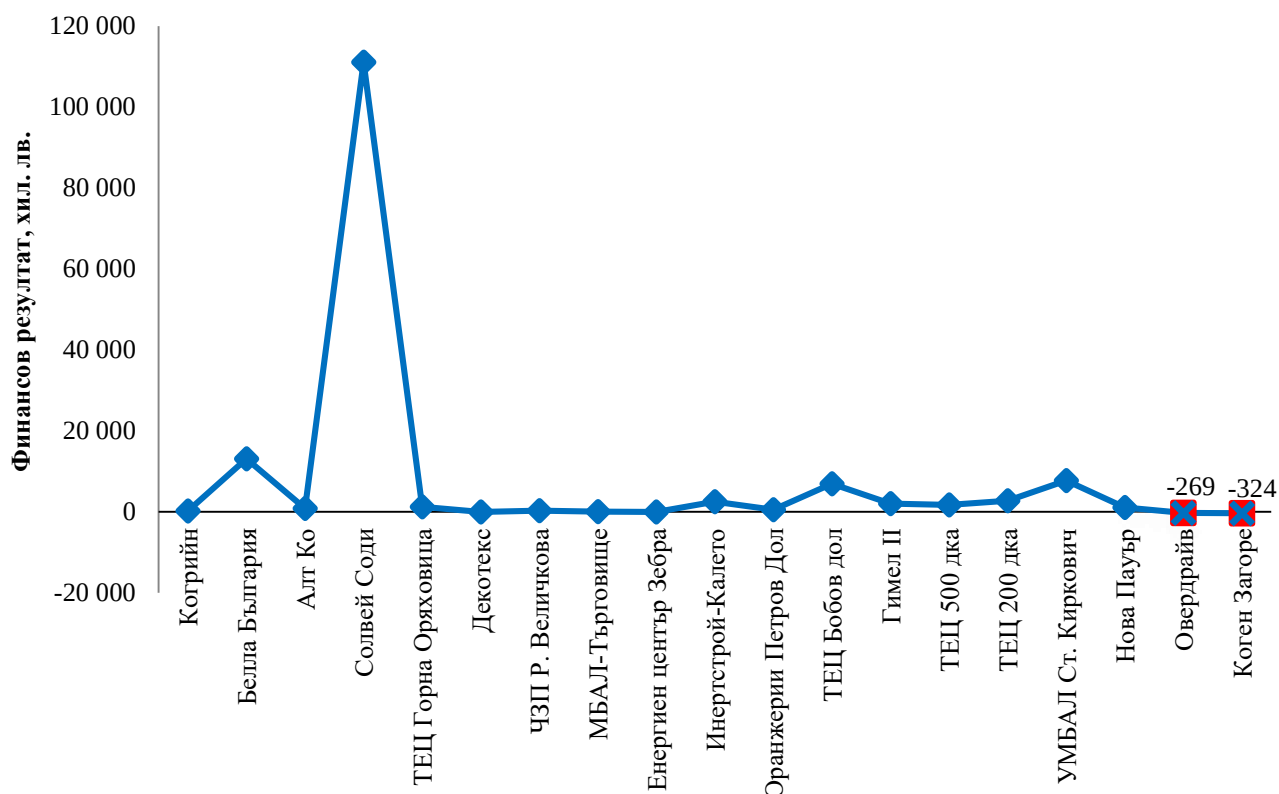
2. Дружествата, които влошават през 2021 г., спрямо предходната година финансовия резултат, като намаляват печалбата или увеличават загубата са: „Когрийн“ ООД; „Белла България“ АД; „Декотекс“ АД; ЧЗП „Румяна Величкова“ и „Овердрайв“ АД.

По отношение извършения анализ на финансовия показател обща ликвидност (съотношение между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) по дружества от сектор „Топлоенергетика“ може да се направят следните изводи:

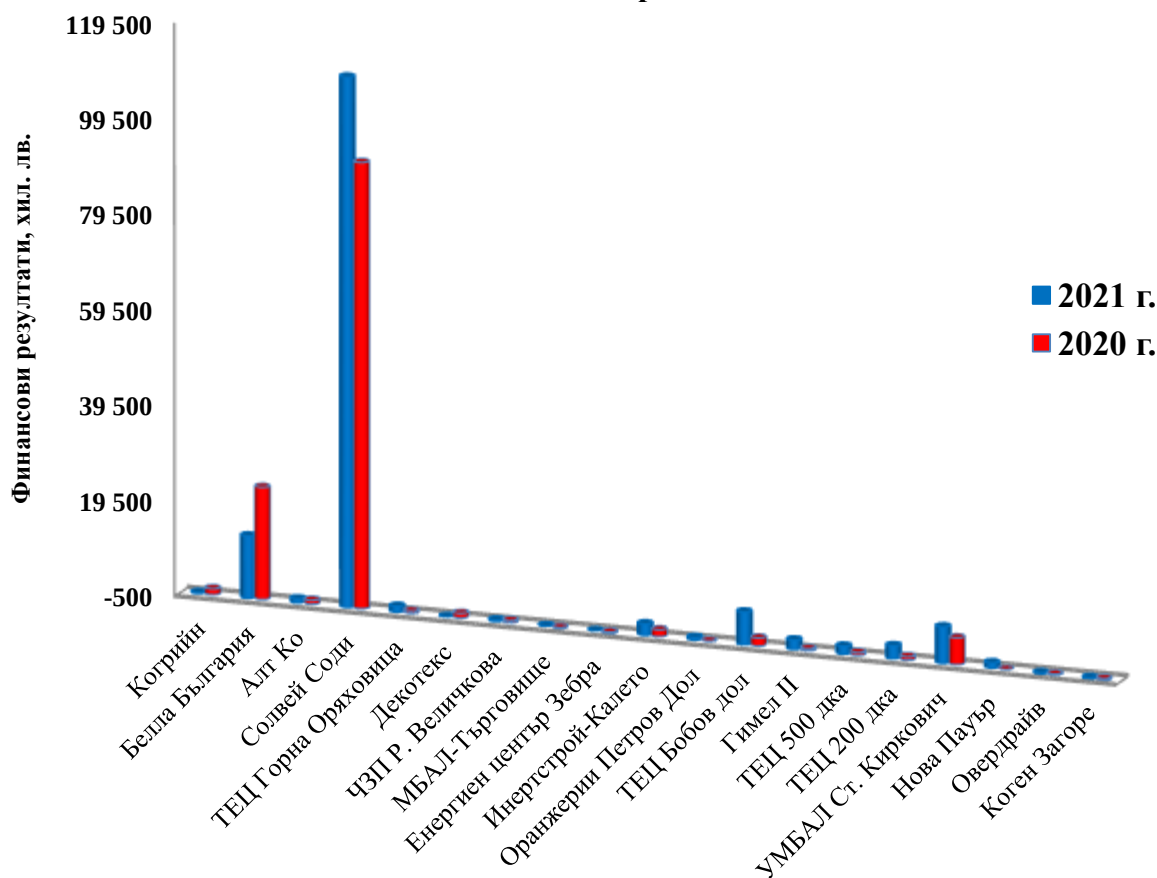
1. Топлофикационните дружества, които са с добра обща ликвидност към края на 2021 г., която определя възможността им със собствени оборотни средства да обслужват текущите задължения са: „Топлофикация Русе“ АД; „Топлофикация - Перник“ АД; „Топлофикация-ВТ“ АД; „Топлофикация-Бургас“ АД и „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД. Останалите топлофикационни дружества са с обща ликвидност под единица, което определя невъзможността със собствени оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

2. Заводски централи, които разполагат със свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения са: „Алт Ко“ АД; „Солвей Соди“ АД; „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД; „Декотекс“ АД; ЧЗП „Румяна Величкова“; „Инертстрой-Калето“ АД; „Оранжерии Петров дол“ ООД; „Овердрайв“ АД; „ТЕЦ - Бобов дол“ АД; „Оранжерии Гимел II“ ЕООД; „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“; „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“ и „Нова Пауър“ ЕООД, докато останалите на които е направен регулаторен преглед са с ниска обща ликвидност и не разполагат с достатъчно свободни оборотни средства да обслужват текущите си задължения.

Постигнати финансови резултати за централи с топлинен товар за 2021 г.



Финасови резултати на централи с топлинен товар за 2021 г. спрямо 2020 г.



Индивидуалните констатации относно финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в мотивите по-долу.

След прегледа на представените от дружествата заявления за новия ценови период от 01.07.2022 г. при метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ в ценообразуващите справки са нанесени корекции при прилагане на следния общ подход:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. В общия случай прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2021 г., през отчетния ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена програма през новия ценови период - например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да

отчитат и възможностите на клиентите да заплащат енергийните продукти. В тази връзка, поради драстичното повишаване към момента на цената на емисиите за въглероден диоксид с над 40%, както и на цената на основното гориво на международните пазари с над 100%, дружествата следва да прецизират, реорганизируют и приоритизират разходите си, респективно да търсят възможности за тяхното отлагане във времето с цел запазване на клиентите си на услугата. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са допълнително намалени.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот.

1.2. При разходите за ремонт е извършен анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през 2021 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. В общия случай, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2021 г. При наличие на мотивирани обосновки относно необходимостта от извършване на ремонтни дейности с оглед недопускане на рязко покачване на цените и запазване на възможността на клиентите за редовно заплащане на задълженията си, стойността на разхода е допусната да превишава отчетната стойност през базисната година. За дружествата, при доказани и мотивирани обосновки за необходимост от извършване на основни ремонти при изчерпване на часовете пробег на завода - производител на оборудването е допуснато максимално повишение на разхода в рамките до 60% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски са допускани увеличения на стойностите в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период в рамките на 10-15%, в съответствие с официалните данни за инфлацията за периода.

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсирание чрез съответните количества енергия;

1.5. Разходи, свързани с услугата „дялово разпределение“, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

1.6. Разходите за съдебни производства, в случай че са включени в утвърдените разходи, са коригирани с приходите от спечелените съдебни процеси, съобразно представената информация от дружествата.

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ. За регулаторни цели в РБА не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ):

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на

енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$HB = D_{СК} * \left(\frac{HB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} * HB_{ПК} ,$$

където:

HB е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$HB_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$HB_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета (β) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

$$HB_{СК} = \text{Безрискова премия} + \beta_e * \text{Пазарна рискова премия}$$

3.1. Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 0,5852% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е от среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2021 г. – май 2022 г. по данни на Българската народна банка¹.

3.2. β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента β се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой

¹https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StRLTIR/index.htm?FILTERSANDVALUES=%27FREQ=M%27&pageId=38&series=2&KEYFAMILY=LTIR&TRANSFORMATION=SDMX_VERTICAL

аналогични дружества. Съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, безлостовият β коефициент за 2022 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,55. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък β коефициент. Damodaran цитира и коригирана прогноза за β на активите, като корекцията се основава на предположението, че част от стойността на собствения капитал се състои от парични средства с β стойност, приета за нула. Стойностите, публикувани на сайта, са средно с 0,03 по-високи от реалните за енергийния сектор. При изчислението по-долу тези факти не са взети предвид, като е използван безлостов β коефициент от 0,55, въпреки че е възможно да се приеме и по-ниска стойност.

Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на енергийните дружества и размера на данъчната ставка, се преобразува в лостов β коефициент. Стойността на лостовия β коефициент се определя по формулата:

$\beta_e = \beta \times (1 + (1 - ДС) \times Д_{пк} / Д_{ск})$, където:

β_e – стойност на лостовия β коефициент;

β – стойност на безлостовия β коефициент;

$Д_{ск}$ – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

$ДС$ – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$Д_{пк}$ – дялът на привлечения капитал в общия капитал, %;

3.3. Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,24% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 5,82%.

3.4. Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baal от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ. Aswath Damodaran препоръчва стойност от 1,58% за България.

$НВ_{ск} = \text{Безрискова премия} + \beta_e * \text{Пазарна рискова премия}$

$НВ_{пк} = \text{Безрискова премия} + \text{Рейтингов корпоративен спред}$

$НВ = Д_{ск} * НВ_{ск} / (1 - ДС) + Д_{пк} * НВ_{пк}$

4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията - собствени нужди и специфични разходни норми и др.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2021 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2021 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до

влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.) за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство.

6. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са на база отчетен период, съобразени с производствената, ремонтна и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите и реалните стойности на загубите, породени от намаленото потребление на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиенти на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

7. Корекции на количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите са направени въз основа на отчета на технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия.

8. За централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2021 г., периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи.

9. Разходите за акцизи за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове.

11. Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа. Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ

на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия.

С оглед прилагане на горните разпоредби е взето предвид, че съгласно условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна и хъбова компонента.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са прогнозирани като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестваш периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени:

	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
Газьол със съдържание на сяра, 1%	USD/t	856,3157	986,6851	1050,397	1053,981
Мазут със съдържание на сяра, 0,1%	USD/t	610,4682	681,5379	714,7108	717,1496

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX), чиито стойности към 24.05.2022 г. са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
TTF фючърси	€/MWh	88,91	89,1	89,535	70,976

Азербайджан

	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
Газьол със съдържание на сяра, 1%	USD/t	805,8169	940,0028	1 053,116	1 055,906
Мазут със съдържание на сяра, 0,1%	USD/t	583,8055	655,4739	716,5609	718,4595

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговските договори, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, и **допускането, че цялото договорено количество азерски газ**, се доставя в общия микс, прогнозните цени по тримесечия, към които са прибавени цената за задължения към обществото и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 2,5% от средната покупна цена на природния газ, са следните:

	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.	Регулаторен период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	114,84	119,28	122,58	105,96	115,67

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **427,46 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO₂) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от комисията количества горива. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. Въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е направена симулация на търговете за CO₂ квоти, по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO₂ квоти до края на периода в диапазона от 80,0 до 99,0 евро/t., при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на **91,30 €/t. CO₂**.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.04.2021 г. в размер на 69,37 €/t. (не са взети предвид авиационни EUAA, полски PL и немски DE квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период в размер на 80,0 €/t. или средна цена за периода в размер на **71,23 €/t**.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022-30.06.2023 г. е изчислено общото количество отделени емисии.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **91,30 €/t**.

14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 - ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C^I)_t + Q_e * (C_{пе} - C^{II})_t \pm P_t - 1, \text{ където:}$$

H_t е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Q_g - отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$C_{пг}$ - индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

C^I - отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Q_e - отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$C_{пе}$ - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$\text{Ц}^{\text{П}}$ - отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P - разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1 , лв.;

t - ценовият период.

В случай, че постигнатата помесечна цена на природния газ (Цп):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена (Цп^1), изчислена по формулата:

$$\text{Цп}^1 = 0,5 * (\text{Цбг} + \text{Цп}).$$

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

Тези корекции на необходимите годишни приходи, при топлофикационните дружества са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи: топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „вид на използваното гориво“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата - дружествата с централи с гориво въглища.

В съответствие с гореизложеното са определени коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД - 0,2851
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,4620
3. „Топлофикация - Плевен“ АД – 0,3775
4. „Топлофикация - Бургас“ АД – 0,3358
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4084
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,3405
7. „Топлофикация - Разград“ АД – 0,4
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,36
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,3340
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3140
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,34
12. „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,3050
13. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД – 0,2890
14. „Когрийн“ ООД - 0,49
15. „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка - 0,49
16. „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“ - 0,49
17. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - 0,49
18. „Инертстрой – Калето“ АД - 0,49
19. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
20. ЧЗП „Румяна Величкова“ - 0,4952
21. „Алт Ко“ АД - 0,49
22. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД - 0,3
23. „Брикел“ ЕАД - 0,3667
24. „Солвей Соди“ АД - 0,3927
25. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД - 0,3927
26. „Декотекс“ АД - 0,4889
27. „Енергиен център Зебра“ ЕООД - 0,48
28. „Белла България“ АД - 0,4910
29. „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,49
30. „Овердрайв“ АД - 0,49
31. „МБАЛ-Търговище“ АД - 0,4966
32. „УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,48
33. „Нова Пауър“ ЕООД -0,49
34. „Топлофикация Петрич“ ЕАД-0,5963

16. За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, **КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия.** По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Към настоящия момент на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 29 търга, относими частично към периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
10.06.2022	НЕК ЕАД	Базов товар	H2 2022	443,75
03.06.2022	ЕСО ЕАД	Базов товар	H2 2022	436,00
02.06.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,05
26.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	437,67
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	453,08
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	440,40
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	H2 2022	427,50

Видно от горната таблица средната постигната цена за второто полугодие на 2022 г. или първата половина от регулаторния период е в размер на 439,78 лв./MWh, като за последните 2 месеца бележи ръст от 6%.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
23.06.2022	Хидро Пауър Ютилитис ЕООД	Базов товар	Q3 2022	479,00
20.06.2022	Актаел ЕООД	Базов товар	Q3 2022	469,71
17.06.2022	НЕК ЕАД	Базов товар	Q3 2022	469,68
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	441,69
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	438,02
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	440,21
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	468,39
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	432,01
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	414,39
17.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	442,79
10.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	545,05
09.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q3 2022	590,00

Видно от горната таблица средната постигната цена за третото тримесечие на 2022 г. е в размер на 469,25 лв./MWh, като след първоначалния ръст през началото на м. март, пазарът се успокоява трайно на нива около 440,00 лв./MWh, като през м. юни отново се наблюдава ръст, предвид несигурността относно газовите доставки в Европа и динамиката на газовите пазари.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
17.06.2022	НЕК ЕАД	Базов товар	Q4 2022	509,52
26.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	458,83
18.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	469,18
10.05.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	450,79
13.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	441,30
01.04.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	463,53
25.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	429,79
22.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	412,94
11.03.2022	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	Базов товар	Q4 2022	456,20

Видно от горната таблица, средната постигната цена за четвъртото тримесечие на 2022 г. е в размер на 454,68 лв./MWh, като отново се наблюдава ръст през края на м. март, след което пазарът се успокоява трайно на нива около 450,00 лв./MWh, като през м. юни отново се

наблюдава ръст, предвид несигурността относно газовите доставки в Европа и динамиката на газовите пазари.

Динамиката на постигнатите на търговете на БНЕБ ЕАД цени пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 15,00 €/MWh и 21,00 €/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX² (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX³.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2022.

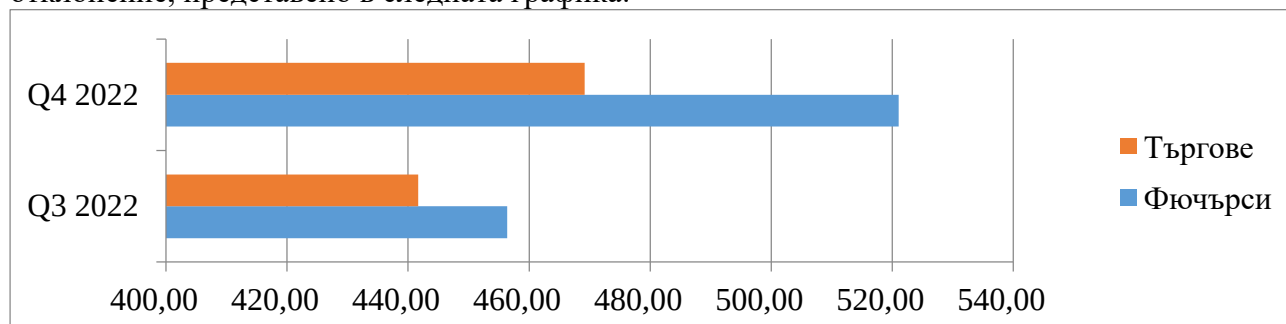
Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2022	456,37	482,29	494,02	495,98
Q4 2022	521,05	538,66	550,39	551,47
H2 2022	488,71	510,47	522,21	523,72

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 22,00 лв./MWh, докато с унгарския – около 33,50 лв./MWh. Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 30,00 лв./MWh до 40,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2023 и Q2 2023, съответно за H1 2023 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2023	533,79	567,29	569,52
Q2 2023	362,44	395,94	389,66
H1 2023	448,12	481,61	479,59

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2022 – 488,71 лв./MWh и за H1 2023 – 448,12 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на 468,42 лв./MWh.

Ако се сравнят, обаче, постигнатите нива на търговете, организирани на платформите на БНЕБ ЕАД и референтната фючърсна стойност за съответния период, се забелязва допълнително отклонение, представено в следната графика:



² <http://www.eex.com>

³ <https://hudex.hu>

Подобна асиметричност в двете посоки се получава, когато развитието на една пазарна зона се отклонява от преобладаващия цикъл в околните пазари и обикновено се дължи на спекулативен приток на капитали, инфлационни процеси, нормативни и регулаторни намеси и др. В конкретния случай, най-вероятната причина е наложеното ограничение на търговете максималното оферирано количество да не превишава 5 MW, чиято цел е предотвратяване на помпването на спекулативни балони.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчете горната асиметричност, като се предвиди допълнително отклонение на цената в размер на около 8%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. следва да е в размер на 430,94 лв./MWh.

Основният движещ фактор за покачването на цените на европейските, съответно регионалните борси, освен покачването на цените на квотите за въглеродни емисии, е рекордно високата цена на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. Оценките на анализаторите са противоречиви, като някои от тях определят този ръст като временно явление, докато други са на мнение, че покачването ще е трайно и ще придобие системен характер.

Горното важи в особено голяма степен за ситуацията след средата на месец юни, когато цената на природния газ в Европа нарасна в резултат на намалените доставки от Русия. Високите ценови нива се задържат и към настоящия момент, като газовите фючърси се търгуват на най-високото си ниво за последните пет години. Това обстоятелство пряко корелира с отчетените нива на електроенергийните фючърси за втората половина на 2022 г., които преминаха границата от 300 €/MWh.

Пазарите в Европа реагират на липсата на новини относно мерки за преодоляване на енергийната криза, основно съсредоточена в Германия и провокирана от цената на газа, като акумулират възможността за задълбочаване. Тези опасения прерастват в огромно търсене на втечнен природен газ (LNG), което е предпоставка за рекордните цени към настоящия момент. Горното, обаче, застрашава сериозно икономическия ръст на Европейския съюз, като вече се наблюдава свиване на производството в химическата, стоманодобивната, автомобилната и др. индустрии. Поради тази причина може да се приеме за временен спайк, който ще се урегулира в следващите месеци. Декларираната от редица държави промяна в политиката им относно въглищните електроцентрали и временното им връщане в енергийния микс предопределя успокояване на пазарите на електрическа енергия и намаляването на обвързаността им, поне частично с газовите пазари. В тази връзка при изготвяне на прогнозата, предвид дългосрочния ѝ характер, предполагащ консервативен подход, не са взети под внимание колебанията в цените на фючърсите след 15.06.2022 г. Тази преценка се потвърждава и от постигнатите цени на търговете на платформата на БНЕБ ЕАД за Q3 2022 и Q4 2022, проведени след тази дата и представени по-горе, които са близки до стойностите, използвани от Комисията.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е определена в размер на 430,94 лв./MWh.

Съгласно чл. 376, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред за предходната календарна година от съответната група – независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на

електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2021 г. – 31.12.2021 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2021 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2021 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2021 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от симулацията за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са, както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	212,59 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	210,87 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	0,99192
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	430,94 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	427,46 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 427,46 лв./MWh.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 02.06.2022 г. и на 07.06.2022 г. Комисията е провела съответно открито заседание за разглеждане на Доклада и обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2022 г. Съгласно решение на КЕВР по Протокол № 128 от 27.05.2022 г., т. 2, е осигурена и възможност и за дистанционно участие чрез програмата за съобщения Skype.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-00-1004 от 27.05.2022 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за присъствено или виртуално участие в откритото заседание чрез програмата за съобщения Skype.

На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества

Доклада, след което в рамките на определения съгласно чл. 30, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. 47, ал. 3 от НРЦЕЕ срок, дружествата, направили възражения по Доклада, са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки.

Чрез съобщение на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 138 от 03.06.2022 г., т. 1, Комисията е поканила заинтересованите страни по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, за участие в общественото обсъждане, като е осигурена и възможност за дистанционно участие чрез програмата за съобщения Skype.

С писмо на КЕВР с изх. № Е-03-17-1016 от 03.06.2022 г. като заинтересовани лица са поканени Министерство на енергетиката, Омбудсман на Република България, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа“, Българска стопанска камара, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Българска браншова камара на енергетиците, Конфедерация на работодателите и индустриалците в България, Асоциация на индустриалния капитал в България, Българска търговско-промишлена палата, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите, Национална федерация на енергетиците, Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

Участие в общественото обсъждане са взели Омбудсманът на Република България – проф. д-р Диана Ковачева, г-н Огнян Винаров, пълномощник на Българска търговско-промишлена палата, Сдружение „Изправи се.БГ“ с представител г-жа Мая Манолова, г-жа Мадлен Кирчева, представител на Сдружение „Защита на гражданите и държавата“, г-н Ясен Цветанов – гражданин.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В определения срок са постъпили писмени възражения и становища от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ АД, „Топлофикация Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация – Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД, „Топлофикация-Габрово“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ - Бобов Дол“ АД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Топлофикация Петрич“ ЕАД, „Декотекс“ АД, „Инертстрой – Калето“ АД, „Алт Ко“ АД, „ЧЗП Румяна Величкова“, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, както и от проф. д-р Диана Ковачева – Омбудсман на Република България, г-жа Мая Манолова – председател на гражданска платформа „Изправи се.БГ“, инж. Огнян Винаров, пълномощник на Българска търговско-промишлена палата и „Граждански контрол“, инж. Ясен Цветанов.

I. ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“

1. „Топлофикация София“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-01-10 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 127,12 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 122,70 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 708,22 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 994,17 лв./ km^3 ;
- цена на мазут – 426,17 лв./t;
- цена на газбълб – 1 944,57 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към заявлението е приложен неаудитиран финансов отчет за 2021 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Производствена програма

Производство на топлинна енергия – прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е на база реални данни от последните години. За новия ценови период е планирано **количество топлинна енергия** в размер на **4 724 940 MWh**, което е с 1,96% по-малко от отчетеното през изтичащия период, като са отразени мерките за енергийна ефективност, прилагани при крайните потребители и увеличението на броя потребители.

Относителният дял на **прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия** спрямо отпуснатата топлинна енергия е 20,46%, при относителен дял през базовата година 19,14%. Посочва се, че прогнозните данни са получени въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,92% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите се запазва, като е отчетен ефектът на подмяната на старите абонатни станции на небитовите потребители. Запазен е делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане.

Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени, както следва:

- 251 674 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;
- 653 710 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;
- 42 579 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Дружеството прогнозира **топлинна енергия за собствени нужди** в размер на 93 212 MWh, което представлява около 1,97% от брутната произведена топлинна енергия, като направената прогноза приблизително съответства на данните за базовата година.

Производство на електрическа енергия – прогнозното производство на електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определено на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени нужди, като се прогнозира електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. Прогнозното производство е в размер на 972 460 MWh, което е с 9,42% по-малко спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период.

Планираната за **реализация електрическа енергия** е **805 588 MWh**, което представлява увеличение с 1,44% спрямо прогнозираната за изтичащия период. Прогнозата е направена на база очаквания топлинен товар, обезпечаваш електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители и промяната на топлинните характеристики на сградния фонд.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозирано е 52 025 MWh за ценовия период или 5,35% от цялата изнесена електрическа енергия. Електрическата енергия за собствени нужди се формира от енергията, необходима за хранване на всички битови абонатни станции, енергия от топлоизточниците, за помпените станции и административните сгради.

Специфичен разход на условно гориво – планираните специфични нетни разходи на условно гориво за новия ценови период са както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 134,29 kg/MWh, формиран за компанията, и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 220,48 kg/MWh.

Топлинни мощности – при прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари постигнати на изхода на централите през последните

три години.

Горива за производство – необходимото количество природен газ за производство през 2022/2023 г. възлиза на **682 079 хnm³**, което е формирано на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Енергийна ефективност – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е **82,52%**, която ще е с 2,57% по-висока спрямо постигнатата през настоящата ценова година.

2. Признати годишни разходи за лицензионните дейности

Планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството с оглед безпрецедентното нарастване на цените на основните ресурси, формиращи променливите разходи на дружеството – природен газ и квоти за въглеродни емисии, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2021 г.

2.1. Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за регулаторния период е 144 188 хил. лв. и са планирани изцяло на нивото на отчетените през базисната 2021 г. – 141 740 хил. лв.

- **Разходи за амортизация** – дружеството прилага линеен метод на амортизация, като се начисляват амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността на дружеството – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За новия ценови период са планирани **разходи за амортизация** на стойност **30 581 хил. лв.** на база отчета за 2021 г. Разходите за амортизация са разпределени спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно към топлинната енергия, а амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двете ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 68,48% за топлинна енергия и 31,52% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 60,32% за топлинна енергия и 39,68% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната работа на дружеството се разпределя между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена. В прогнозните амортизационни разходи не е включен ефектът от извършената от лицензиран оценител преоценка на ДМА в отчета към 31.12.2021 г., в резултат на която е определена нова справедлива пазарна стойност на част от активите на дружеството и ще бъде отчетено повишение на амортизационните разходи.

- **Разходи за ремонт** – прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност **5 546 хил. лв.** и са с дял от 0,5% от планираните годишни разходи, като планираните ремонтни действия са извършени въз основа на оценки и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, така, че да се осигури надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производството, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Разходите за ремонт включват планирани ремонтни дейности на съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и съоръжения, обслужващи лицензионните дейности, като към тях не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. **Общо планираните средства за ремонт в производството**, посочени в Справка № 1 „Разходи“ са в размер на **2 800 хил. лв.**, и са разпределени, както следва:

- Отнесени към топлинната енергия – **777 хил. лв.** и включват предвидените ремонти в централите произвеждащи само топлинна енергия на стойност 394 хил. лв., както и част от разходите за ремонти в двете ТЕЦ, разпределени на база съотношението между ДМА за

комбинирано и ДМА за разделно производство в Справка РБА на стойност 383 хил. лв.;

- Отнесени към електрическата енергия – **228 хил. лв.**, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и дела на ДМА за производство на електроенергия в Справка РБА;

- Отнесени към двата продукта – **1 795 хил. лв.**, получени спрямо съответния дял на ДМА за комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност **2 746 хил. лв.** и са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като: обследване на главни паропроводи, ремонт на водогрейни котли, обследване на барабани на енергийни котли, ремонти на осветителни инсталации, ремонт на мрежови помпи и други.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки – общият размер на планираните за новия регулаторен период са на стойност **73 608 хил. лв.**, от които 50 413 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 23 194 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи, като техният размер е планиран изцяло на нивото на отчетените разходи през базисната 2021 г. Дружеството посочва, че е предприело оптимизация на персонала в дружеството, като за последните три години е налице устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. Заетите в дружеството са намалели от 2 389 служители през 2019 г. до 2 219 служители към 01.03.2022 г. или със 170 души за три годишния период, като само от началото на 2022 г. намалението е с 30 души. Дружеството посочва, че прилага целенасочена политика по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията на служителите в дружеството. Посочва се, че към 31.12.2021 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 1 944 лв. и е с 15% по-ниска от средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2021 г., която по данни на НСИ е 2 237 лв.

Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е **35 105 хил. лв.**, като планирането им е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част, в резултат на което се предвижда намаление с 3,3% спрямо отчетените през 2021 г. В състава им не са включени разходите за вноски във ФСЕС, финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството.

2.2. Променливи разходи – общият размер на променливите разходи е **874 933 хил. лв.**, като те са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата, емисиите и останалите суровини.

- **Разходите за природен газ** са на стойност **678 106 хил. лв.** и представляват 66,5% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Дружеството посочва, че към момента има сключен договор за доставка с „Булгаргаз“ ЕАД, от когото купува природен газ по ежемесечно регулирана цена. „Топлофикация София“ ЕАД счита, че поради военния конфликт между Руската федерация и Украйна, последвалите санкции от страна на ЕС и САЩ, очакванията за ускорена диверсификация на доставките на природен газ в цяла Европа, включително с американски доставки на LNG, намеренията за единно договаряне на условията за доставка между ЕС и Русия, както и предстоящото пускане в експлоатация на интерконекторната газова връзка между България и Гърция, към настоящия момент е изключително трудно изготвянето на точна и обоснована ценова прогноза за природения газ през следващия ценови период. Въз основа на наличната публична информация, че от м. септември 2022 г. е възможно да бъдат получавани доставки на азерски природен газ, при определянето на прогнозна цена в заявлението си „Топлофикация София“ ЕАД е направила допускане, че от 01.09.2022 г. за формирането на цената за регулирания пазар ще бъдат използвани договорните условия за доставка на азерски газ, която съгласно публично изнесената информация е приблизително с 30% по-ниска спрямо цената на руския природен газ. При това допускане, и отразявайки динамиката на цената на фючърсите на петрола за периода от октомври 2021 – юни 2022, е получена среднопретеглена цена на природния газ за новия ценови период юли 2022 – юни 2023 г. в размер на 91,26 лв/MWh (965,04 лв/хm³). Към така изчислената цена са добавени съответно:

- 0,70 лв/MWh (7,36 лв./хnm³) – цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2021 г. – 30.09.2022 г.;

- 2,09 лв/MWh (21,78 лв./хnm³) – среднопретеглена цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 12 783 хил. лв., изчислени при акцизна топлина на горивото от 17 231 528 GJ и акцизна ставка в размер на 0,6 лв/GJ.

- **Разходи за закупуване на CO₂ квоти** са прогнозирани в размер на 168 887 хил. лв. с прогнозна цена от 80,00 €/t. и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор по данни на НСИ за 2021 г. – 55,5644 t. CO₂/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 280 561 t., като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2022 г. и 2023 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 201 177 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 079 384 t.

- **Разходи за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи** са планирани на нивото на отчетените през базисния период и спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

3. Недовзет приход и корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ – дружеството счита, че през настоящия регулаторен период е налице драстично нарастване на цените на природния газ и CO₂ квотите, като през периода от м. юли 2021 г. до м. март 2022 г. регулираната цена на природния газ е нараснала от 49,94 лв/MWh до 113,73 лв/MWh (+128%), а през м. януари е достигнала исторически най-високото си ниво от 133,41 лв/MWh. За същия период борсовата цена на CO₂ квотите също е отбелязала съществен ръст от 53 €/t. до нива от над 90 €/t. (+70%), като към настоящия момент квотите се търгуват на цени между 75-80 €/t. Дружеството посочва, че цените, утвърдени с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., са определени при индивидуална прогнозна цена на природния газ от 47,11 лв/MWh и цена на CO₂ квоти от 51,00 €/t., което води до дисбаланс при ценообразуването и е създадо огромнен ликвиден недостиг за дружеството и задълженията му към „Булгаргаз“ ЕАД в края на 2021 г. са нараснали значително. Дружеството посочва, че ликвидната криза се е задълбочила в началото на 2022 г. вследствие на мораториума върху цените, наложен с решение на Народното събрание. Направено е изчисление по реда на чл. 8 ал. 10 от НРЦТЕ и след приспадане на компенсацията от държавата в размер на близо 140 млн. лв., недовзетият приход според дружеството до края на м. март 2022 г. възлиза в размер на приблизително 285 млн., който счита, че може да се увеличи до близо 400 млн. лв. до края на регулаторния период. В тази връзка, дружеството настоява възможно най-голяма част от формирания недовзет приход да бъде възстановена през следващия ценови период.

Регулаторната база на активите (РБА) – за новия ценови период е в размер на 452 137 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2021 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА, са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства и др.). В стойността на дълготрайните активи не са включени извършваните преоценки на ДМА съгласно Международните счетоводни стандарти. В РБА не са включени почивните станции и имотите отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 50 448 хил. лв.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от „Указания НВ“ и е в размер на 123 568 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответния продукт/метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

Норма на възвращаемост – общата норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,35% и е изчислена съгласно Указания-НВ, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2021 г. В капиталовата структура

не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана е примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 4% и норма на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 3,00%, която е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с „Българска банка за развитие“ АД.

Към заявлението за цени дружеството е представило подробна обосновка за присъдените юрисконсултски възнаграждения през 2021 г., които възлизат в размер на **1 396 929,37 лв.**, но се посочва, че същите **не са включени** в отчетените и прогнозни ценообразуващи елементи.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 238,849 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2021 г., общият всеобхватен доход на „Топлофикация София“ ЕАД е отрицателна стойност в размер на 54 694 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 248 454 хил. лв., положителна стойност на преоценки на нефинансови активи в размер на 216 767 хил. лв. и данък върху дохода, отнасящ се за тях, както и отрицателна стойност на преоценки на задълженията по планове с дефинирани доходи в размер на 1 478 хил. лв. и данък върху дохода, отнасящ се за тях. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателна стойност в размер на 68 503 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 67 158 хил. лв., отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 1 494 хил. лв. и данък върху дохода, отнасящ се за тях.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за всеобщия доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2021 г. бележат ръст спрямо предходната година с 57,89%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 86,77%.**

Общите приходи в състава си включват приходи от продажби на топлинна и електрическа енергия в размер на 634 499 хил. лв., други приходи от 66 708 хил. лв. и разходи за оперативната дейност 948 943 хил. лв. в т. ч. с най-голям относителен дял разходи за материали 507 790 хил. лв.

Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., показват, че „Топлофикация София“ ЕАД не разполага със собствен капитал да обслужва финансовите си задължения и да обезпечи изпълнението на инвестиционната програма със собствени средства. Показателят за общата ликвидност, определящ възможността за обслужване на текущите задължения със собствени оборотни средства, показва, че дружеството ще среща затруднения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 10% собствен капитал и 90% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 16 744 хил. лв. на 10 566 хил. лв. или с 6 178 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 546 хил. лв. на 4 580 хил. лв. или с 966 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., при утвърдена стойност за ценовия период 5 064 хил. лв., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 50 413 хил. лв. на 39 077 хил. лв. или с 11 336 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2021 г. в размер на 35 525 хил.лв., завишена с 10% за новия ценови период, при отчетена стойност на разхода в размер на 50 413 хил. лв. за календарната 2021 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 01.07.2021 г.-30.06.2022 г.

разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 52 474 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 16 949 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2020 г., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход и съответното повишение на средната работна заплата в страната. По отношение на този разход дружеството системно не се включва в утвърдената от комисията регулаторна рамка. Значителните превишения на стойността над регулаторната рамка трябва да бъде за сметка и единствено на сумата на възвръщаемостта. Корекцията на този разход от страна на регулатора цели преструктуриране и оптимизиране на разходите за персонал.

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 23 194 хил. лв. на 10 620 хил. лв. или с 12 574 хил. лв., в съответствие с корекцията на разходите за заплати и възнаграждения, при спазване на нормативните изисквания и средния процент на социалните разходи към разходите за заплати на дружествата от сектор енергетика, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 397 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 3 706 хил. лв. на 383 хил. лв. или с 3 323 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност на дружеството през изминалия ценови период. По данни на лицензианта отчетената стойност на този разход за календарната 2020 г. е 461 хил. лв. Следователно реалното ниво на разхода през годините е в рамките на утвърдената стойност за новия ценови период.

- разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 5 214 хил. лв. на 1 754 хил. лв. или с 3 460 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност на през изминалия ценови период. По данни на лицензианта отчетената стойност на този разход за календарната 2020 г. е 1 791 хил. лв. Следователно реалното ниво на разхода през годините е в рамките на утвърдената стойност за новия ценови период.

- разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 3 911 хил. лв. на 3 314 хил. лв. или с 597 хил. лв. до нивото на отчетената от дружеството стойност през изминалия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за съдебни разходи са коригирани от 5 000 хил. лв. на 3 419 хил. лв. или с 1 581 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност през изминалия ценови период. По данни на лицензианта отчетената стойност на този разход за календарната 2021 г. е 7 360 хил. лв. Дружеството не е представило убедителни доказателства за необходимостта от значителното увеличение на този разход.

- разходите за вода, отопление и осветление в преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 025 хил. лв. на 441 хил. лв. или с 584 хил. лв. до нивото на утвърдената и заявена от дружеството стойност през изминалия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 168 887 хил. лв. на 192 743 хил. лв. или с 23 856 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 079 384 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 1 079 384 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 1 079 384 t = 192 743 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,35% на 4,28% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 947 963 MWh (20,47%) на 457 963 MWh (9,89%) или с 490 000 MWh до достигане на стойността на загуби в % от топлоотдаване и изтичане сравними с най-ефективните мрежи за пренос и разпределение на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от

общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 118,45 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,69 + 2,93 = 3,62$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 122,07 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
		Q3			Q4			Q1			Q2					
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76		
		2021/2022														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	266 027	197 095	278 820	608 480	812 121	1 080 393	1 166 056	876 284	922 397	548 108	308 007	302 650	7 366 438		
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,95		
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,55		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-1 048,15	-2 286,30	-6 524,40	-28 154,37	-36 480,45	-29 203,03	-49 324,17	-26 761,70	-29 941,01	-28 128,90	-15 806,92	-30 691,76	-284 351		
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,55		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,55		
2. Корекция по въглеродни емисии																
							27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90				
Количество, Qe	тона	1 211 102														
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	71,23														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-47 919,00														
												Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цп)t±Pt-1			=	-332 270,16

„Топлофикация София“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-01-3 от 02.06.2022 г по Доклада, във връзка с направени корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на изчисляването на надвзет/недовзет приход от природен газ и въглеродни емисии:

1.1. Относно изчисления недовзет приход от природен газ в общ размер от 348 486 хил. лв. дружеството счита, че помесечните количества природен газ, на база на които са извършени изчисленията са значително по-ниски от реално изразходвания от „Топлофикация София“ ЕАД природен газ през отчетния период. Според дружеството, помесечните отклонения в количествата формират обща разлика в недовзетия приход, съответно в получената компенсация за периода декември 2021 - април 2022 в нетен размер от 13 983 хил. лв. За сравнение дружеството представя данни в две таблици. В първата изчислява недовзет приход от природен газ, изчислен с количествата от Доклада, а във втората - с реално изразходените и фактурирани от „Булгаргаз“ ЕАД количества природен газ. Дружеството отбелязва, че към момента на подаване на заявлението за цени от 01.04.2022 г. не е разполагало с отчетни данни за потреблението на природен газ за месеците март, април, май и юни, като в тази връзка заявява, че в отговор на писмо на КЕВР с изх. № Е-14-00-1002 от 19.05.2022 г., ще предостави информация за реалното потребление за периода м. март - м. май 2022 г., както и актуална прогноза за м. юни 2022 г. Към становище дружеството е приложило наличните счетоводни документи за покупката на природен газ от „Булгаргаз“ ЕАД за периода юли 2021 – април 2022 г. Във връзка с изложеното, „Топлофикация София“ ЕАД настоява при окончателното определяне на недовзетия приход, Комисията да вземе предвид представените данни за потреблението на природен газ, както и актуалната цена на природния газ за м. юни 2022 г.

1.2. Относно изчисления недовзет приход от въглеродни емисии дружеството счита, че приетата средна цена от 71,23 €/t. е значително по-ниска спрямо реалните ценови нива, по които то е закупило квотите за календарната 2021 г. Посочва се, че през изтеклия ценови период „Топлофикация София“ ЕАД е лишено от приходи на стойност над 370 млн. лв., което е предизвикало безпрецедентна ликвидна криза в него и огромни затруднения за изплащане на текущите задължения за природен газ. Дружеството е поставено под постоянен натиск от основните му кредитори в лицето на „Български енергиен холдинг“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД и свободните парични потоци са насочвани изцяло за погасяване на задълженията за природен газ в съответствие с ограничените му ликвидни възможности. Допълнителното влошаване на ликвидността е предизвикана и от извънредната ситуация с налагането на мораториум върху цените на топлинната енергия, съответно премията за ВЕКП. Тези обстоятелства са поставили дружеството в обективна невъзможност за текущо закупуване на необходимите квоти въглеродни емисии, в резултат на което те са закупени през м. март и м. април, когато ценовите нива са по-високи и за покупката на 1 211 102 тона дружеството е извършило разход на стойност 206 731 хил. лв. Дружеството счита, че с оглед на безпрецедентната регулаторна среда през изминалия ценови период и извънредната държавна намеса чрез наложения мораториум, осигуряването на баланса между интересите на топлофикационните дружества и потребителите изисква пълното възстановяване на извършените разходи за покупка на въглеродни емисии. Дружеството отбелязва, че остойносттаването на недовзетия приход при цена от 71,23 €/t. ще доведе до непокрита загуба в размер на 38 008 хил. лв.

2. По отношение на извършената корекция на технологичните разходи по преноса и намаляването им 490 000 MWh до достигане на 9,89% от отпуснатата от топлоизточниците енергия. „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че е дружество с най-нисък процент на загуби по преноса в сравнение всички топлофикационни дружества в страната, като за сравнение е представена справка по години (Таблица 3), от която е видно, че традиционно процентът на загуби по преноса е между 17 и 21%, като дружеството никога не е достигало нива близки до коригираната стойност. В подкрепа на твърденията си, дружеството е представило информация за общата дължина на топлопреносната мрежа – 1 007 km, и за методите на полагане на съществуващите топлопроводни в топлопреносната мрежа: в канали и тунели – 61,5%; предварителни изолирани тръби – 35,9%; въздушно – 2,5%. Посочва, че за определяне на топлинните загуби се използват корекционни коефициенти, регламентирани в чл. 133 и чл. 134 от Наредба № 15 от 28 юли 2005 г. за технически правила и нормативи за проектиране,

изграждане и експлоатация на обектите и съоръженията за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия (Наредба № 15 от 28 юли 2005 г.). Поради голямата натовареност и сложността на инфраструктурата в столицата и необходимостта от ремонтнопригодност на топлопроводите, процентът на канално и тунелно положени тръби при „Топлофикация София“ ЕАД е най-голям, като и съответно и топлинните загуби са по-големи в сравнение с безканално положените тръбопроводи, които са с най-малко загуби към околната среда. Отбелязва се, също че „Топлофикация София“ ЕАД не надвишава и нормите за допустимото количество добавъчна вода (подпитка). Посочва, че след изчисления направени от специалисти на дружеството при напълно новоизградена топлопреносна мрежа изцяло от предварително изолирани тръби – безканално положени загубите от излъчване на топлина в околната среда на годишна база се оценяват на 8,6%, а загубите от собствено потребление (деаерация и подгръвяне на добавъчна вода) на годишна база се оценяват на 3,9% или общо 12,5%. Като не са добавени загубите от пропуски на топлоносител по преноса. В тази връзка, дружеството счита, че признатите от КЕВР загуби от 9,89% са физически и технологично недостижимо ниски. Загубите, отчетени от „Топлофикация София“ ЕАД за 2021 г. от 19,14% са най-ниски за всички топлофикационни дружества, които са средно 23%. Като се вземе под внимание спецификата на инфраструктурата на столицата и необходимостта от предимно канално и тунелно полагане на топлопроводите, загубите на топлинна енергия не биха могли технологично да бъдат под 15% при изградена напълно нова топлопреносна мрежа, която процентна стойност се възприема като референтна на средноевропейско ниво. В заключение дружеството отбелязва, че извършеното намаление на технологичните разходи ще донесе директна финансова загуба в размер на близо 67 млн. лв. през следващия регулаторен период.

3. По отношение на корекцията в разходите за заплати и осигуровки, извършена в справка № 1 „Разходи“, където заявените разходи за заплати и възнаграждения, както и разходите за осигуровки и социални надбавки, са намалени с общо 23 910 хил. лв. Дружеството е представило в табличен вид данни за заявени и признати разходи за персонал за отделни регулаторни периоди, от които прави обобщение, че за новия ценови период е предвидило оптимизация на разходите за персонал спрямо заявените през изминалия регулаторен период с 3 025 хил. лв., като през 2021 г. съгласно финансовия отчет общите разходи възлизат на 78 230 хил. лв. За периода от м. юли 2019 г. заявените разходи за персонал са нараснали с 18,6%, което е изцяло в съответствие с инфлацията за разглеждания период в размер на 18,4%, а предложеното увеличение на разходите за заплати в размер на 24,8% се покрива от ръста на минималната работна заплата, която нараства с 26,8%.

Въпреки стремежа на дружеството отчетните разходи за персонал да бъдат максимално близки до признатите от КЕВР, за следващия регулаторен период Комисията предвижда намаление на разходите за осигуровки и социални надбавки с 12 574 хил. лв., в резултат на което общият признат размер на разходите за персонал намалява с 4 236 хил. лв. (-9,1% спрямо 2019 г.), на фона на очакванията за рекордна инфлация и продължаващия ръст на минималната работна заплата. По този начин разликата спрямо заявените разходи продължава да нараства, достигайки 23 910 хил. лв., като системното намаление на разходите за персонал през последните четири регулаторни прегледа към настоящия момент води до общо 69 786 хил. лв. по-малко признати разходи спрямо заявените от дружеството.

„Топлофикация София“ ЕАД заявява, че провежда целенасочена политика по оптимизиране на разходите за персонал, като усилията са насочени основно в намаление на заетите в административната част. През последните три години административният персонал е намалял с 12%, докато заетите в производството бележат минимален спад от 1%. Финансовият ефект от предприетите мерки за оптимизация на числеността се изразява в задържане на нивото на разходите, като краен ефект плавното увеличение на трудовите възнаграждения в съответствие с държавната политика по увеличение на доходите и договореностите залегнали в Колективния трудов договор. „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че е участник на пазара на труда в столицата, където нивото на работните заплати е над средното за страната, към 31.12.2021 г. Средната брутна работна заплата в дружеството е 1 944 лв., докато по данни на Националния статистически институт (НСИ) средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ за 2021 г. е 2 237 лв. или с близо

15% по-висока. Това е и една от причините дружеството да изпитва все по-големи затруднения за намиране на кадри с техническо образование, като в тази насока, освен задължителното предлагане на по-конкурентни възнаграждения, се работи в сътрудничество със средните и висши учебни заведения за осигуряване на квалифицирани кадри в бъдеще.

4. По отношение на извършеното намаление на разходите за амортизации в преноса с 6 178 хил. лв.

„Топлофикация София“ ЕАД заявява, че е планирало разходите за амортизации за новия регулаторен период изцяло на нивата на отчетените през 2021 г. в съответствие с прилаганите амортизационни планове на лицензионните активи в преноса. Дружеството посочва, че съществена част от ДМА в преноса са абонатните станции, като близо 70-80% от стойността им се дължи на вложената в тях автоматика, която не може да бъде експлоатирана физически 35 години, тъй като през този период възможностите на приложимия софтуер в електрониката динамично се променят. Дружеството счита, че системното непризнаване на пълния размер на разходите за амортизация е основна причина за ограничените му възможности да осигури необходимия ресурс за инвестиции, поддръжка и рехабилитация на производствените мощности и топлопреносната мрежа, което в дългосрочен план неизменно би довело до увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията. В тази връзка, счита корекцията за неоснователна.

5. По отношение корекцията, свързана с разходите за ремонт за регулаторния период с 966 хил. лв., като счита, че намаляването им не кореспондира с мотивите за намаляване на технологичните разходи по преноса в резултат на планираните инвестиционни и ремонтни дейности. Дружеството посочва, че в т. I.2. от приложенияте към заявлението документи, е представило подробни справки за отчетените през 2021 г. и планираните за регулаторния период ремонтни разходи, по позиции и стойности за всеки от четирите топлорайона, поради което счита, че заявените разходи за ремонт следва да бъдат признати в пълен размер.

6. По отношение на корекции в разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ:

- Относно извършената **корекция на разходите за въоръжена и противопожарна охрана дружеството посочва**, че размерът им е планиран в съответствие с поетите договорни отношения, свързани с предоставянето на услуги по въоръжена физическа охрана на лицензионните обекти на дружеството, като планираното увеличение спрямо 2021 г. с 18% е в резултат от предвидената в договора индексация при увеличението на минималната работна заплата, която от 01.04.2022 г. се повишава с 9%, като в прогнозата е отчетено и очаквано увеличение от 01.01.2023 г.

- Относно извършената корекция на **разходите за абонаментно поддържане** до нивото на утвърдената стойност през изминалия ценови период дружеството посочва, че през 2021 г. реално извършените разходи са в размер на 5 383 хил. лв., като планира този разход изцяло на нивото на отчетната стойност в размер на 5 214 хил. лв. Констатираното от Комисията увеличение спрямо 2020 г. е основно в резултат на внедряването на интегрираната информационна система SAP ERP и разходи за поддръжка, свързани с продължаването на процесите по дигитализация и оптимизация на дейностите в дружеството и обслужването на дигиталната инфраструктура. Увеличението на този разход е пряко свързано с оптимизацията на процесите в дружеството и е основна предпоставка за осигуряване на възможността за редуциране на персонала, както и предлагането на все по-качествени и клиентски услуги.

- Относно извършената корекция и приспадането на **приходите от извършени юрисконсултски възнаграждения** от необходимите приходи, дружеството отбелязва, че в документите към заявлението е предоставило подробна писмена обосновка, в която надлежно е обосновано, че разходите със санкционен характер и съпоставимите на тях приходи, каквито са приходите от юрисконсултски възнаграждения не са ценообразуващи елементи и не касаят определянето на цената на електрическата и топлинна енергия, поради което дружеството счита, че не би следвало да се взимат предвид при образуването на цените.

- Относно извършената корекция на условно-постоянните **разходи за вода, отопление и осветление** с 584 хил. лв. до нивото на утвърдената стойност през изминалия ценови период, дружеството посочва, че прогнозните разходи по тези пера са планирани с минимално

увеличение от 8% спрямо базисния период - 2021 г., което в контекста на продължаващия ръст на цените на всички енергоносители счита, че е значително консервативна прогноза.

„Топлофикация София“ ЕАД заявява, че изразява разбиране относно предизвикателството пред КЕВР, свързано със запазване на баланса между интересите на потребителите и енергийните дружества, в условията на рекордни цени на енергоносителите, повсеместните инфлационни процеси и безпрецедентната социално-икономическа обстановка в страната и Европа. Въпреки това подчертава, че през изминалия регулаторен период топлофикационните дружества и най-вече „Топлофикация София“ ЕАД са понесли изключително големи финансови загуби вследствие на рестриктивния подход, който Комисията е приложила при определянето на цените, както и от отказа за актуализацията им преди изтичане на регулаторния период. Дружеството счита, че действащата нормативна уредба предвижда забавена компенсация на недовзетия приход, която може да достигне период от над една година, прехвърля и мултиплицира целия негативен ефект от пазарните тенденции върху топлофикационните дружества и ги поставя в условията на сериозен ликвиден дефицит.

В заключение, „Топлофикация София“ ЕАД отбелязва, че описаните в становището корекции на ценообразуващите елементи ще доведат до загуба през новия регулаторен период в размер на близо 154 млн. лв. като с оглед на изложеното, настоява КЕВР да вземе предвид представените в становището мотиви и да ги отрази в окончателно си решение за утвърждаване на цени от 01.07.2022 г. посредством допълнително увеличение на премията от ФСЕС, като се запази цената за потребителите на топлинна енергия, определена от КЕВР в Доклада.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1.1. Възражението на дружеството по отношение на изчисляване на надвзет/недовзет приход от природен газ не се приема. Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа. В съответствие с представените отчетни данни на дружеството относно количествата природен газ, консумирани помесечно за изминалия ценови период и заложените стойности за прогнозната цена на природния газ от 01.07.2021 г. е изчислена прогнозната индивидуална цена за изминалия ценови период, при която са определени съответните цени, считано от 01.07.2021 г.

С наличието вече и на постигнатите цени, по които дружеството е закупувало горивото, се изчислява разликата, която представлява съответно надвзетия или недовзет приход.

По отчетни данни за ценовия период дружеството е произвело електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП за месеците както следва:

„ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД - НЕКОМБИНИРАНА ЕЕ И КОЛИЧЕСТВО ГАЗ ЗА НЕЙНОТО ПРОИЗВЕЖДАНЕ ПРЕЗ ЦЕНОВИ ПЕРИОД 2021/2022 Г.				
Година	Месец	Некомб. ЕЕ	Изразходван природен газ	Изразходван природен газ
		MWh	MWh	knm³
2021	м. 07	14 693,524	45 980,771	4 823,955
	м. 08	1 125,379	3 179,411	335,332
	м. 09	11 697,590	38 332,818	4 032,557
	м. 10	10 497,807	33 130,309	3 484,039
	м. 11	4 457,068	16 184,157	1 701,953
	м. 12	9 674,748	30 734,592	3 230,497
2022	м. 01	13 912,543	45 468,842	4 772,240
	м. 02	18 398,372	75 919,765	7 959,437

м. 03	17 520,936	77 006,878	8 054,645
м. 04	12 020,048	53 140,411	5 561,691
м. 05	5 117,565	18 691,652	1 933,452
м. 06			
ОБЩО	119 115,580	437 769,606	45 889,798

В тази връзка, при изчисляване на стойността на недовзетия приход, са извадени количествата природен газ за производство на съответната електрическа енергия **без постигнати показатели** за ВЕКП.

1.2. Възражението на дружеството относно изчисления недовзет приход от въглеродни емисии е неоснователна. На основание чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, при корекцията на необходимите приходи, разходите за квоти CO₂ се остойностяват по отчетена средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период. В тази връзка, корекции на необходимите приходи са извършени при приета от Комисията средна цена от 71,23 €/t., изчислена по съображения подробно изложени в т. 13 от общия подход. Следва да се има предвид, че в условия на регулиран пазар дружествата са длъжни да закупуват CO₂ квоти при възможно най-ниски цени, в съответствие с принципа по чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за създаване на енергийни доставки при минимални разходи. Не е оправдано тежестта от сключените от дружеството сделки за CO₂ квоти да се прехвърля изцяло върху потребителите. КЕВР може да признае исканите от дружествата разходи за CO₂ квоти до размера на горепосочената цена. По този начин се осигурява баланс между интересите на клиентите и тези на дружеството, в съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 4 от ЗЕ.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема. Следва да се отбележи, че за целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода в рамките на 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите на 10%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за

разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

3. Възражението на дружеството по отношение на корекцията в разходите за заплати и осигуровки не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период – рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 90% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 45,76 лв./MWh през изминалия ценови период на 115,67 лв./MWh през новия период, т. е. с 152%, при цена на въглеродните емисии от 51 €/t. през изминалия ценови период на 91,3 €/t през новия период, т. е. със 79% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В тази връзка, КЕВР приема за икономически обосновано по отношение на разходите за заплати и възнаграждения да допусне размер на разходите до нивото на утвърдената стойност през 2021 г. в размер на 35 525 хил. лв., завишена с 10% за новия ценови период. В този момент, всяко допълнително повишаване дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Комисията няма задължение да отразява в цените договорените със синдикатите нива на ежегодните повишения на разходите за заплати и възнаграждения. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията счита, че ръководството на „Топлофикация София“ ЕАД следва да продължи воденето на политика по оптимизиране на разходите за персонал, без това да води до липса на квалифицирани и обучени кадри, която да застраши производствения процес на топлинна и електрическа енергия.

4. Възражението на дружеството по отношение на извършеното намаление на разходите за амортизации в преноса не се приема. Разходите за амортизации са следствие на

вече направени инвестиции и актувани в инвентарната книга на дружеството към 31.12.2021 г. Техният размер за регулаторни цели се определя от Комисията. Източникът на допълнителни средства във връзка с подмяна на участъци от преносната мрежа и разходи за ремонти, с които дружеството планира да увеличи стойността на преносната мрежа, не е допустимо да се залагат в прогнозния разход за амортизации предварително. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

5. Възражението на дружеството по отношение корекцията на разходите за ремонт не се приема. Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1.2 от общия подход. Извършен е анализ на планираните и реално изпълнени ремонтни дейности през 2021 г., както и на възможностите на енергийното предприятие да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

6. Възражението на дружеството по отношение на коригираните разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ не се приема. Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на тези разходи (за въоръжена и противопожарна охрана, абонаментно поддържане, разходи за вода, отопление и осветление) е извършено до отчетените от дружеството нива през изминалия ценови период, като приема че предвид, усложнената социално-икономическа ситуация в страната, допускането дори на минимално повишение на тези разходи ще доведе до допълнително повишаване на цените на топлинната енергия, което не е приемливо за клиентите на дружеството и може да доведе до негативен за дружеството ефект, изразяващ се в отлив на клиенти и затруднения при инкасирането на вземания. Приспадането на приходите от извършени юрисконсултски възнаграждения от необходимите приходи е извършено в съответствие с приетия от Комисията общ подход по т. 1.6.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 1 213,28 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 785,82 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,86 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 133,06 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 1 220 512 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 200 135 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 193 хил. лв. и променливи – 1 097 942 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 475 535 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,28%

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 805 588 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 173 765 MWh.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-49-5 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 108,59 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 107,59 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 835,91 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 1 826,30 лв./ km^3 .

Като приложение към заявлението за цени е представено искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период м. юли 2022 г. – м. юни 2023 г., които са изчислени от дружеството в размер на 788 018,96 лв. без ДДС. Посочва се, че тези средства ще бъдат за изпълнението на мерки за повишаване на енергийната ефективност, с които „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД ще изпълни определената му за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2023 г. цел за енергийни спестявания при крайното потребление на енергия.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период

Прогнозираните количества на отпуснатата топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на **321 429 MWh** и са планирани на база очакваната реализация, технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, при външни температури на въздуха характерни за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години. Направеният от дружеството анализ показва, че не се очаква значителна промяна на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период – разработена е въз основа на планираната работа по инсталации, целогодишното използване на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, съобразно планираните ремонтни дейности и очакваните топлинни товари, като се планира топлинната енергия за СН да бъде в размер на **10 913 MWh**. Дружеството посочва, че това количество е с 3 718 MWh по-малко спрямо 2021 г., поради това че не се предвижда експлоатация на енергиен котел № 3 в ТЕЦ Север, което води до редуциране на потреблението на пара за собствени нужди. От началото на отоплителния сезон 2021/2022 г. за покриване на върховия топлинен товар се използват само новоизградени на двете площадки 5 броя водогрейни котли, всеки с номинална топлинна мощност от 19 MW. За базова инсталация ще се използва когенерацията.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи – за тяхното определяне дружеството е направило анализи на изменението на реалните отчетени стойности за последните 8 ценови периода. Технологичните разходи в абонатните станции (АС) са прогнозирани в размер на **9 100 MWh** и съответстват на достигнатото им ниво през последните 6 години. Дружеството планира технологичните разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа да бъдат в размер на **17 000 MWh**, а загубите на

топлинна енергия от излъчване да бъдат **86 400 MWh**, което представлява намаление с 23 659 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценовия период 2019/2020 г.

На база направените от дружеството сравнителни анализи на **технологичните разходи по преноса** през предходните години, за новия ценови период се **планира те да бъдат 35,0%** от прогнозното производство на топлинна енергия или 112 200 MWh. В обосновката се посочва, че в справките към заявленията за цени, дружеството отчита всяка година технологични разходи по преноса от 40% и счита, че непризнаването на пълния размер на технологичните разходи на топлинна енергия възпрепятства дружеството да кумулира средства за осъществяване на рехабилитация на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив.

Дружеството прогнозира **количеството произведена електрическа енергия Ебр.** да е в размер на **285 650 MWh**, електрическа енергия за собствени нужди на когенерацията да е в размер на **9 520 MWh**, в т. ч. **5 036 MWh** за производство на електрическа енергия и **4 484 MWh** за производство на топлинна енергия. За новия ценови период се предвижда по-продължителен престой за ремонт на Ко-генераторна инсталация в рамките на 25 календарни дни през м. август 2022 г.

Регулаторна база на активите (РБА) – дружеството посочва, че стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Активите в заявлението за новия ценови период са базирани на одобрените с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления. Основни позиции са производствените централи (Когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи ѝ компоненти (тръбопроводи, АС, измервателни устройства). Активите на производствените централи Нова когенерационна централа и ТЕЦ „Север“ са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за производството и на двата продукта. Стойността на активите за общо производство се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „Коефициента за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за електрическата и топлинната енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г. Активите на отоплителна централа „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия. Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към РБА, свързани с преноса на топлинна енергия. Други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2021 г. съответно в производството 109 849 ч. и в преноса на топлинна енергия 94 704 ч., което показва, че 54% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 46% се разпределят за пренос на топлинна енергия.

Необходим оборотен капитал (НОК) – дружеството посочва, че е калкулиран в съответствие с разпоредбата на чл. 9, ал. 10 от НРЦТЕ, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбиращи вземания. Към НОК дружеството е включило и разходите представляващи корекции на установени разлики от предходни ценови периоди съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, тъй като счита, че това са оборотни средства, които не са били включени в предходно ценово решение на КЕВР. В резултат на направените изчисления, дружеството предлага да се утвърди **НОК** в размер на **28 648 хил. лв.** Получената сума за НОК се разпределя между производството и преноса на топлинна енергия чрез „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“. В калкулацията са включени финансираната на обща стойност **425 хил. лв.** Дружеството е направило изчисление по формула, като за **РБА** е получило **163 230 хил. лв.**

Дружеството посочва, че **Нормата на възвръщаемост на капитала** преди данъчно облагане е изчислена по формулата, съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на **собствения капитал** за новия ценови период „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предлага използването на „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model -CAPM), а за източници на информация за определяне на стойностите: Българска народна банка и Aswath Damodaran. Дружеството е получило **Безрискова премия – 0,19%**. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е **0,55**, а този коефициент, при капиталова структура (50/50) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – **0,696**. Дружеството предлага **Пазарна рискова премия** в размер на **5,82%**, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,24%) и специфичния държавен риск за България (1,58%). След извършените изчисления, дружеството е получило **Норма на възвръщаемост на собствения капитал** в размер на **4,24%**, а **Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** е в размер на **1,77%** и е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена **Норма на възвръщаемост на капитала – 4,03%**.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – планирани са в размер на **11 551 хил. лв.**, на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. Симулацията на активите в позиции „Сгради“, „Транспортни средства“, „Стопански инвентар“ и „Други дълготрайни материални активи“ е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2021 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта. Амортизацията на активите от производствените централи е разпределена съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това какъв продукт произвеждат (електрическа, топлинна енергия или и двата вида енергия). Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходи за ремонт – планирани са по обекти в ремонтна програма в общ размер на **1 022 хил. лв.**, за поддържане в изправно и безопасно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

Разходи, свързани с персонала – планирано е увеличение на тези разходи, като се предлага да бъдат в размер на **4 895 хил. лв.**, която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на **3 906 хил. лв.** и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на **989 хил. лв.** Посочено е единствено, че увеличението се дължи на нарастване на разходите за заплати и възнаграждения в дружеството. Дружеството посочва, че в тези разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – планирано е увеличение с 5,2% до **8 040 хил. лв.**, като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2021 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 5,0% за периода март 2021 г. – февруари 2022 г. спрямо периода март 2020 – февруари 2021 г. Разходите за материали за текущо поддържане са увеличени до 324 хил. лв., като е взето на предвид текущото и очакваното увеличение на цената на металите въз основа на постъпили в дружеството оферти от контрагенти, както и на база проучвания, извършени от служители на дружеството.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността – планирани са в размер на **3 037 хил. лв.**, като се посочва, че структурата на тези разходи е запазена, така както е била в последното заявление за цени. Планирани са проектно-консултантски услуги, административни

и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал за по-ефективно извършване на основните дейности.

Приходи от присъединяване и услуги – планирани са в размер на **157 хил. лв.**, като те са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 5,0% за периода март 2020 – февруари 2021 г. Планираните приходи са от: услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги, директно възлагани от клиенти.

В резултат на направените прогнози и изчисления, дружеството предлага да бъдат утвърдени **условно-постоянни разходи** в размер на **25 351 хил. лв.**

Променливи разходи – планирани са в размер на 215 392 хил. лв., което е увеличение с 244,8%.

Разходи за материали – дружеството посочва, че се наблюдава увеличение на разходите за материали спрямо базисната 2021 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб ТТФ към ден на търговия 22.03.2022 г., предвид Методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД.

Разходи за закупена електрическа енергия – планирани са по месеци и по видове напрежение (високо, средно и ниско), като **общият размер на разходите е 1 199,66 хил. лв.** Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с планираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

Разходите за вода са с прогнозна стойност от **112 хил. лв.** и са планирани по месеци и по видове консуматори спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Към общите разходи са включени и разходи за канализация, отвеждане и пречистване на потребените количества вода.

Разходите за консумативи са с прогнозна стойност от **141,52 хил. лв.** и също са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на **1 125 хил. лв.**

Дружеството посочва, че в променливите разходи не са прогнозирани разходи за външни услуги.

Разходи за въглеродни емисии са определени като от реално емитираните от инсталациите парникови газове при производството са приспаднати предвидените безплатни квоти и са остойностени с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 22.03.2022 г. (Futures Market на EEX). Дружеството посочва, че съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределение на квоти за емисии в съответствие с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС, за периода **2021-2025 г.** на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД **предварително са разпределени общо 79 067 безплатни квоти**, като за **2022 г. са 16 548, а за 2023 г. са 16 185**. За периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 130 147 тона CO₂ квоти, при цена 158,24 лв./тон или **прогнозните разходи възлизат в размер на 20 594 хил. лв.**

Разходи за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия – прогнозираните са в размер на **267 хил. лв.** на база сумарен небаланс в размер на 3,3% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2021 г.

Корекции съгласно чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ – в обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходи за природен газ и за CO₂ квоти. Посочва се, че за периода 01.07.2021 – 30.06.2022 г. **корекцията на разходите за природен газ** е намалена с получените за м. декември 2022 г. и м. януари 2022 г. компенсация в размер на **7 888 хил. лв.**, съгласно решение на Министерски съвет № 93 от 25.02.2022 г. за изменение на Програма за компенсиране на битови клиенти на природен газ и топлофикационни дружества, използващи като основно гориво природен газ, с подпомагане с фиксирана сума на един MWh.

Дружеството счита, че няма достатъчно основания за признаването на предвидените компенсации за м. февруари 2022 г. и м. март 2022 г., като съответно те **не са включени в корекцията за природния газ**. Въз основа на направените изчисления, дружеството счита, че следва да му се начисли **корекция по природен газ** в размер на **45 930 хил. лв.**

Въз основа на направената **корекция на разходите за CO₂ квоти**, дружеството е получило **недовзет приход** от CO₂ квоти в размер на **-4 748 хил. лв.**

В обосновката на дружеството е представено изчисление за **корекция по природен газ и за CO₂ квоти за периода 01.07.2020 – 30.06.2021 г.** Въз основа на направените изчисления, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че следва допълнително да се коригират разходите за основно гориво – природен газ с **19 хил. лв.**, а тези за въглеродни емисии следва допълнително да се коригират с **-922 хил. лв.**

Дружеството е калкулирало **корекция на необходимите приходи** съгласно формула, като е получило: $H_t = -51\,580$ лв.

В **забележка** се посочва, че в ценообразуващите справки дружеството е **добавяло редове и е променяло формулите**, така че направените корекции да отговарят на съответните им разходи. Използвана е **прогнозна пазарна цена на електрическата енергия** в размер на **429,98 лв./MWh**, планирана на база прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г., базирана на сетълмент цени за финансов фючърс от ЕЕХ за Унгария към ден на търговия 22.03.2022 г. и групов коефициент съгласно определения от КЕВР в Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

Необходимите годишни приходи на дружеството са изчислени по формулата, съгласно чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **247 321 хил. лв.**

В Искане, което е като приложение към основното заявление за цени за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че поради това, че все още няма въведен единен национален инструмент за финансиране на схемата за задължителни енергийни спестявания и желае да бъде включена сумата от 788 018,96 лв. без ДДС в необходимите приходи на дружеството за годишни индивидуални цели за енергийни спестявания в размер на 0,82 GWh, представляващи необходими годишни приходи за периода 01.01.2021 г. до 30.06.2023 г. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка, в заключение са изложени съответните доводи.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 80,0 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е отрицателна стойност в размер на 315 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на 248 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 67 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителен в размер на 4 991 хил. лв., формиран от **печалба** в размер на 5 004 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 13 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други свързани с продажбата на електрическа енергия за 2021 г. бележат ръст спрямо предходната година с 56,48%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 64,05%, спрямо предходната година .**

Коефициентът на обща ликвидност за 2021 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е в размер на 0,97, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,59, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,65, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 40% собствен капитал и 60% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 53% собствен капитал и 47% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за координатор на балансираща група са коригирани от 46 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 46 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Разходи за балансиране по правилата за търговия с електрическа енергия“ са коригирани от 267 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 267 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 123 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 20 594 хил. лв. на 26 163 хил. лв. или с 5 569 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 146 514 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,564				
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				
	knm ³	76 862,00	0,00	0,00	0,00	
Емитирани CO ₂ , t		146 514	0,0	0,00	0,0	146 514

Прогнозни емисии CO₂ – 146 514 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 146 514 t. = 26 163 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 76 862 knm³.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,03% на 4,48% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и

индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,32 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,64 + 2,69 = 3,33$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 120,65 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
		Q3				Q4				Q1				Q2		45,76
		46,00				48,27				48,80				39,95		
		2021/2022														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	48 216	47 914	47 673	72 011	80 457	110 742	116 356	96 841	104 652	67 513	51 812	49 602	893 788		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,52		
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	48,83	56,32	67,89	92,86	85,12	91,73	120,38	102,24	111,60	138,97	91,27	141,36	99,23		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-163,26	-525,03	-1 079,53	-3 271,44	-3 289,39	-1 819,58	-3 405,98	-2 217,28	-3 174,54	-3 220,71	-2 658,97	-5 030,09	-29 856		
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	64,70	78,07	71,70	79,13	87,65	91,27	141,36	80,46		
		-1,11	-1,28	-1,51	-1,68	-8,07	27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	0,00	0,00			
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,39	56,96	68,64	93,70	89,15	64,70	78,07	71,70	79,13	87,65	91,27	141,36	79,92		
2. Корекция по въглеродни емисии																
								27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90			
Количество, Qe	тона	122 000														
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	71,23														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-4 827,11														
													$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{п})+Q_e*(C_{пе}-C_{п})+P_t-1$		=	-34 682,91

По отношение на искането на дружеството по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2022-30.06.2023 г., такива разходи не са признати, предвид на това, че е направена обща оценка, без обосновка и без доказателства дали са извършени тези разходи, какви мерки са предприети, как са остойностени и т. н. Разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки: срещу направени разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани. Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийното предприятие не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-49-1002 от 02.06.2022 г., с вх. № Е-14-49-1003 от 02.06.2022 г. и с вх. № Е-14-49-1002 от 16.06.2022 г. (идентични) относно доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Според дружеството, на база на информацията от Доклада не е възможно да се установи **цената на природния газ в лева за нормални кубични метри**, с която се определят разходите на ЕВН ТР за природен газ в модела за ценообразуване. Това води до невъзможност да бъде потвърдена сумата на необходимите приходи на ЕВН ТР, калкулирани от Комисията в резултат на извършените корекции.

2. Изразява несъгласие по отношение на **корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ**, където заявените от дружеството и реално изразходвани количества газ са намалени с 20 000 MWh месечно за периода 01.04.2021 г. - 20.04.2022 г. Формираното по този начин намаляване на изразходените количества за периода с общо 160 000 MWh, умножено по съществена разлика между прогнозната цена на природния газ, определена с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на Комисията и реално постигнатите ежемесечни цени през периода, води до сериозно намаляване на необходимите годишни приходи за извършването на дейностите по лицензиите. Дружеството отбелязва, че е предоставило пред Комисията цялата информация за отчетените количества природен газ през периода, както и за постигнатата помесечна цена.

3. Изразява несъгласие по отношение на **корекцията на квотите за въглеродни емисии по реда на чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ**, като посочва, че е извършено намаляване, което не е обосновано в доклада. Със заявлението за утвърждаване на цени ЕВН ТР е представило цялата информация за използваните квоти за въглеродни емисии, които съответстват на изразходените количества природен газ за периода от 01.09.2021 г. до 30.04.2022 г. Според дружеството, така полученото намаление води до допълнително ощетяване на ЕВН ТР, чрез неоснователно свиване на необходимите му годишни приходи. Дружеството счита, че не е приложено изискването на чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, защото не е извършено финално изравняване на направените от ЕВН ТР разходи за предходния ценови период за основно гориво - природен газ и за квоти за въглеродни емисии в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани в последното ценово решение от юли 2021 г. В контекста на динамичните изменения на пазара на електрическа енергия в края на предходния ценови период, финансовият ефект за ЕВН ТР от пропускането на тази стъпка е съществен.

4. Изразява несъгласие по отношение на **корекцията на разходите за балансиране за електрическа енергия** в размер на 267 хил. лева. Дружеството счита, че аргументите, представени в т. 1 от Доклада и направените корекции са в противоречие с изискването на чл. 31, т. 2, буква „ж“ от ЗЕ, което предвижда, че цените на енергийните предприятия следва да се регулират по начин, който да възстановява икономически обоснованите разходи за дейността, включително разходите за балансиране на електроенергийната система. Според дружеството изключването им от необходимите годишни приходи представлява нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ и води до непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността.

В покрепа на тезата си сочи, че в Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на Върховния административен съд (ВАС) по адм. д. № 7903 от 2018 г., съдът е приел, че разходите за балансиране възникват вследствие дейността на дружеството по производство на електрическа енергия, присъщи са и са икономически обосновани и е задължил Комисията да включи всички разходи за балансиране в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР.

5. Изразява несъгласие с общия подход на Комисията да не включи в необходимите годишни приходи сумата от 788 018,96 лв. без ДДС, която е необходима за изпълнението от ЕВН ТР на наложените задължения за енергийна ефективност. Дружеството отбелязва, че липсата на въведен национален механизъм, определящ, инструментите за финансиране, лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания.

Дружеството счита, че в настоящата динамичната обстановка на пазара на природен газ, значителните стойности на извършените в Доклада корекции са неоснователни.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Комисията е извършила изчисленията по отношение на прогнозните разходи за природен газ с:

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,32 лв./MWh;
- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,64 + 2,69 = 3,33$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.
- **Крайна цена на природен газ – 120,65 лв./MWh**

2. Възражението на дружеството относно корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, по отношение на количествата природен газ е прието и е отразено при ценообразуването.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на квотите за въглеродни емисии по реда на чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не се приема. Корекцията е извършена с отчетни данни за 2021 г., представени от дружеството в Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за балансиране за електрическа енергия не се приема. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

5. Възражението за невключване на разходи за енергийна ефективност в необходимите годишни приходи на дружеството не се приема. Както е посочено в мотивите по-горе, тези разходи могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки: срещу направени разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани. В представените от дружеството становища са преповторени доводите, изложени в първоначалното заявление, като не са представени доказателства за реално направени разходи за енергийна ефективност. В тази връзка, КЕВР счита, че в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийното предприятие не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите

приходи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 598,52 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 171,06 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,66 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 136,66 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 157 321 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 150 521 хил. лв., от които условно-постоянни – 46 129 хил. лв. и променливи – 104 392 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 151 953 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,48%
 - Количество електрическа енергия – 276 130 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 260 891 MWh
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 15 239 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 208 929 MWh.

3. „Топлофикация - Плевен“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-04-6 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 246,96 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 242,27 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 563,22 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 1 245,54 лв./ knm^3 , без ДДС.

„Топлофикация – Плевен“ АД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към него е приложен неаудитиран финансов отчет за 2021 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Технико-икономическите показатели са на база постигнати производствени показатели през предходните няколко години, като разчетът е направен на база оптимално натоварване на основните съоръжения. През месеците юли и август 2022 г. е планиран ремонт на генератора на когенерацията и частичен ремонт на газовата турбина, както и ремонтни дейности по котел-утилизатора. Поради това се очаква занижено производство на електрическа енергия за юли и август 2022 г, като са запазени постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия прогнозната разходна норма за производство е 143,22 g.y.g./kWh, а за топлинната енергия разходната норма е 143,03 kg.y.g./MWh при постигнати през 2021 г. съответно 148,54 g.y.g./kWh и 139,33 kg.y.g./MWh.

2. Планираните технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очакваната ефективност е **81,15%**, колкото е постигнатата ефективност през отчетната 2021 г. Планира се повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Произведената електроенергия се планира да бъде **310 150 MWh** или с

увеличение с **13 905 MWh** спрямо отчетната година, а собствените нужди да бъдат **25 150 MWh** без закупена електроенергия през периода, или **8,11%** от произведената електрическа енергия. Като причина за планираното увеличение се посочва, че изминалата 2021 г. се отличава със значително по-високи от нормалното температури на околната среда през зимните месеци, както и извършените аварийни ремонти на котел-утилизатора и генератора през месеците август, септември и октомври 2021 г.

3. Предвижда се запазване на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода на нивото на отчетеното през 2021 г., както и незначително намаление на количеството топлинна енергия с топлоносител пара до 33 400 MWh.

4. При тези допускания, **разходът на природен газ** е планиран да бъде **95 380 knm³** или увеличение с 1,4%, без използване на резервно гориво-мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е изчислена с помощта на Приложение № 2, като са използвани актуални към 31 март 2022 г. цена на газа от 113,73 лв./MWh, цена за пренос – 0,6963 лв./MWh и цена за капацитет на „Топлофикация-Плевен“ АД в размер на 2,83 лв./MWh, утвърдената с Решение № Ц-26/01.07.2021 г.

5. Емисиите на парникови газове за цялото производство са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е **181 812 t. CO₂** и е остойностено с прогнозна цена на CO₂ емисиите от 75 EUR/t.

6. **Недовзетият приход за отчетния период** е изчислен, съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, в размер на **45 590 хил. лв.**, като се посочва, че **са взети предвид компенсациите за цените на природния газ** за м. декември 2021 г., м. януари, м. февруари и м. март 2022 г., утвърдени с Решение на Министерски съвет.

7. **Необходимите годишни приходи** са изчислени при спазване Указания-НВ, приети с решение по т. 2 от протокол № 30/24.02.2014 г. на КЕВР.

8. Изчисленията на **прогнозните разходи** са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2021 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията, концепцията за развитие на дружеството през следващата година, обективните тенденции в макроикономически аспект и настъпилите промени в законодателството. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори.

9. **Разходите за застраховки** са планирани в размер на **106 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на **82 хил. лв.**, съгласно действително изплатени суми по сключените застрахователни договори по имуществена застраховка, застраховка авария на новата мощност, задължителните застраховки „Гражданска отговорност“ и „Каско“ на МПС и „Обща гражданска отговорност на персонала“.

10. **Разходите за амортизация** са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2021 г.

11. **Променливите разходи**, в частта за гориво природен газ, са изчислени, съгласно Приложение № 2. Получена е осреднена цена на природния газ в размер на 117,96 лв./MWh, с включен капацитет и разход за съхранение по Договор в Чирен. Разходите за гориво в отчетния период за 2021 г. са **55 122 хил. лв.**, като са приспаднати компенсациите по РМС № 31 за декември 2021 г. в размер на 3 116 хил. лв.

12. **Разходите за закупена енергия** са **773 хил. лв.** през отчетния период, като също са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 52 хил. лв. Стойността на тези разходи без компенсациите е **825 хил. лв.**

13. **Разходите за заплати** са прогнозирани в размер на **5 040 хил. лв.**, като е посочено, че индексът на потребителските цени за м. февруари 2022 г. спрямо м. януари 2022 г. е 101,4%, т.е. **месечната инфлация е 1,4%**, инфлацията от началото на годината (февруари 2022 г. спрямо декември 2021 г.) е **2,9%**, а годишната инфлация за февруари 2022 г. спрямо февруари 2021 г. е **10,0%**. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2021 г., съгласно данни на НСИ, е 2 237 лв., а за дружеството е 1 644 лв., което е с 36% изоставане. От март 2022 г. е предвидено индексване на заплатите на служителите. Освен гореописаните причини,

като довод се посочва и трудното задържане на квалифицирани кадри в дружеството.

14. **Разходите за ремонт** са прогнозирани в размер на **5 011 хил. лв.**, при отчетени за 2021 г. 4 072 хил. лв. и за отчетния ценови период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. – 5 096 хил. лв. Дружеството посочва, че за да се намали риска от аварийност се извършват най-неотложните ремонти, като има значителен недостиг на средства. В **ремонтната програма** са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В **инвестиционната програма** са предвидени средства за реконструкция на ПГ 4 в ниско емисионен котел и завършване на проект за изграждане на заместваща мощност. Планира се да се извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да се изградят нови такива за включване на нови абонати. Към заявлението за цени са представени ремонтни и инвестиционни програми за новия ценови период, както и отчет за 2021 г. и за периода 01.07.2021 – 31.03.2022 г. с прогноза до края на текущия ценови период – 30.06.2022 г.

15. **Нормата на възвращаемост на капитала е 4,91%**, като се отбелязва, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

16. При изчисленията, дружеството е използвало фиксиран **коефициент за разпределение на горивото в производството – 0,4**.

17. **Оборотният капитал** е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

18. Получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения за отчетния период са в размер на 80 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения от „Топлофикация Плевен“ ЕАД одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., текущият финансов резултат е **загуба** в размер на 14 384 хил. лв., при отчетена **загуба** от 6 353 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2021 г. са се увеличили спрямо предходната година с 19,13%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност са намалени с 60,38%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,09, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2021 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,93, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,06, което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 6% собствен капитал и 94% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 15% собствен капитал и 85% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 040 хил. лв. на 4 812 хил. лв.

или с 228 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., увеличена допълнително с 15%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки са коригирани от 987 хил. лв. на 957 хил. лв. или с 30 хил. лв., в съответствие с корекцията на разходите за заплати и с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 80 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 26 670 хил. лв. на 32 466 хил. лв. или със 5 796 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 181 812,6 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	0,00	0,00	0,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060	0,00	0,00	0,00	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	0,00	0,00	0,00	
4. Количество	knm ³	95 380,000	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t	t	181 812,6	0,0	0,00	0,0	181 812,6

Прогнозни емисии CO₂ – 181 812,6 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t (178,57 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 181 812,6 t. = 32 466 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 95 380 knm³.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,91% на 4,98% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,25 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,7 + 2,83 = 3,53 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 120,78 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
		Q3				Q4				Q1				Q2		
		46,00				48,27				48,80				39,95		45,76
		2021/2022														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	49 609	31 137	61 219	63 330	121 383	148 509	156 214	126 660	117 210	74 226	59 069	60 420	1 068 986		
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,66		
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,92	57,02	68,71	94,03	92,26	102,32	133,32	109,84	113,68	142,16	91,27	141,36	106,04		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-194,92	-352,16	-1 411,40	-2 914,18	-5 396,06	-4 013,44	-6 593,34	-3 863,28	-3 804,64	-3 777,55	-3 031,44	-6 127,19	-41 480		
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,29	91,01	79,30	81,26	90,84	91,27	141,36	85,56		
		-0,02	-0,58	-0,69	-0,51	-0,93	27,03	42,31	30,54	32,42	51,32	0,00	0,00			
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,93	57,31	69,06	94,29	92,73	75,29	91,01	79,30	81,26	90,84	91,27	141,36	85,46		
2. Корекция по въглеродни емисии																
							27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90				
Количество, Qe	тона	161 000														
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	71,23														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-6 370,20														
													$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{п})_t+Q_e*(C_{пе}-C_{пп})_t\pm P_t-1$			
													=			
													-47 849,81			

„Топлофикация – Плевен“ АД е представило становище с вх. № Е-14-04-1005 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на определената прогнозна цена на природния газ в размер на 115,80 лв./MWh, като изразява съмнение, че не е реално прогнозирана, основавайки се на действащата през май и очакваната през юни цена на природен газ в размер, която сочи, че е много по-висока от тази цена, а от друга страна въпреки ниските цени на природния газ през месеците юли – декември 2021 г. постигнатата индивидуална цена на дружеството за изтичащия регулаторен период е 113,14 лв./MWh без компенсациите.

Дружеството счита, че в случай на несбъждане на прогнозата, ще се окаже отново в ситуацията, в която е през изтичащия регулаторен период, т.е. ще консумира природен газ на по-висока цена и ще трябва да я заплаща в срок съгласно Договорите за доставка, като това ще затрудни цялостната му дейност.

Дружеството посочва, че Комисията коректно е пресметнала среднопретеглената цена на природния газ за регулаторния период съгласно т. 11 от общия подход и прогнозните количества в съответствие със справка „Спецификация“, като към тази цена е добавила цените за достъп и пренос, съответно 0,69 и 2,83 лв./MWh. и получила индивидуална цена за периода 119,33 лв./MWh. Дружеството отбелязва, че в тази цена Комисията не е взела под внимание присъщият разход за съхранение на природен газ в Чирен в размер на 62 825 лв. на месец или 753 391 лв. на година. Разходът за съхранение на природен газ в хранилището в Чирен е признат разход и е отбелязан на отделен ред в предоставеното на Комисията Приложение 2. Дружеството счита, че при определяне на индивидуалната цена на природния газ Комисията трябва да включи и този значителен по размер разход.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на изчислена прогнозна пазарна цена за електрическата енергия, като счита, че определената прогнозна пазарна цена на електроенергията за периода 01.07.2022 – 30.06.2023г. в размер на 427,46 лв./MWh е твърде висока в предвид цените последния месец и предстоящия летен сезон, в който търсенето би следвало да е по-ниско. Посочва, че съгласно официалните данни на БНЕБ ЕАД постигнатата средна цена за 2021 г. е 211,79 лв./MWh, а за периода януари – април 2022 г. средната цена е 392,25 лв./MWh, което също е доста под прогнозната пазарна цена предвидена от Комисията за новия регулаторен период. Според дружеството, надценяването на цената на борсата ще доведе до влошаване на финансовото състояние и затруднения в осъществяване на дейността му. В тази връзка, отбелязва, че „Топлофикация - Плевен“ АД е дружество с 24 часов режим на работа с водещ фактор топлинния товар, което изключва договаряне на изкупна цена на електрическата енергия тип „ден напред“ и в своята дейност разчита на дългосрочни договори за изкупуване на електроенергията. Именно поради тази причина счита, че топлофикационните дружества не биха могли да договорят дългосрочна цена в размер на 427,46 лв./MWh, както е предвидила Комисията в т. 16 от общия подход.

3. Дружеството изразява несъгласие по отношение на така определената цена на топлинна енергия с увеличение над 45%, което ще доведе до социална непоносимост на услугата, при което ще има отказ на клиенти и насочване към алтернативни начини на отопление и най-вече на електроенергия, поради задържането ѝ на сравнително ниски нива, а също и на твърди горива. Според дружеството това от своя страна в краткосрочен план може да доведе до проблеми с електроразпределителната мрежа в града, а в дългосрочен план с качеството на атмосферния въздух в града. Във връзка с това, дружеството предлага да се преразгледат допълнителни мерки за евентуално субсидиране на стойността на топлинната енергия, така че във времето да се получи едно по-плавно увеличение на цената и поносимост от хората.

4. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на разходите за заплати и възнаграждения.

Дружеството отбелязва, че проблемът с работните заплати се задълбочава и в следствие на това, независимо, че е направило индексация на фонда през март 2022 г. работници и служители продължават да напускат, а имайки предвид и тези които напускат поради настъпила пенсионна възраст, проблемът става сериозен. „Топлофикация –Плевен“ АД напомня, че се изгражда частична заместваща мощност с газобутални двигатели комплект с котли утилизатори,

които са много по-високо технологични съоръжения от съществуващите. За осигуряване на персонал за същите са необходими допълнително служители, които в продължение на месеци не се намират. В продължение на години увеличението на фонда не се признава, работните заплати трайно изостават от средната заплата за отрасъл „Енергетика“, съгласно данни на НСИ.

5. Дружеството отбелязва, че действителната стойност на стоките и услугите в последните месеци е много по-висока от прогнозираната в ценовото му предложение. В същото време не се знае в периода на следващия регулаторен период какъв ще бъде индексът на тяхното изменение. Това също допълнително ще доведе до затруднение в дейността на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно определената прогнозна цена на природния газ не се приема. Комисията е направила съответните изчисления, като въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата. Следва да се има предвид, че в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана изрична възможност за компенсиране на разлики в разходите през следващите регулаторни периоди, в случаите, при които прогнозните разходи се определят по прогнозни борсови цени – за природен газ и за CO₂ квоти,

2. Възражението на дружеството относно определената прогнозна цена на електрическата енергия не се приема. Комисията е направила подробен анализ, като са извършени и съответните симулации, изложени в мотивите в т. 16 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно определената цена на топлинната енергия не се приема. Повишението на цената на топлинната енергия е следствие на обективното повишение на разходите. КЕВР утвърждава цената на топлинната енергия като пределна цена, като дружеството може да прилага по-ниска цена, с оглед запазване на потребителите си и недопускане на тяхното преминаване към алтернативни източници на отопление. Съгласно чл. 36, ал. 1 от НРЦТЕ, в срок до 7 дни след получаването на решението за утвърждаване на цени топлопреносните предприятия публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с клиентите през следващия ценови период. Следователно, съгласно действащата нормативна уредба топлопреносното предприятие няма право да продава топлинна енергия на цени по-високи от утвърдените от КЕВР, но има право да прилага по-ниски цени по договорите с клиентите си.

4. Възражението на дружеството относно определената прогнозна цена на разходите за заплати и възнаграждения не се приема. С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период – рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 90% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 45,76 лв./MWh през изминалия ценови период на 115,67 лв./MWh през новия период, т. е. с 152%, при цена на въглеродните емисии от 51 €/t през изминалия ценови период на 91,3 €/t през новия период, т. е. със 79% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В тази връзка, КЕВР приема за икономически обосновано по отношение на разходите за заплати и възнаграждения да допусне размер на разходите до нивото на отчетената стойност през 2021 г., увеличена допълнително с 15%. В този момент, всяко допълнително повишаването на разходите за заплати и възнаграждения, дори с

минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени. Комисията е допуснала за предстоящия ценови период повишение на разхода с 15% при аналогичен процент на инфлацията в годишен аспект.

5. Комисията **не** е извършвала корекции върху разходите пряко, свързани с регулираната дейност. По-голямото повишение на индексът на потребителските цени на стоки и услуги не е основание за покачване със същия размер на разходите за енергийни услуги.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 717,55 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 290,09 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,88 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 110,24 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 179 806 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 177 312 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 319 хил. лв. и променливи – 160 993 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 50 138 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,98%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 285 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 201 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

4. „Топлофикация - Бургас“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-13-4 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 231,29 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 508,74 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 1 237,84 лв./km³;
- друг вид гориво (биомаса) – 207,00 лв./t при долна работна калоричност – 4 145 kcal/kg.

„Топлофикация - Бургас“ АД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към същото е приложен одитиран финансов отчет за 2021 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Прогнозните разходи са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. и отчетните за 2021 г. и предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия прогнозен период. Към тях не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са

част от Отчета за приходите и разходите. В състава на условно-постоянните разходи (УПР) не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

2. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за прогнозния период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2021 г. От общия размер 1 465 хил. лв., 985 хил. лв. е за електрическа енергия, а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 357 хил. лв. и „Пренос“ – 52 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, са в размер на 81 хил. лв.

3. Разходите за ремонт, посочени в УПР, са в размер на 2 592 хил. лв., в т. ч. 2 416 хил. лв. в направление „Производство“ и 176 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 026 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 310 хил. лв. за топлинна енергия, а 80 хил. лв. общо за двата продукта. Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

4. Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала в дружеството, която е оптимизирана до 163 души, както и въз основа на възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Те обслужват дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“. Годишните разходи за работни заплати в направление „Производство“ (за 100 служителя) и 5 човека Съвет на директори са в размер на 2 728 хил. лв. и 1 285 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ (за 63 служителя) или общо за дружеството планираните средства за заплати и възнаграждения възлизат в размер на 4 013 хил. лв.

5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е в размер на 17 721 хил. лв. при 1 150 хил. лв. по отчет за 2021 г. или увеличение с 16 571 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2021 г., като увеличение се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена, съгласно чл. 24 от НРЦЕЕ.

6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2021 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

Променливи разходи

7. Разходите за горива в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 1 237,84 лв./хnm³ и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2020 г. дружеството е стартирало нов проект за газобутален двигател на природен газ с номинална електрическа мощност 8,73 MW, който предстои да се реализира през втората половина от новия регулаторен период 2022/2023 г., с което се обясняват отклоненията в планираните производствени показатели в ИКПТЕЕ през новия регулаторен период спрямо отчетната 2021 г.

СРУГ за електрическа енергия от комбинирано производство е планиран в размер на 89,29 g/kWh_e при отчетна стойност на показателя 85,90 g/kWh_e за 2021 г., или с 3,39% по-висок. СРУГ за топлинна енергия от комбинирано производство е планиран в размер на 199,27 kg/MWh_{th} при отчетна стойност на показателя 200,65 kg/MWh_{th} за 2021 г., или с 1,38% по-нисък. Посочва се, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 82,75% и икономия на гориво в размер на 22,80%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. СРУГ за топлинна енергия от разделно производство е разчетен в размер на 156,15 kg/MWh_{th} с обща ефективност 78,70% при отчетните стойности на показателите за 2021 г., съответно 156,96 kg/MWh_{th} и 78,30%.

8. Разходът за вода за подпитка в натурално изражение е приет в размер на 9,9 m³/h или

48 305 лв. за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност $0,123 \text{ m}^3/\text{MWh}_{\text{th}}$ или **47 125 лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена $2,476 \text{ лв./m}^3$ или прогнозен разход в размер на **7 953 лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – $8,8 \text{ m}^3/\text{ден}$, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на 109 хил. лв., в т. ч. и 6 хил. лв. за правото на водоползване на сондажната вода.

9. Разходите за закупена електроенергия са в размер на **407 хил. лв.** и са формирани от количеството електрическа енергия предназначено за абонатните станции и разходите за достъп до електроразпределителната мрежа, на база сключени договори с „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД и „Номад енерджи къмпани“ ЕООД. Приетият от дружеството разход на електрическа енергия за $1 \text{ MWh}_{\text{th}}$ реализирана топлинна енергия е $8,51 \text{ kWh/MWh}_{\text{th}}$.

10. Разходите за консумативи са планирани в общ размер на **595 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 396 хил. лв. Те включват разходи за: солена разтвор, 20% натриева основа, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

11. Разходите за външни услуги са планирани в общ размер на **3 872 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 2 019 хил. лв. и включват: разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

12. Разходите за емисии парникови газове (CO_2) – дружеството посочва, че на „Топлофикация – Бургас“ АД, след одобряването, се очаква да бъдат разпределени следните **количества безплатни квоти** по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕО за топлинна енергия и по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО за електрическа енергия:

- 2022 г. – $8\,083 \text{ t.CO}_2$ за топлинна и 0 t.CO_2 за електрическа енергия;

- 2023 г. – $7\,869 \text{ t.CO}_2$ за топлинна и 0 t.CO_2 за електрическа енергия.

Основният показател, въз основа на който се извършва разчет на генерираните емисии на парникови газове по периоди, е **само разходът на природен газ**. При използване на биомаса емисиите на парниковите газове не се отделят (емисионният фактор на биомасата е нула). Другите горива в топлоизточника не се използват (мазут и промишлен газбъл са резервни горива).

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2021 г. е в размер **56 254 t. CO_2** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2021 г. е получило **8 296 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2022 г. в размер на $8\,083 \text{ t. CO}_2$ не са били постъпили в регистъра по сметка на дружеството към момента на изготвяне на заявлението за цени. В тази връзка, е направено изчисление за количеството CO_2 квоти ($56\,254 - (8\,296+0)$), , което е в размер на **47 958 t. CO_2** , и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 2022/2023 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **60 135 t. CO_2** , и безплатно количество за 2022 г. в размер на **8 083 t. CO_2** , при което дружеството е получило **52 052 t. CO_2** , което представлява недостиг на CO_2 квоти, които дружеството ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO_2 квоти в размер на 70 €/t.CO_2 или прогнозен разход **7 126 340 лв.**

13. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2021 г. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

14. Стойността на оборотния капитал за всяка от дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „Пренос на топлинна енергия“ е 300 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 9 735 хил. лв. е разпределена пропорционално на база балансовите стойности на ДА, обслужващи производството на двата продукта.

15. Стойността на собствения капитал е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2021 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвращаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. **Привлеченият капитал** и средно претеглената му норма на възвращаемост са определени в съответствие с условията по договорите за кредити и техните лихвени ставки. Дружеството посочва, че има задължения в размер на 13 509 хил. лв. и средно-претеглена лихва 4,35%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия – общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **191 506 MWh_{th}** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **3 378 MWh_{th}**. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2017 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Посочва се, че отклонението на количеството за собствени нужди за новия ценови период спрямо същите количества за всички периоди варира от +8,02% до -9,89%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **194 884 MWh_{th}** е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **191 506 MWh_{th}** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **3 378 MWh_{th}**.

Дружеството прогнозира произведена електрическа енергия в размер на **109 873 MWh_e**, при средна електрическа мощност в размер на **2,277 MW_e** на мото-час и **48 246 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период, които са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Планираното количество електрическа енергия, предназначено за продажба, възлиза на **101 989 MWh_e**, като се посочва, че то е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия загубена при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на „ЕКО“ ЕАД. Дружеството посочва, че планираното отклонение на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди с +26,02% се дължи на предстоящото въвеждане в експлоатация на новото енергийно съоръжение в ИКПТЕЕ през втората половина от новия регулаторен период 2022/2023 г.

Дружеството прогнозира произведена топлинна енергия в размер на **118 105 MWh_{th}**, при средна топлинна мощност в размер на **2,448 MW_e** на мото-час и **48 246 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **76 779 MWh_{th}** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 884 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 118 105 MWh_{th}.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **136 529 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **64 975 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **71 554 MWh**. Топлинната енергия за отопление се определя въз основа на анализ на отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2021/2022 г. Количеството топлинната енергия за отопление се планира в размер **64 975 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,06°C и обща сума на ден-градусите за годината 2 125. Това количество е получено по изчислителен път с прилагане на формулата за определяне на количеството топлинна енергия за отопление. Дружеството посочва също, че се очаква тенденция за увеличение на консумацията на топлинна енергия за отопление.

Планираното количество топлинна енергия за БГВ е в размер на **71 554 MWh**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с +4,07%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2018 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **44 840 MWh**, което е с 1,72% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2018 – 2021 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 452 MWh** и е с 0,67% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2018 – 2021 г. Определено е на база статистическите данни по години от 2018 г. и Методика, разработена от ТУ-София.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от изтичане на топлоносител** от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период е в размер на **5 685 MWh** и е с -0,63% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 9,9 m³/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 73°C и 49°C. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2022-30.06.2023 г. е в размер на **54 977 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +3,25%.

В резултат на гореизложените допускания и изчисления, за новия ценови период се планира количеството топлинна енергия с гореща вода отпусната към преноса да е в размер на **191 506 MWh**.

С писмо с вх. № Е-14-13-1 от 11.05.2022 г. дружеството е представило допълнителна информация, като заявява, че „Топлофикация - Бургас“ АД има сключен договор с „Тибиел“ ЕООД за компенсиране на сезонна неравномерност. Договорът е сключен на 05.04.2022 г. за 1 година, считано от 01.07.2022 г. и е подписан въз основа на План за действие при извънредни ситуации във връзка с чл. 72а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгласно изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент 2017/2018 на Европейския парламент и на Съвета от 25.10.2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ. Въз основа на този договор, копие от който е приложен към писмото, дружеството предлага да бъдат включени прогнозни разходи за нагнетяване, добив и поддържане на запасите на природен газ в ПГХ „Чирен“, които възлизат в размер на **277 756,07 лв.** и се дължат на 12 равни месечни вноски.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация Бургас“ АД е отрицателна стойност в размер на 3 562 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на 3 340 хил. лв. и друг всеобхватен доход **загуба** в размер на 222 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателна стойност в размер на 1 073 хил. лв. формиран от **загуба** в размер на 1 018 хил. лв. и друг всеобхватен доход **загуба** в размер на 55 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на продукцията за 2021 г. се увеличават спрямо предходната година с 12,36%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 37,85%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,80, което показва, че дружеството е затруднено да осигури собствени средства необходимите за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Общата ликвидност за 2021 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 1,17, което показва, че дружеството разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за 2021 г. е 0,94 и показва, че дружеството не разполага с достатъчно собствен финансов ресурс да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 48% собствен капитал и 52% привлечен капитал, докато за 2020 г. е 53% собствен капитал и 47% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 2 768 хил. лв. на 702 хил. лв. или с 2 066 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена допълнително с 34,23%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г., а именно:

- при отчетена стойност на ремонтните дейности през 2020 г. в размер на 440 хил.лв., планираните ремонти за ценовия период 2021 – 2022 са в размер на 489 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2021 г. – 523 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 013 хил. лв. на 3 813 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., увеличена допълнително с 15% , в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки са коригирани от 766 хил. лв. на 716 хил. лв. или с 50 хил. лв., в съответствие с корекцията на разходите за заплати и с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 5,196 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- включени допълнително в разходите сумата от 277,756 хил.лв. по сключен и представен договор с „ТИБИЕЛ“ ЕООД за компенсиране на сезонната неравномерност в консумацията на природен газ съгласно писмо с Вх. № Е-14-13-1 от 11.05.2022 г.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 7 126 хил. лв. на 9 295 хил. лв. или със 2 169 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 52 052 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO₂ – 52 052 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t (178,57 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 52 052 t = 9 295 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **31 547 knm³** и **15 673 т** биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,91% на 4,50%, в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,56 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,9 + 2,73 = 3,63$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 120,19 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3			Q4			Q1			Q2				
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	19 646	19 765	19 277	21 253	24 797	32 658	34 393	29 350	34 008	24 451	24 280	21 920	305 799	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,08	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	45,08	50,75	72,22	96,70	92,26	106,51	137,73	114,38	117,87	143,97	91,27	141,36	104,77	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-29,70	-161,53	-451,09	-983,36	-1 102,37	-882,74	-1 454,84	-896,34	-1 103,91	-1 254,84	-1 246,04	-2 222,91	-11 790	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,05	
		-4,86	-6,85	2,82	2,16	-0,93	31,21	46,63	35,04	36,61	52,70	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	47,51	54,17	69,40	94,54	92,73	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	84,64	
2. Корекция по въглеродни емисии															
							27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90			
Количество, Qe	тона	47 958													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	71,23													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-1 897,53													
													$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{п})+Q_e*(C_{пе}-C_{п})\pm P_t-1$		-13 687,18

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило становище с вх. № Е-14-13-2 от 01.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на разходите за **заплати и възнаграждения**, които са намалени от 4 013 хил. лв. на 3 813 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г. увеличени допълнително с 15%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 766 хил. лв. на 716 хил. лв. или с 50 хил. лв. в съответствие с корекцията на разходите за заплати и с т. 1.3 от общия подход. Дружеството посочва, че разходите за заплати и свързаните с тях разходи за осигурителни вноски, както и социалните разходи през новия ценови период, са завишени спрямо същите за 2021 г., която се характеризира със значителни инфлационни процеси, които са актуални и към момента. По данни на НСИ инфлацията към края на 2021 г. е 7,8 %, а към настоящия момент – 14,4%. На фона на тези показатели и имайки предвид изоставането на нивото на заплати в дружеството от средните нива за сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, съгласно данните на НСИ, ръководството на предприятието е взело решение за увеличаване на размера на работните заплати с 18% още през месец Февруари 2022 г. Дружеството счита, че заложения размер на разхода за заплати и възнаграждения е реално изпълним.

2. По отношение на **определените цени на топлинна енергия и цени и премии за електрическа енергия** дружеството счита, че спазвайки основните цели на ЗЕ за качествено и сигурно задоволяване потребностите на обществото от електрическа и топлинна енергия и насърчаване на комбинираното производство на двата вида енергия, в интерес на клиентите е цената на топлинната енергия да е конкурентна. В ситуация на непрекъснато растящи цени на енергоносителите и нестабилна икономическа обстановка в страната дружеството е на мнение, че извършваната от него услуга по доставка на топлинна енергия следва да бъде предпочитана, като най-ефективна, екологична и достъпна като цена. Дружеството предлага определената цена на топлинна енергия да бъде редуцирана за сметка на цената на произвежданата електрическа енергия, като по този начин да се гарантира осъществяването на дейността. „Топлофикация - Бургас“ АД счита, че това предложение няма да промени цената на електрическата енергия на БНЕБ ЕАД, а по този начин ще се осигури баланс между нуждите на клиентите и предприятието.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. **Възражението на дружеството относно определената прогнозна цена на разходите за заплати и възнаграждения не се приема.** С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период – рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 90% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 45,76 лв./MWh през изминалия ценови период на 115,67 лв./MWh през новия период, т. е. с 152%, при цена на въглеродните емисии от 51 €/t през изминалия ценови период на 91,3 €/t през новия период, т. е. със 79% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени. Комисията е допуснала за предстоящия ценови период повишение на разхода с 15% при аналогичен процент на инфлацията в годишен аспект.

2. Възражението на дружеството относно определената цена на топлинната енергия не се приема. Повишението на цената на топлинната енергия е следствие на обективното повишение на разходите. Комисията утвърждава цената на топлинната енергия като пределна цена, като дружеството може да прилага по-ниска с оглед запазване на потребителите си и недопускане тяхното преминаване към алтернативни източници на отопление. Съгласно чл. 36, ал. 1 от НРЦТЕ, в срок до 7 дни след получаването на решението за утвърждаване на цени топлопреносните предприятия публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с клиентите през следващия ценови период. Следователно, съгласно действащата нормативна уредба топлопреносното предприятие няма право да продава топлинна енергия на цени по-високи от утвърдените от КЕВР, но има право да прилага по-ниски цени по договорите с клиентите си.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация - Бургас“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 667,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 240,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 94,93 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 67 123 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 66 089 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 131 хил. лв. и променливи – 57 958 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 22 969 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,50%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 101 989 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 529 MWh.

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-53-5 от 04.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 212,73 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 802,40 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 808,57 лв./knm³, без ДДС.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към него е приложен неаудитиран финансов отчет за 2021 г., като е направено уточнението, че аудитиран ГФО ще бъде предоставен допълнително.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Дружеството е представило подробна информация за „*Изходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2022 г.*“, в която се коментират: нормата на възвръщаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъпи пренос през газопреносната мрежа, оборотния капитал и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

Възвращаемостта на регулаторната база на активите следва концепцията за среднопретеглената цена на капитала.

Стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството.

Дружеството посочва, че нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формула, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал, дружеството е приложило международно приет модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM), съгласно който нормата на възвращаемост е определена по следната формула: $HVCK = \text{Безрискова премия} + \beta_e * \text{Пазарна рискова премия}$.

Безрисковата премия е в размер на 0,2591%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2021 г. – февруари 2022 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran – Stern School of Business, актуална към 05.01.2022 г., от където е получило, че безлостовият отраслов β коефициент за 2022 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,55. При капиталова структура от 150,09% и размер на данъчната ставка 10%, безлостовият отраслов β коефициент е преобразуван в лостов β коефициент, със стойност 1,287.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2022 г., същият препоръчва стойност от 4,24% за развитите пазари и странови риск за България 1,58%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява **пазарната рискова премия от 5,82%**.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 7,747%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на привлечения капитал** в размер на 2,539%, като е приело безрискова премия в размер на 0,259% и рейтингов корпоративен спред 2,280%.

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена от дружеството в размер на **4,97%**, като за пресмятанятия са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 40%; дял на привлечения капитал – 60% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7,747%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 11,56% (или с 727 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г.).

Разходи за амортизация – те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2021 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 220 хил. лв., което е с 6 хил. лв. повече спрямо отчета за 2021 г.

Разходи за ремонт – планирани са в размер на 1 052 хил. лв. или са с 94 хил. лв. повече спрямо отчета за 2021 г. (+9,8%). Дружеството посочва, че увеличението се дължи основно на увеличаването на цените на резервните части за ко-генераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на електрически уредби 20kV, 6kV, 0,4kV, прекъсвачи, релейни защиты и кабелни трасета.

Разходи за заплати и възнаграждения – определени са на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Планираните разходи за заплати и възнаграждения (1 740 хил. лв.) и за осигурителни вноски и социални разходи (522 хил. лв.) за бъдещия регулаторен период възлизат на 2 262 хил. лв., като увеличението е 312 хил. лв. спрямо базисната 2021 г. Посочва се, че темпът на нарастване на работните заплати е в пъти по-нисък от очакваната инфлация за регулаторния период. Към дата 31.12.2021 г. списъчният състав на дружеството е

61 от общо 65 човека щатно разписание, като през месец януари на две от позициите са назначени служители.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетените през 2021 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 8%, съобразена с последствията от Ковид-19, пазарната обстановка и очаквания за негативно влияние върху икономиката в резултат от войната в Украйна. За целта е използвана информация от официалния сайт на Националния статистически институт, актуална към 28.02.2022 г. Посочва се, че за последните 8 месеца от 07.2021 г. до 02.2022 г. инфлацията е 8,4% (3,8% за периода 12.2021 г. – 02.2022 г.), а приведена към 12 месечен период е 12,6%. В тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 27,08% (316 хил. лв.), от 1 166 хил. лв. до 1 482 хил. лв.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, и заявява, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 419 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 60 хил. лв.; разходи за лицензионни такси в размер на 37 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 23 хил. лв.; такса събрано инкасо в размер на 117 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 42 хил. лв.; Разходи за обучения в размер на 22 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2021 г. с 14 хил. лв.; Отписани вземания от клиенти на топлинна енергия в размер на 105 хил. лв, което е с 59 хил. лв. повече спрямо базовата 2021 г.

Променливи разходи – планирани са в размер на 57 988 хил. лв. или увеличение с 44 799 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2021 г. (13 189 хил. лв.)

Разходи за основно гориво – планираният разход на природен газ е в размер на 36 867 хил. лв., изчислен с прогнозни цени. Използвани са месечни котировки, базирани на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com) предвид методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Разходите за пренос и достъп са калкулирани на база тарифите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2021 г. – 30.09.2022 г.

Разходи за вода – прогнозните разходи за вода са 127 хил. лв. и са формирани от три компонента – за подпитаване на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е запазен до нивото на базовата година.

Разходи за закупена енергия – разходите за закупена електроенергия са в размер на 416 хил. лв. и са формирани от количеството електрическа енергия за абонатните станции и за собствени нужди на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Увеличаването им спрямо отчетната 2021 г. със 124 хил. лв. се дължи главно на повишението на цената на електрическата енергия на международните пазари. Към тези разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия от ВЕКП.

Разходи за консумативи, химикали и реагенти – планирани са в размер на 33 хил. лв. или с 13 хил. лв. повече от отчетната година поради завишените цени на химикали, реагенти и транспортни услуги. Те включват: разходи за очистен разсол, хидрохикс и др. химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

Разходи за външни услуги – планирани са в размер на 345 хил. лв. или това е увеличение с 56 хил. лв. спрямо базисната 2021 г. Дружеството заявява, че по-високото ниво на разходите за външни услуги се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо различни рекламни и комуникационни кампании. В разходите за външни услуги са включени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството (ERP Business Central).

Акциз на природния газ – разходите за акциз на природния газ са прогнозирани в размер

на 296 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество с помощта на ценовите приложения.

Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – разходът за емисии парникови газове (CO₂) възлиза на 5 546 хил. лв и е получен като произведение на общото количество на дефицита 35 044 t.CO₂, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 80,91 €/t.CO₂. Посочва се, че разходът е по-голям спрямо 2021 г., поради увеличението на пазарната цена.

Дружеството е направило съответните изчисления по формулата на чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, при които от недовзетия приход за природен газ в размер на 15 148 хил. лв. са приспаднати компенсациите за м. декември 2021 г. и м. януари 2022 г. в размер на 2 017 хил. лв., съгласно решение № 31/2022 на МС и е получен **окончателният недовзет приход за природен газ** в размер на **13 131 хил. лева**. При изчисленията е получен **недовзет приход от въглеродни емисии** в размер 1 228 хил. лв.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД заявява, че корекцията на установената разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ и разходите за квоти въглеродни емисии, са приложени отделно в Справка 1 „Разходи“ от модела за ценообразуване, съответно като корекция на разходите за природен газ и разходите за въглеродни емисии. За целта в Справка № 1 „Разходи“, дружеството е добавило ред 72 (Надвзет/недовзет приход от газ) за корекцията на разходите за природен газ и ред 90 (Надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии) за корекцията на разходите за CO₂ квоти. Посочва се, че добавените стойности са включени в сумата на променливите разходи, но **поради добавените редове се е наложило дружеството да промени определени формули в ценообразуващите справки.**

Необходимите годишни приходи са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на 66 737 хил. лв. или с 46 085 хил. лв. повече спрямо базисната 2021 г. (20 652 хил. лв.).

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите параметри за прогнозния период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2021 г.;
- Вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията (финансово – административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси, ИТ и телекомуникация);
- Разходи за ремонт през прогнозния период;
- Разходите за емисии парникови газове (CO₂ квоти);
- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период;
- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през прогнозния период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);
- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 2022/2023 г. (за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях, технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции и технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа);
- Топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);
- Прогнозните количества горива през новия ценови период 01.07.2022 – 30.06.2023 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2021 г., „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД отчита **печалба** в размер на 530 хил. лв. при отчетена **печалба** за 2020 г. в размер на 914 хил. лв.,

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби бележат ръст през 2021 г., спрямо 2020 г. с 13,74%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 17,05%.**

Съотношението между собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,38 което означава, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на общата ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) за 2021 г. е 1,97, което е показател, че дружеството ще разполага с достатъчно свободни оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова независимост, съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,48, което е индикатор, че дружеството не е в състояние да обезпечи обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 33% собствен капитал и 67% привлечен капитал, а в края на 2020 г. финансовата структура е 70% собствен капитал и 30% привлечен капитал.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството, които са отнесени пряко към топлинната и електрическа енергия, са допълнително преразпределени в съответствие с количествата произведени продукти и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 691 хил. лв. на 471 хил. лв. или с 220 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2021 г. и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 5 546 хил. лв. на 6 258 хил. лв. или с 712 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 35 044 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO₂ – 35 044 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 35 044 t. = 6 258 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 20 385 km³

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,97% на 4,90% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на

природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,71 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,69 + 2,84 = 3,53$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 121,24 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3			Q4			Q1			Q2				
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	10 073	9 842	8 891	11 533	19 307	27 771	30 093	25 137	29 032	18 719	11 657	9 807	211 862	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,59	
Цена на пр. газ , Цтърговец	BGN/MWh	47,69	55,01	66,28	90,33	89,63	97,73	130,07	107,08	110,92	137,57	91,27	141,36	103,60	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-28,37	-101,41	-194,16	-509,33	-832,90	-622,81	-1 172,43	-697,28	-860,70	-866,77	-598,22	-994,56	-7 479	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	70,70	87,76	76,54	78,45	86,25	91,27	141,36	82,35	
		-2,25	-2,59	-3,12	-4,21	-3,56	27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	48,82	56,30	67,84	92,43	91,41	70,70	87,76	76,54	78,45	86,25	91,27	141,36	81,90	

2. Корекция по въглеродни емисии							
		27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90

Количество, Qe	тона	37 665
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпл	евро/тон	71,23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-1 490,26

$$H_t=Q_g*(Ц_{пг}-Ц_{пл})t+Q_e*(Ц_{пе}-Ц_{пл})t\pm P_t-1$$

=

-8 969,21

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-53-1 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение направеното допълнително преразпределение на разходите за амортизации в производството, отнесени пряко към топлинната и електрическата енергия, на база количествата произведени продукти. Дружеството посочва, че съгласно действащото законодателство счетоводните амортизации се признават на база отчетната стойност на активите, отнесени съответно към топлопроизводство и електропроизводство. Дружеството посочва, че признаването на счетоводна амортизация не може да бъде обвързано с количеството на произведените продукти.

В допълнение, дружеството счита, че Комисията не е признала на дружеството разходи за амортизация в преноса на топлинна енергия в размер на 220 хил. лв. Посочената корекция е обоснована от КЕВР с прилаганите амортизационни норми при 35 г. срок на амортизация за активите в преноса. Дружеството счита, че подходът на Комисията за приемане на осреднен полезен живот на всички активи в преноса, без преценка на активите по групи и съобразяване на техния технически и икономически полезен живот, е икономически необоснован и противоречи на материалния закон. В подкрепа на твърденията си посочва съдебна практика на ВАС по сходни казуси (Решение № 6090 20.05.2021 г. на ВАС, по адм. дело № 7098/2020 г., където се приема, че разходите за амортизации следва да се признават на база отчетната стойност на относимите активи към преноса, съответно производството, като срокът за амортизиране да се определя по групи активи, съобразно полезния им живот, така както е прието като подход и в данъчното законодателство, но за данъчни цели допустимите срокове на амортизиране са много по-кратки.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените условно-постоянни разходи пряко, свързани с регулираните дейности, които са коригирани с 316 хил. лв., от 1 482 хил. лв. до нивото на отчетната 2021 г. – 1 166 хил. лв. В тази връзка посочва, че в заявлението за цени за периода 2022 – 2023 г., дружеството е планирало завишаване на отчетените през 2021 г. разходи с прогнозна средногодишна инфлация от 8%, която според официално обявената инфлация на интернет страницата на НСИ само за първите четири месеца на календарната 2022 г. е 7,8% спрямо м. декември 2021 г.

Дружеството очаква КЕВР да вземе под внимание последствията от Ковид-19, пазарната обстановка и негативното влияние на войната в Украйна върху икономиката на страната и Европа и да бъде отразена своевременно нарастващата инфлация в цените за новия регулаторен период. Обратното би довело до отчитане на негативен финансов резултат на дружеството и налагане на необходимост от допълнително финансиране.

3. Възражава срещу направената корекция в справка № 2 РБА с 3 142 хил. лв. (от 34 856 хил. лв. на 31 714 хил. лв.). След намалението в размера на годишните оперативни разходи и респективно необходимия оборотен капитал (1 856 хил. лв.) е направената допълнителна корекция в стойността на регулаторната база на активите (РБА) от 1 286 хил. лв., която дружеството счита за необоснована и неаргументирана и желае допълнителни разяснения. Според дружеството, цитираната корекция, не е описана в Доклада, като не са дадени обективни аргументи за нейното намаляване. Т.е. не е обяснено, кои активи и на какъв принцип са изключени от Регулаторната база на активите.

4. Дружеството изразява несъгласие по отношение на прогнозните разходи за природен газ в съответствие с чл. 24 а, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8. ал. 8 от НРЦТЕ. Дружеството посочва, че към 31.5.2022 г., поради динамиката в цената на природния газ, стойностите на TTF фючърсите са значително по-високи спрямо публикуваните в доклада, а именно:

31.5.2022 г.	Мярка	Трето тримесечие 2022 г.	Четвърто тримесечие 2022 г.	Първо тримесечие 2023 г.	Второ тримесечие 2023 г.
TTF фючърси	€/MWh	94,78	98,81	98,13	78,20

От посочената справка към 31.05.2022 г. се вижда, че разликите в стойностите на прогнозните фючърси са по-високи спрямо публикуваните в доклада с между 7-11% и

дружеството счита, че актуализацията им е необходима, за да се постигне по-прецизно калкулиране на разходите за закупуване на природен газ на дружествата.

5. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ

Дружеството посочва, че при така направената в доклада корекция по природен газ и въглеродни емисии на база приложената по-долу формула не е взета стойността на компонента Pt-1 за периода 2020 – 2021 г.:

$$H_t = Q_g * (Ц_{пг} - U')_t + Q_e * (U_{не} - U'')_t \pm Pt-1$$

Pt-1 – разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, за периода 2020 – 2021 г., лв.;

Дружеството е представило в табличен вид прогнозни данни за природен газ, заложен в Решение № Ц-26 от 01.7.2021 г., както и отчетни данни за природен газ към 30.06.2021 г. Посочва, че недовзетият приход /Pt-1/ от разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ е в размер на 65 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот. Следва да се има предвид, че в НРЦТЕ и НРЦЕЕ не са посочени изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Също така ЗЕ, НРЦТЕ и НРЦЕЕ не определят конкретни срокове за амортизиране на активи и не изискват в Указания-НВ да се определят групи активи или срокове за амортизиране. С посоченото се дава възможностите на КЕВР за гъвкаво поведение. По този начин при рязко нарастване на цените на горивата и на квотите, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на повишението на разходите пряко свързани с лицензионната дейност не се приема. Извършената незначителна корекция на разходите е свързана със значителното и обективно повишение на разходите за гориво и емисии. С оглед запазване на възможността за задържане на цената на топлинната енергия в определени граници и запазване на потребителите на топлинна енергия рестриктивния и същевременно балансиран подход от страна на регулатора е необходимо условие.

3. Възражението на дружеството относно определената прогнозна цена на природния газ не се приема.

Комисията е направила съответните изчисления, като въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата. Следва да се има предвид, че в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана изрична възможност за компенсиране на разлики в разходите през следващите регулаторни периоди, в случаите, при които прогнозните разходи се определят по прогнозни борсови цени – за природен газ и за CO₂ квоти,

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веolia Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 632,20 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 204,74 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 136,51 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 41 557 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 40 000 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 480 хил. лв. и променливи – 33 519 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 31 758 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,90%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 655 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 071 MWh.

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-06-3 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 304,22 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 615,11 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 1 197,48 лв./knm³;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 310,00 лв./t;

„Топлофикация – Враца“ ЕАД е приложило документи, съгласно опис към заявлението. Към него не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г. и копие на действащо комплексно разрешително, така както е указано в т. I.8 и т. II.9 от писмото на КЕВР.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Условно-постоянни разходи (УПР) – прогнозата е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2021 г. Промените в прогнозата са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложили планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

Разходи за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За новия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации минимално да се увеличи в следствие на новопридобити дълготрайни активи през 2021 г.

Разходите за ремонт са прогнозиран на база утвърдена ремонтна програма за ценовия период. Посочва се, че разликата спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори: предстоящи ремонти на когенератор 1 и когенератор 2 в ТЕЦ „Градска“ и на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ОЦ „Младост“, съгласно предписанието на производителя; планирани ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя – АВВ; подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Част от ремонтите на когенераторите ще се извършват със собствени сили и средства, а други ремонти ще се извършват от „Филтър“ АД въз основа на сключено рамково споразумение.

Посочва се, че дружеството ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, като през 2021 г. отчетените технологичните разходи по преноса са били 35,61%, основно от излъчване, като за предстоящия ценови период се планират да бъдат в размер на 35,59%.

Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2021 г. и планирано увеличение, във връзка с промяната на минималната работна заплата за страната и свързаните с това увеличения на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на средствата за работни заплати с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал поради завишено текучество и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация, както и подкрепа и запазване на работещите в дружеството във връзка с променените икономически условия в страната и нарастващата инфлация. Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения. Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2022 г., е по повод увеличения размер на ваучерите за храна.

Разходите пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2021 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в разходите за абонаментно поддържане и безплатна храна съгласно нормативен акт. **Прогнозните разходи за абонаментно поддържане** са увеличени с **30 хил. лв.** спрямо отчета за 2021 г., поради увеличените цени на горивата, резервните части и консумативи и материалите от началото на годината. В тези разходи се включват разходите за техническа проверка, инспекция, текущо поддържане и обслужване на съоръженията и специализираната автотранспортна техника. **Прогнозните разходи за безплатна храна** са увеличени спрямо отчета за 2021 г. поради увеличения размер на ваучерите за храна, приет със Закона за държавния бюджет на Република България за 2022 г.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2021 г., и са както следва:

- **Разходите за гориво** за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане са в размер на 28 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 8 хил. лв, което се дължи на увеличените цени на горивата, енергията и материалите от началото на 2022 г.

- **Разходите за материали** за текущо поддържане са завишени с 5 хил. лв. основно поради увеличени цени на металите и резервните части.

- **Разходите за застраховки** са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2021 г. е увеличение с **1 хил. лв.**

- **Групата разходи** – пощенски разходи, разходи за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, вода, осветление и отопление, охрана на труда, имат общо увеличение от 12 хил. лв. Главната причина са увеличените цени на горивата, енергията, материалите и консумативите от началото на 2022 г.

- Увеличението на разходите за **експертни и одиторски услуги** са увеличени с 2 хил. лв.

- **Съдебните разходи** са запазени на нивото от 2021 г.

- Разходите за **събрано инкасо** са запазени на нивото от 2021 г. и представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от клиентите и ползва услугите на други фирми.

Променливи разходи

Разходите за гориво за прогнозния период са изчислени на база количество гориво и прогнозна цена на природния газ, с добавка за капацитет и пренос в размер на 113,483 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10,552 kWh/m³ или – 1 197,48 лв./1000 nm³ без ДДС.

- **Разходите за енергия, вода и консумативи** са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата

и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, аварияте и загубите от изтичане. В тези разходи не са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство, съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение на тези разходи в размер на 121 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на горивата и електрическата енергия от началото на 2022 г.

В **разходи за външни услуги** са включени разходите за балансиране и достъп до електроразпределителната мрежа. Планирано е увеличение в размер на 55 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г., което се дължи основно на високия ръст на цените на електрическата енергия на енергийната борса.

Регулаторна база на активите са съгласно данните по счетоводния Баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2021 г. и е в размер на **14 000 хил. лв.**

Размерът на финансиранятия за дълготрайни активи са съгласно изготвения Баланс към 31 Декември 2021 г.

Размерът на оборотния капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността в съответствие с Указания-НВ, поради отрицателната му стойност в ценовия модел.

Дружеството посочва, че ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия. Вземайки предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент и предвид финансово икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, липсата на реално работеща икономика в града и региона, както и допълнителните утежняващи фактори породени от войната в Украйна и последиците от COVID кризата, в резултат на което се наблюдава увеличение на инфлацията и съпроводеното с това влошаване покупателната способност на абонатите на дружеството, „Топлофикация-Враца“ ЕАД предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., „Топлофикация Враца“ ЕАД отчита загуба в размер на 4 990 хил. лв., спрямо отчетена загуба през 2020 г. в размер на 379 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби през 2021 г. бележат ръст спрямо предходната година с 30,15%;

- Разходите от оперативната дейност се увеличават с 64,80% спрямо предходната година.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извода, че през 2021 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД, среща затруднения със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения. През текущата година дружеството не притежава собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечен капитал, а за 2020 г. е 39% собствен капитал и 61% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 160 хил. лв. на 68 хил. лв. или с 92 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация

и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 1 937 хил. лв. на 939 хил. лв. или с 998 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена допълнително с 46%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 7 758 хил. лв. на 7 870 хил. лв. или с 112 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 44 074,65 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	0,00	0,00	0,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060	0,00	0,00	0,00	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	0,00	0,00	0,00	
4. Количество	knm ³	23 121,828	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t	t	44 074,65	0,00	0,00	0,00	44 074,65

Прогнозни емисии CO₂ – 44 074,65 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 44 074,65 t. = 7 870 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 23 121,83 knm³ и 2 030 t. биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,33% на 4,68% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,73 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,69 + 3,95 = 4,64 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 122,36 лв./MWh.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна

енергия са коригирани от 45 785 MWh (35,59%) на 25 785 MWh (20,05%) или с 20 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	14 377	14 467	14 091	19 262	23 036	28 617	30 943	24 457	27 746	15 567	12 069	14 564	239 196
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,58
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	53,56	61,09	58,18	94,54	96,64	105,69	138,20	114,79	119,30	145,88	91,27	141,36	106,07
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-56,65	-167,81	-250,69	-891,24	-1 034,77	-773,53	-1 308,88	-746,92	-900,64	-798,90	-619,38	-1 476,94	-9 026
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	84,65
		3,62	3,49	-11,22	0,00	3,45	30,39	47,10	35,45	38,04	54,61	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	63,79	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	84,32
2. Корекция по въглеродни емисии														
							27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90		
Количество, Qe	тона	45 151												
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	71,23												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-1 786,45												
Ht=Qg*(Цпг-Цпl)t+Qe*(Цпе-Цпl)t±Pt-1														=
														-10 812,79

„Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-06-1002 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за амортизации в преноса, които са коригирани с 92 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Дружеството счита, че намалението е необосновано и не почива на икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите без да се отчитат сроковете за амортизация на различните групи активи. Дружеството счита, че общият подход е в противоречие на изискванията на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ и чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ и в нарушение на чл. 31, т. 2, б. „д“ от ЗЕ, като посочва, че това е изразено и в съдебни решения на АССГ и ВАС. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите по отчет през 2021 г. с минимално нарастване от 5 хил. лв. Дружеството счита, че увеличението спрямо предходната година е несъществено, а влиянието му върху цената на топлинната енергия е в рамките на 0,05 лв. Според дружеството намалението от 92 хил. лв. е значително и ще създаде определени затруднения в усилията му да поддържа преносната мрежа в нормално експлоатационно състояние в предвид нейното доста амортизирано състояние и невъзможността да бъдат подменени най-амортизираните участъци с нови тръбопроводи в сегашната икономическа ситуация.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за ремонт, които са коригирани с 998 хил. лв. Дружеството посочва, че предвид годините на експлоатация на топлопреносната мрежа се налага извършването на все повече неотложни ремонти и рехабилитация на отделни участъци от нея и това съчетано с трайно увеличение на цените на материалите. Според дружеството системното редуциране на разходите за поддържане на съоръженията за високоефективно комбинирано производство в нормално техническо състояние води до очаквано нарастване дела на аварийните или неплановите ремонти. При дългогодишно съкращаване на мероприятията за текущо поддържане, аварийните ремонти се увеличават прогресивно. С цел предотвратяване на тази негативна тенденция в бъдеще дружеството е направило разчета в ремонтната програма за новия ценови период.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 45 785 MWh (35,59 %) на 25 785 MWh (20,05%) или с 20 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход. Дружеството счита, че направената корекция е непостижима в рамките на новия ценови период и за да постигне намаление на технологичните разходи по преноса с 20 000 MWh, е необходимо в рамките на настоящия летен период да подмени цялата топлопреносната мрежа с дължина над 56 километра. Дружеството посочва, че във връзка с гореизложеното, както и поради тенденцията към намалена реализация на топлинна енергия за отопление, трудно ще постигне 102 847 MWh за ценовия период.

4. Счита, че е необходима промяна в приетия подход при извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ и определената в размер на 427,46 лв./MWh прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Дружеството предлага при симулациите да се отчете, че топлофикационните дружества са с непрекъснат 24 часов режим на работа, произвежданата от тях високоефективна комбинирана електрическа енергия е функция от потребностите от топлинна енергия на потребителите.

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на

активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот. Следва да се има предвид, че в НРЦТЕ и НРЦЕЕ не са посочени изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Също така ЗЕ, НРЦТЕ и НРЦЕЕ не определят конкретни срокове за амортизиране на активи и не изискват в Указания-НВ да се определят групи активи или срокове за амортизиране. С посоченото се дава възможностите на КЕВР за гъвкаво поведение. По този начин при рязко нарастване на цените на горивата и на квотите, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания-НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обоснован от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация. Комисията определя за регулаторни цели амортизационния срок по равнопоставен начин за всички дружества от сектора. Прилагането на линеен метод на амортизация не е достатъчно, за да се приеме, че заявителят е спазил всички изисквания относно прогнозиране на разходите. Освен това, следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третираны равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за производство и за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите за производство и за пренос на топлинна енергия.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция в разходите за ремонт не се приема. В утвърдената стойност на общите за дружеството разходи за ремонт са предвидени 46% по-високи разходи в сравнение с отчетната стойност за базовата година. Сумата е достатъчна за извършване на ремонти в по-голяма степен и целево в топлопреносната мрежа през новия ценови период.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи по преноса не се приема. Следва да се отбележи, че за целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода в рамките на 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите на 10%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

4. По отношение несъгласието на дружеството относно приетия подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена, следва да се обърне внимание, че Комисията е изложила подробни съображения и анализи в мотивите в т. 16 от общия подход. Направеното предложение от дружеството за промяна на подхода при изчисляване на прогнозната пазарна цена не може да бъде приет.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 802,63 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 375,17 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 113,15 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 46 052 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 45 472 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 180 хил. лв. и променливи – 39 292 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 12 391 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,68%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 350 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 102 847 MWh.

7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-05-5 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 464,66 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 673,16 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 1 326,67 лв./ knm^3 ;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 310,00 лв./t.

„Топлофикация-ВТ“ АД е приложило документи, съгласно опис към заявлението. Към него е приложен непълен одитиран годишен финансов отчет за 2021 г.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

1. Разходи за амортизации – прогнозиран са в размер на 136 хил. лв., което е увеличение с 20 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г. (прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия – 87 хил. лв. в т. ч. за производство на електрическа енергия 42 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 45 хил. лв. и прогнозни разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия – 49 хил. лв.). Увеличението на разходите за амортизации в производството и преноса се дължи на амортизация на реконструкция на Котел ВК 50 за производство на топлинна енергия и поради подновяване на част от топлопреносната мрежа по първа и втора магистрала. Посочва се, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ,. Дружеството посочва, че на консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период. Дружеството заявява, че други промени в амортизациите не се очакват и не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. Разходи за ремонт – планирани са в общ размер на **765 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 510 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 120 хил. лв. и общо за двата продукта 50 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна енергия са 85 хил. лв.

Представени са подробно разписани **разходи, които са отнесени към електрическата енергия**, както следва: техническо обслужване на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, с планирани разходи в размер на **83 хил. лв.**; за техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газобутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на плановите и аварийните ремонти, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на **261 хил. лв.**; за подмяна на моторно, турбинно и генераторно масло и запалителни свещи – Wartsila 16V25SG, дружеството планира разходи в размер на **126 хил. лв.**; разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на електрическа енергия, в размер на **5 хил. лв.**; разходи за трансформаторно масло в размер на **5 хил. лв.**, съгласно техническата инструкция за експлоатация на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, част от инсталацията за високоефективно комбинирано производство с газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG; техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11, дружеството планира разходи в размер на **50 хил. лв.**

Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за генериране на топлинна енергия. Предвидени са разходи за техническо обслужване на парен

котел ПТ-10, което включва: частичен ремонт на нагревните повърхности на парния котел, основен ремонт на скарната горивна уредба, ремонт на транспортната лентовата система за подаване на горивото, към котела на обща стойност **40 хил. лв.**; техническо обслужване на водогреен котел Bertsch, което включва: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори и диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя с прогнозни разходи в размер на **60 хил. лв.**;

Към **общите разходи за двата продукта**, дружеството планира да извърши: рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация, техническо обслужване и ремонт на водна помпа, основен ремонт на маслена помпа, обслужване и ремонт на рециркулационни охлаждащи помпин, подмяна на регулираща арматура, обслужване на охладител на двигателното масло, охладител рециркулационна вода и охладител въздух-горене на обща стойност от **20 хил. лв.**; Разходи за техническо обслужване и ремонт на мрежова помпена станция, техническо обслужване на подпитъчни помпи и питателни, подмяна на регулираща арматура, подмяна на топломери в ТЕЦ и др. на обща стойност от **30 хил. лв.**

По отношение на **разходите, отнесени към преноса на топлинна енергия**, дружеството планира да извърши подмяна на: салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, спирателна арматура, амортизирани участъци от ТПМ, дефектовка на участъци от ТПМ и дефектирало оборудване в абонатните станции на обща стойност **85 хил. лв.**

Разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. са прогнозираны в размер на **783 хил. лв.** или с 102 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2021 г. в размер на 681 хил. лв. Дружеството посочва, че увеличението се дължи на увеличението на минималната работна заплата с 10,9% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2020 г. в отрасъла по данни на НСИ.

„Топлофикация-ВТ“ АД заявява, че **средносписъчният брой на персонала към 31.12.2021 г. е 44 работници и служители** и дружеството изпитва затруднения в набирането на квалифициран персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаването им до тези в сектор „производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразна горива“. Посочва се, че разходите за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период, а социални разходи не са прогнозираны.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозираны в размер на **6 455 хил. лв.** и включват:

Горивата за транспорт са планираны в размер на **14 хил. лв.**, което е завишение с 4 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2021 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на Котел ПТ-10 с дървесен чипс и по-голям разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“, поради честите аварии на топлопреносната мрежа.

Материалите за текущо поддържане са планираны в размер на **36 хил. лв.** или това е увеличение с 16 хил. лв. спрямо отчета за 2021 г. и включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, свещи и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по топлопреносната мрежа.

Разходите за **въоръжена и противопожарна охрана** са прогнозираны в размер на **56 хил. лв.**, което е с 3 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2021 г., като се посочва, че това се дължи на промени в договора за денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

Разходите за наем на „Газов генераторен комплект № 7 (когенератор) са прогнозираны в размер на 5 027 хил. лв., съгласно Договор за наем с „Топлофикация Бургас“ ЕАД. Също така се посочва, че дружеството има сключен договор за наем с „Номад Енерджи Къмпани“ ЕООД за предоставяне на Телехендер „MANITU“ (телескопичен манипулатор), който се използва за зареждане на биогориво в Котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

Дружеството планира „Други разходи“ в размер на **395 хил. лв.**, които са за извършване на техническо обследване и обслужване на мазутно стопанство, дефектовка и поддръжка на мазутно стопанство и спомагателните съоръжения, към него. В т. ч. се предвиждат и разходи за

диагностика и настройка на горивните режими на газомазутните горивни инсталации на водогрейните и парни котли с цел осъществяване работата им в режим на резервно гориво, мазут. Предвиждат се разходи за закупуване и съхранение на резервно гориво, мазут в мазутно стопанство за осигуряване на топлопроизводството при спиране доставката на основото гориво природен газ. Като причина за тези разходи, дружеството посочва войната в Украйна и предвидените от ЕС нови, допълнителни санкции срещу Руската федерация, както и във връзка със задължението за гарантиране и осигуряване на производството на топлинна енергия през новия отоплителен сезон 2022/2023 г.

Дружеството е направило изчисления на **необходимите годишни приходи** за отчетния период, съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, в резултат на което е получило **5 489 хил. лв.**

„Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че предоставя ваучери за безплатна храна, съгласно нормативен акт, въз основа на отработените дни за месеца, тъй като в индустриалната зона на града в близост няма заведения и хранителни магазини. Прогнозните разходи за „*безплатна храна*“ за новия ценови период са в размер на **48 хил. лв.**, при 43 хил. лв. за 2021 г.

Дружеството прогнозира **разходи за екология** в размер на **28 хил. лв.**, при отчетени за 2021 г. в размер на 25 хил. лв. Тези разходи включват: такси относно верификация на годишни доклади за емисии на парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Котел ПТ-10.

Дружеството посочва, че не са прогнозирани приходи от присъединяване на нови потребители.

Променливите разходи са прогнозирани в размер на **13 950 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 8 906 хил. лв.

Разходи за вода – за новия ценови период те са завишени, във връзка с технологични нужди – почистване на димни газове от прах чрез воден скруббер за котел ПТ-10. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД.

Разходите за акциз – планирани са в размер на **164 хил. лв.** при отчетени за 2021 г. в размер на 162 хил. лв., като увеличението се дължи на по-голямо количество природен газ за новия ценови период. Дружеството отбелязва, че не притежава лицензия за производство на електрическа енергия, съгласно ЗЕ, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW.

Представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименования на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2021 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **5,54%**.

Регулаторна база на активите на дружеството – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2021 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. В признатата стойност на активите не са включени: Активи, несвързани с лицензионната дейност (Сграда бунгало с. Вонеща вода и Стопански инвентар); Активи, отдадени под наем (ЛЮЦ ул. „Васил Левски“ № 21 и Дърводелска работилница ул. „Левски“ № 23); Консервирани дълготрайни материални активи; Активи, придобити чрез финансиране – финансирането на ДА е с различен % при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива; Лек автомобил.

Разпределението на дълготрайните активи между комбинираното и разделно производство е извършено в зависимост от % дял на участие на двата продукта (електрическа и топлинна енергия) в производствения процес. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ (котли, помпи, резервоари и др.), са отнесени към производството на топлинна енергия. Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия, е 48% от отчетната стойност на всички активи участващи в комбинираното производство. База за разпределение е мощността на когенератора – 5,9 MW, в т. ч. 2,8 MW електрическа – 48% и 3,1 MW топлинна – 52%.

Дружеството заявява, че **разпределението на ДА** между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете дейности се отнасят.

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация-ВТ“ АД за 2021 г. отчита *загуба* в размер на 4 009 хил. лв., при *загуба* 2 420 хил. лв. за 2020 г.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия намаляват през 2021 г., спрямо 2020 г. с 18,15 %;
- Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 48,75%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и невъзможността дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2021 г., както и в края на 2020 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за ремонт са коригирани от 765 хил. лв. на 360 хил. лв. или с 372 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г. и допълнително 22% завишение, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- допълнителното добавената разходна позиция „Други разходи“ са коригирани от 395 хил.лв. на 0 хил.лв., поради липса на обосновка за тяхната същност и необходимост, съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 2 510 хил. лв. на 2 412 хил. лв. или с 98 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 13 507 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	0,00	0,00	0,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	34,3060	0,00	0,00	0,00	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	0,00	0,00	0,00	
4. Количество	knm ³	7 086,00	0,00	0,00	0,00	
емитирани CO ₂ , t	t	13 507,00	0,00	0,00	0,00	13 507,00

Прогнозни емисии CO₂ – 13 507 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 13 507 t. = 2 412 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **7 113 knm³** и **3 880 t.** биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,47% на 5,37% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 19 333 MWh (46,65%) на 4 133 MWh (10%) или с 15 200 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 118,28 лв./MWh;
2. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) – 10,98 лв./MWh;
3. Съхранение – 0,8 лв./MWh;
4. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) – 0,69 лв./MWh;
5. Цена за капацитет – 3,18 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 133,95 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3			Q4			Q1			Q2				
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	5 561	274	2 583	4 823	6 284	8 945	9 236	7 939	10 790	4 188	3 116	5 852	69 591	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,64	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	86,65	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-21,91	-3,17	-60,44	-223,14	-282,26	-241,79	-390,70	-242,47	-350,26	-214,94	-159,93	-593,44	-2 784	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	86,65	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	86,65	
								27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90		
Количество, Qe	тона	13 330													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	71,23													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-527,42													
Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цп)t±Pt-1														=	-3 311,86

„Топлофикация-ВТ“ АД е представило становище с вх. № Е-14-05-1002 от 01.06.2022 г. и с вх. № Е-14-05-1003 от 02.06.2022 г. (идентични) относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 1 „Разходи“, където заявените **разходи за ремонт** от „Топлофикация-ВТ“ АД в размер на 765 хил. лв. са коригирани на 360 хил. лв. – на ниво отчетени за 2021 г. и допълнително 22% завишение. Дружеството посочва, че предвидените по-високи разходи за ремонт са включени с цел подобряване на качеството на предоставяната от „Топлофикация-ВТ“ АД услуга. През изминалия сезон от дружеството е проведена кампания, целяща подмяната на големи участъци от топлопреносното трасе с цел гарантиране на успешното протичане на зимния отоплителен сезон. С предвидените по-високи разходи за ремонт се цели да се гарантира продължаването на тази политика, но все още има големи компроментирани участъци, които трябва да бъдат ремонтирани. Според дружеството, при предвиденото ограничаване на отпуснатите средства, КЕВР ограничава извършването на важни ремонти, които биха довели до връщането на проблеми, които ще застрашат качеството и сигурността на предоставяната услуга на гражданите на Велико Търново. В т.1.2 от общия подход е предвидено допълнително максимално повишение на разходите за ремонт в рамките до 60%. Даденото увеличение на „Тоилофикация-ВТ“ АД е в минимален размер, което според дружеството противоречи на представената обосновка за предвидени задължителни разходи за периода и е недостатъчно. Дружеството отбелязва, че част от разходите включват регулярно задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila AB. В зависимост от отработените часове на двигателя се извършват различни по обем и стойност технически обслужвания, разделени по интервал на всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 часа работа, разходите за 40 000 и 80 000 мото-часа работа (основен ремонт).

За периода се предвижда задължително техническо обслужване на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, в т.ч. но не само: диагностика на двигателя, диагностика на генератора, диагностика на трансформатор 6/20 kV, подмяна на основни лагери, подмяна на биелни лагери, подмяна на 32 бр. смукателни клапани, подмяна на 32 бр. изпускателни клапани, подмяна на 64 бр. бутални сегменти, подмяна на 2 бр. цилиндрови глави, подмяна на 4 бр. цилиндрови ризи и др. дейности, съгласно техническата инструкция на производителя. Извършването на техническите мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Планираните разходи по тази точка са 83 хил. лв. За изпълнението на задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на плановите и аварийните ремонти, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове в общ размер на 261 хил. лв. Разходите за запалителни свещи са определени в размер на 5 хил. лв. Съгласно техническата спецификация и работните часове на двигателя е необходима тяхната подмяна всеки месец. Разходи за моторно масло. Планираният общ разход за моторно масло през регулаторния период от 01.07.2022 до 30.06.2023 г. възлиза на 84 хил. лв. Той е формиран от разхода на масло, съгласно документацията, предоставена от производителя, и предписаната задължителна периодична подмяна на отработеното моторно масло на всеки 2 000 мото-часа, в съответствие с изискванията на производителя за превантивна поддръжка. Разходи за турбинно масло. Газо-буталният двигател Wartsila 16V25SG работи с принудително пълнене на въздух за горене, което се осъществява посредством два турбокомпресора ABB VTR-254-11 с обороти при номинален товар от 29 000 rpm и температура 510 °C. Съгласно техническата инструкция на производителя ABB е необходимо, турбинното масло да се подменя при плановите технически обслужвания на двигателя. Планираният общ разход на турбинно масло е 25 хил. лв. Разходи за подмяна на маслото на лагерите на електрическия генератор Leroy-Somer LSA-56-M6-6P. Съгласно техническата инструкция на производителя Leroy-Somer, планираният разход на маслото е 12 хил. лв. Разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано

производство на електрическа енергия, в размер на 5 хил. лв. Разходи за трансформаторно масло. Планираният разход за трансформаторно масло е 5 хил. лв., съгласно техническата инструкция за експлоатация на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, част от инсталацията за високо ефективно комбинирано производство с газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG.

Техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11. За периода се предвижда задължително техническо обслужване на турбокомпресорите ABB VTR-254-11. Техническото обслужване включва извършване на пълно техническо обслужване на турбокомпресорите VTR 254-11 съгласно изискванията на завода-производител, вкл. почистване на всички части и балансиране на ротор подмяна на комплект лагери от компресорната и турбинната страна, подмяна на уплътняващи втулки, филтърни елементи и др. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 50 хил. лв.

Разходи отнесени към топлинната енергия

Техническо обслужване на парен котел ПТ-10: дружеството планира да извърши частичен ремонт на нагревните повърхности на парния котел, основен ремонт на скарната горивна уредба, ремонт на транспортна лентовата система за подаване на горивото, към котела. Планираните разходи по тази точка са в размер на 40 хил. лв.

Техническо обслужване на водогреен котел Bertsch. Дружеството посочва, че съгласно ремонтната програма се предвижда извършване на следните технически мероприятия: дефектовка на въздуховодите и системата за подаване на въздух за горене, техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба съгласно техническата инструкция на производителя RAY 01 & Gasbrenner GmbH, пълна подмяна на димогарните тръби, ремонт на рециркулационна водна помпа. Планираните разходи по тази точка са 60 хил. лв.

Общи разходи за двата продукта

Към общите разходи за двата продукта, дружеството планира да извърши:

Разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация, техническо обслужване и ремонт на водна помпа, основен ремонт на маслена помпа, обслужване и ремонт на рециркулационни охлаждащи помпи, подмяна на регулираща арматура, обслужване на охладител на двигателното масло, охладител рециркулационна вода и охладител въздух-горене.

Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, възлиза на 20 хил. лв.

Разходи за техническо обслужване и ремонт на мрежова помпена станция, техническо обслужване на подпитъчни помпи и питателни, подмяна на регулираща арматура, подмяна на топломери в ТЕЦ и др. Общата стойност на предвидените разходи по тази точка, възлиза на 30 хил. лв.

Разходи отнесени към преноса на топлинна енергия

Съгласно ремонтната програма на дружеството се планира: подмяна на салникови компенсатори с нови компенсатори от линзов тип, подмяна на спирателна арматура, подмяна на амортизирани участъци от топлопреносната мрежа, дефектовка на участъци от ТПМ. Планират се извършване на ремонти и подмяна на дефектирало оборудване в абонатните станции. Планираните разходи по тази точка са 85 хил. лв.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 1 „Разходи, където заявените разходи в допълнително добавената позиция „**други разходи**“ в размер на 395 хил. лв. са коригирани на 0 лв. Дружеството посочва, че предвидените разходи в размер на 330 хил. лв. са свързани с войната в Украйна и предвидените от ЕС нови, допълнителни санкции срещу Руската федерация и задължението за гарантиране и осигуряване на производството на топлинна енергия през новия отоплителен сезон 2022/2023 г. за извършване на техническо обследване и обслужване на мазутно стопанство, дефектовка и поддръжка на мазутно стопанство и спомагателните съоръжения, към него. В т.ч. се предвиждат и разходи за диагностика и настройка на горивните режими на газо-мазутните горивни инсталации на водогрейните и парни котли с цел осъществяване работата им в режим на резервно гориво, мазут. Предвиждат се разходи за закупуване и съхранение на резервно гориво, мазут в мазутното стопанство за осигуряване на топлопроизводството при спиране доставката на основното гориво природен газ. В т.ч. са и разходите за „**Фонд сигурност на електроенергийната система**“, които не са

включени в общите разходи. Дружеството обръща внимание на факта, че разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, въведени от 24 юли 2015 г. с промените в Закона за енергетиката са допълнителна финансова тежест. Тази сума не се взема предвид при формирането на регулирани цени, съгласно закона и общия подход, но са реален разход за предприятието, който налага ограничения в инвестиционната дейност и оперативните плащания. Дружеството предлага при така утежнените финансови условия утвърдените от Комисията цени да не са рестриктивни, а да стимулират комбинираното производство и да обезпечават необходимите приходи, гарантиращи финансовата стабилност на топлофикационното предприятие.

3. Дружеството изразява несъгласие по отношение на разходите за емисии CO₂. Дружеството посочва, че в т. 13 от общия подход е описан принципът, по който се определят разходите за емисии CO₂. Като счита, че така определената прогнозна цена от 91,30 €/t го ощетява. „Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че към 20.04.2022 г. е направила покупка на въглеродни емисии на стойност 95,30 €/t, като всички дълготрайни прогнози са цената да продължи да нараства, до края на годината и тази тенденция да продължи и в следващата година. „Топлофикация-ВТ“ АД счита, че ще претърпи значителни финансови загуби, които ще се отразят върху финансовия резултат.

4. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 5 „ТИП в преноса“ където **технологичните разходи по преноса** на топлинна енергия са коригирани от 19 333MWh (46,65%) на 4 133 MWh, (10,00%), или с 15 200 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Според дружеството непризнаване на реално генерираните разходи по топлопреноса, не му позволява да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма по отношение на топлопреносната мрежа и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната. Предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа и намалената плътност на консуматорите, дружеството експлоатира транзитни участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда. Изключването на тези участъци е недопустимо от гледна точка на социалното влияние върху битовия и обществен сектор в града.

5. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 1 „Разходи“ където заявените **разходи за заплати и възнаграждения** са коригирани в рамките на 10-15%. Според дружеството такъв общ критерий не следва да бъде налаган по отношение на заплатите и възнагражденията, защото те са под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Съществено се намаляват и възможностите да бъдат привлечени нови кадри с експертни познания и добра мотивация за работа. Също така, такава корекция се отразява и на възможността „Топлофикация-ВТ“ АД да задържи квалифицираните си работници, защото заплащането е неконкурентно спрямо останалите работодатели в региона. Дружеството посочва, че ограничаването на разходите за заплати и възнаграждения ще доведе неизменно до неконкурентоспособност на пазара на труда, като и в момента „Топлофикация-ВТ“ АД изпитва остър недостиг на работници и служители, което неизменно ще окаже влияние в бъдеще, ако не бъдат предприети спешни действия и не бъдат направени заявените разходи за работна сила.

Увеличението на разходите за осигурителни вноски и социални разходи са пряко свързани с увеличението на работната заплата. Мотивите изложени по отношение на заплатите и възнагражденията важат в пълна сила и за разходите за осигурителни вноски и социални разходи.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. **Възражението на дружеството относно извършената корекция в разходите за ремонт не се приема.** В т. 17 от Указания-НВ изрично е посочено че условно-постоянните разходи (УПР) се прогнозира за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи пряко свързани с дейностите. Следователно, съгласно правилата за ценообразуване разходите за ремонти се признават в цените като обща годишна сума, в рамките на която дружеството следва да организира и приоритизира ремонтните дейности. Предвид изложеното, КЕВР не дължи излагане на анализ „по позиции и пера“ на разходите за ремонти. В утвърдената стойност на общите за дружеството разходи за ремонт са предвидени 22% по-високи

разходи в сравнение с отчетната стойност за базисната 2021 година. Комисията счита, че дружеството може да извършва ремонти в по-голяма степен и целево в топлопреносната мрежа през новия ценови период.

2. Възражението на дружеството относно извършената корекция в позиция „други разходи“ не се приема. Комисията счита, че планираните средства за подобни дейности, така както са описани от дружеството в тази разходна позиция не могат да бъдат признати, тъй като дейности като диагностики, настройки на горивни инсталации на водогрейните и парни котли и други подобни следва да се извършват от специалистите на дружеството, заети с изпълнение на дейностите. По отношение на разходите за ФСЕС следва да се има предвид, че съгласно чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ за целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Следователно разходите за ежемесечни вноски във „Фонд сигурност на електроенергийната система“ не се признават в цените по силата изрична законова разпоредба.

3. Възражението на дружеството относно приетата от Комисията прогнозна цена на CO₂ не се приема. Следва да се има предвид, че въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. е направена симулация на търговете за CO₂ квоти, по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO₂ квоти до края на периода в диапазона от 80,0 до 99,0 €/t., при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на 91,30 €/t. CO₂. Също така, нормативната уредба допуска да се направи корекция по недовзет приход от CO₂ квоти през следващия регулаторен период, така че интересите на дружеството да бъдат в максимална степен защитени.

4. Възражението на дружеството относно направената корекция на технологичните разходи по преноса не се приема. Следва да се отбележи, че за целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му през изминали години, гранични стойности на разхода в рамките на 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа. Задържането и корекцията на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цената на природния газ и запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на топлопреносното предприятие следва да се определи техния допустим годишен размер. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите на 10%, топлофикационните дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности. Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводни с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за

разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

5. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за заплати и възнаграждения, не се приема. Следва да се има предвид, че с ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективни изменения на ценовите нива на горивата, CO₂ квотите и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „Топлоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 90% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 45,76 лв./MWh през изминалия ценови период на 115,67 лв./MWh през новия период, т. е. с 152%, при цена на въглеродните емисии от 51 €/t през изминалия ценови период на 91,3 €/t през новия период, т. е. със 79% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент допълнително повишаването на разходите за заплати и възнаграждения, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 838,35 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 410,89 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 131,68 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 16 647 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 519 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 010 хил. лв. и променливи – 14 509 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 388 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 5,37%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 947 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 37 313 MWh.

8. „Топлофикация-Разград“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-16-5 от 02.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 535,12 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 129,33 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 326,18 лв./knm³ (без ДДС и акциз).

Обосновката на „Топлофикация-Разград“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е следната:

I. УСЛОВНО ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. Разходи за амортизации

Срокът на годност на амортизируемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Дружеството отчита разходи за амортизации в размер на 378 хил. лв., разделени в няколко категории: - отнесени пряко към дейността по производство на електрическа енергия – 21 хил. лв.; - отнесени пряко към топлинната енергия – 69 хил. лв. за производство и 95 хил. лв. за пренос; - общи за двата продукта – 193 хил. лв.

Планираната сума за предстоящия регулаторен период не превишава отчетената за 2021 г

2. Разходи за ремонт – дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 90 хил. лв., разпределени както следва: отнесени към топлинната енергия – за производство – 11 хил. лв.; отнесени към преноса – 36 хил. лв.; Ремонтни и профилактични дейности на инсталацията за комбинирано производство – 10 хил. лв.; Аварийни ремонти на ИКПТЕЕ - 33 хил. лв.; Ремонт на покрив /хидроизолация/ на котелен цех – 4 хил. лв.

Поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, топлопреносна мрежа, както и енергоизточника, което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Поради липса на финансови средства за осъществяване на инвестиции през последните години в топлопреносната и разпределителна мрежа, дружеството няма финансов ресурс за подмяна на компрометирани участъци, следствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти за отстраняване на възникнали пробиви. Извършена е подмяна на някои помпи и стопански инвентар (аварийни скоби, задвижващи механизми и др.) в абонатните станции. Поради натрупаните загуби за минали години и реализирания отрицателен финансов резултат през 2021 г., не е възможно и заемане на привлечен капитал от външни финансови източници. Планирана е същата сума за разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период на стойност **90 хил. лв.**

3. Разходи за заплати и възнаграждения

Дружеството отчита разходи за заплати и възнаграждения в размер на 562 хил. лв.

През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократно увеличение на размера на минималната работна заплата, не се отчита съществено увеличение на работните заплати.

Средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ. Предвид изложеното за новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати – след увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.04.2022 г. и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати.

4. Начисления свързани с т. 3 по действащото законодателство

Включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – горива за автотранспорт – 1 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума; работно облекло – 2 хил. лв. за предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 1 хил. лв.; канцеларски материали – 1 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума; материали за текущо поддържане – 55 хил. лв., от които 52 хил. лв. за производство и 3 хил. лв. за пренос. При отчетените материали за текущо поддържане за 2021 г., основен дял съставляват разходите за материали (резервни части) за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа.

През 2021 г. са извършени три броя технически обслужвания, както следва:

- м. януари 2021 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на стойност 12 хил. лв.;
- м. юни 2021 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на стойност 13 хил. лв.
- м. септември 2021 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на стойност 19 хил. лв.

Подменяните при всяко техническо обслужване части са с полезен живот между 2 и 4 хил. работни часа – т. е. с полезен живот, по-малък от една година. Същите се отчитат като материали за текущо обслужване без инвестиционен характер. Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане – 77 хил. лв., спрямо отчетените такива, с приблизително 22 хил. лв. Основното увеличение се дължи на очакваната по-висока стойност на предстоящите технически обслужвания. Същите са определени съобразно режима на работа на ИКПТЕЕ, при достигането на определен брой часове, предписани за съответните технически обслужвания.

Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал – 117 хил. лв. Планирани са 121 хил. лв., поради предстоящо подновяване на полицата за Прекъсване на дейността и очаквано завишение на застрахователната премия от страна на застрахователя, при все повече завишен риск от прекъсване на дейността на дружеството и претендиране на обезщетения.

Данъци и такси – 11 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 21 хил. лв. За региона има увеличение в тарифите на местните данъци и такси, които съставляват основен дял в разходите за данъци.

Пощенски разходи, телефони и абонаменти – 6 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 4 хил. лв.

Абонаментно поддържане – 83 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума.

Въоръжена и противопожарна охрана – 13 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 14 хил. лв., поради очакваното завишение на минималните заплати, с което е свързано изплащането на тези разходи.

Наеми – не са отчетени, както и не са планирани.

Проверка на уреди – 12 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 15 хил. лв.

Съдебни разходи – не са отчетени такива, касаещи регулираната дейност, както и не са планирани същите. Дружеството заплаща съдебни разноски, които отчита като разходи, които не касаят ценообразуването.

Експертни и одиторски разходи – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума.

Вода, отопление и осветление – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума.

Безплатна храна – отчетените средства за под хил. лв. Планирани са 1 хил. лв., поради непрекъснато покачване цените на суровините.

Охрана на труда – 6 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 7 хил. лв.

Служебни карти и пътувания – не са планирани.

Командировки – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната същата сума.

Услуги граждански договори – отчетени 3 хил. лв., планирани 1 хил. лв.

Разходи за публикации – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната същата сума.

Изпитания на съоръженията – не са планирани.

Разходи за лицензионни такси – 17 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 17 хил. лв.

Такса събрано инкасо – отчетени 3 хил. лв., планирани 3 хил. лв.

Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството – 70 хил. лв. отчетени. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 75 хил. лв., поради непрекъснато покачване на горивата и връзката им с този вид услуга.

Обучение на персонала – отчетени 3 хил. лв., планирани 5 хил. лв.

Счетоводно обслужване – планирано е на база постигнатите разходи през 2021 г. – 51 хил. лв. отчетени и също толкова планирани.

Управление на човешките ресурси – включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, Инспекция по труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури, свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи. Отчетени са разходи през 2021 г. – 16 хил. лв. и планирани 14 хил. лв.

Правни услуги – отчетени 6 хил. лв., планирани 10 хил. лв.

Разходи за услуги, свързани с екологията – 1 хил. лв. Планирани са 9 хил. лв., съобразно очакваните одити, свързани с тази дейност.

Други разходи – отчетени 12 хил. лв., планирани 15 хил. лв.

Отчетените през 2021 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Същите са присъщи за дейността, като включват: разходи за провеждане на процедури по Закона за обществени поръчки и извън приложното поле на закона, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги; разходи за медийно обслужване и ПР; разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни; други материали, в състава на които са включени малоценни и малотрайни предмети, стопански инвентар и т.н.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност – планирани са на база постигнатите разходи през 2021 г.

За 2021 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 418 хил. лв., основен дял от които съставляват разходите, представляващи ежемесечни 5% вноски от приходите от продажба на електрическа енергия, съгласно чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ в размер на 183 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 47 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 80 хил. лв., отписани вземания в размер на 13 хил. лв., неустойки – недостиг (небалансирана електрическа енергия) – 35 хил. лв., социални разходи – 27 хил. лв. и др.

7. Приходи от присъединяване и услуги – не са планирани.

8. Приходи от топлоносител – не са планирани.

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

1. Разходи за материали – 4 645 хил. лв.

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия – формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия – 3 192 хил. лв.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия – формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли – 1 356 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 61,45 лв. без ДДС, която включва: прогнозна индивидуална цена на природния газ – 47,60 лв./MWh; достъп и пренос по мрежата на ГРД – 11,457 лв./MWh; пренос – 0,46 лв./MWh; достъп – 1,94 лв./MWh. Цените се преизчисляват в лева/хил. m³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване, различен за различните месеци.

Разходи за материали за новия регулаторен период – 8 713 хил. лв.

1.1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия – формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия – 5 795 хил. лв.

1.2. Разходи за гориво за производство на топлинна енергия – формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли – 2 812 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-7 от 01.02.2022 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 125,76 лв./MWh, без ДДС, която включва: цена на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД – 109,88 лв./MWh; цена за достъп до ГПМ на „Булгартрансгаз“ ЕАД – 4,8277 лв./MWh; цена за пренос през ГПМ на „Булгартрансгаз“ ЕАД – 0,6963 лв./MWh; цена на „Овергаз Мрежи“ АД за разпределение на природен газ – 9,76 лв./MWh; цена на „Овергаз Мрежи“ АД за снабдяване – 0,60 лв./MWh. Цените са преизчислени в лева/хил. m³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,545 kWh/m³.

1.3. Разходи за вода – отчетени 3 хил. лв. Планирана е същата сума.

1.4. Разходи за закупена ел. енергия – 68 хил. лв., от които 26 хил. лв. за производство, 42 хил. лв. за пренос. При аварийно спиране на ко-генерацията и излизане извън график, на дружеството се налага закупуване на външна електрическа енергия. За експлоатация на съоръженията в абонатните станции се използва закупена електрическа енергия по договор с „Енерго-Про Енергийни услуги“ ЕАД. Планирано е увеличение с около 3%, поради покачващите се пазарни нива на електрическата енергия.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 26 хил. лв. Планирано е минимално увеличение от 27%, свързано с увеличение на цените на химикалите и реагентите.

2. Разходи за външни услуги – 37 хил. лв. Планирана е същата сума.

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ – 104 хил. лв. Планираната сума се изчислява върху по-високата цена за доставка на природен газ и съответно се покачва на 118 хил. лв.

4. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия – не е отчетен, не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – не са отчетени, не са планирани.

За новия регулаторен период дружеството не планира разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове. „Топлофикация-Разград“ АД е излязла от Европейската схема за търговия с емисии, следствие отмяната на Разрешително за емисии на парникови газове 33-Н1/2015 г. В тази връзка, е отпаднало задължението на дружеството още през 2020 г. за предаване на квоти на емисии на парникови газове, в размер на изчислените емисии за предходната календарна година.

Дружеството не притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2021 г. са отчетени инвестиции в размер на 78 хил. лв. в дълготрайни материали и нематериални активи. Инвестициите са свързани с проект за изграждане на магистрален топлопровод – 3 хил. лв., два проекта за устойчиво развитие на дружеството – 70 хил. лв. и въведени нови съоръжения в абонатни станции – 5 хил. лв. Дружеството не планира разходи за инвестиции и не прилага инвестиционна програма за новия регулаторен период 2022 г. – 2023 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет, общият всеобхватен доход на „Топлофикация-Разград“ АД за 2021 г. е с отрицателна стойност в размер на 857 хил. лв., формиран от реализираната *загуба* на стойност 849 хил. лв. За предходната година общия всеобхватен доход също е отрицателна величина в размер на 210 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 210 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия и услуги се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 3,26%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 27,19 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липса на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 41% собствен капитал и 59% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 60% собствен капитал и 40% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 725 хил. лв. на 645 хил. лв. или с 80 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г, увеличена допълнително с 14,77%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,82% на 4,48% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 10 880 MWh (32,63%) на 8 380 MWh (25,13%) или с 2 500 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,37 лв./MWh;

2. Достъп и пренос по мрежата на ГРД – 11,457 лв./MWh;

3. Пренос – 4,17 лв./MWh;

4. Достъп – 0,69 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 135,68 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
		Q3				Q4				Q1				Q2		
		46,00				48,27				48,80				39,95		45,76
		2021/2022														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	1 669	1 686	1 590	3 436	7 935	9 865	10 871	8 827	9 280	4 429	2 214	1 898	63 699		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	47,22		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,04		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-6,58	-19,56	-37,20	-158,99	-356,44	-266,65	-459,83	-269,57	-301,22	-227,29	-113,65	-192,49	-2 409		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,04		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	75,30	91,10	79,34	81,26	91,27	91,27	141,36	85,04		
2. Корекция по въглеродни емисии																
							27,03	42,31	30,54	32,47	51,32	70,90				
Количество, Qe	тона															
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00														
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	71,23														
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00														
Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цп)t±Pt-1														=	-2 409,44	

„Топлофикация-Разград“ АД е представило становище с вх. № Е-14-16-1003 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените **разходи за амортизации** за регулаторни цели. Дружеството посочва, че избраният полезен живот на лицензионните активи е съгласно приета счетоводна политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Дружеството счита, че общият подход на осреднен полезен живот за всички активи от 35 години е не просто икономически неаргументиран, но и противоречи на основни постулати на икономическата и счетоводната наука. Активите са различни като видове, с различен полезен живот, придобити са на различни стойности от различните енергийни предприятия и подходът на осредняване води до предимство за някои дружества и ощетяване на други. Дружеството се позовава на съдебно Решение № 12233 от 30.11.2021 г. по адм. дело № 11281/2020 г. на ВАС. Като в заключение сочи, че не е съгласно с приетия общ подход за определяне на разходите за амортизации – еднакъв за всички дружества и спрямо различните видове активи.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за заплати и възнаграждения**, които са намалени с 80 хил. лв. – от 725 хил. лв. на 645 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2021 г., увеличена допълнително с 14,77%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Дружеството отбелязва, че средната работна заплата в „Топлофикация-Разград“ АД изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в региона, съгласно данни на НСИ. През последните два отоплителни сезона дружеството се намира в изключително затруднено положение по отношение на създалата се криза с набирането и задържането на квалифицирана работна ръка. Прави сравнение, че средната брутна работна заплата през 2021 г. в частния сектор, в областта на „производство и разпределение на топлинна и електрическа енергия“ е била 2 420 лв., при средна работна заплата за дружеството 1 286,53 лв. за 2021 г. От началото на 2021 г. „Топлофикация-Разград“ АД е ограничило част от социалните разходи – под формата на ваучери, поради политиката на КЕВР за непризнаването им, съгласно действащата нормативна уредба и невъзможност на дружеството да финансира този разход.

3. Изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 3 **„Норма на възвръщаемост на капитала“**, където общата норма е намалена от 5,82% на 4,38%. В тази връзка, отбелязва, че видно от подадените отчетни данни в КЕВР, нормата на възвръщаемост на капитала, изчислена съгласно Методика на КЕВР, за последните четири години, е както следва: 2018 г. – 5,57%; 2019 – 7,48%; 2020 – 5,75%; 2021 – 5,82%.

Според дружеството намалението на нормата на капитала е в несъответствие с нивата на инфлацията в страната. Инфлацията засяга пряко два от компонентите, участващи в изчислението на НВ: безрисковата премия и пазарната рискова премия. Нарастващата инфлация води до нарастване на безрисковата премия, като това се потвърждава и от данните на Българска народна банка, според които дългосрочният лихвен процент за оценка на степента на конвергенция е нараснал от 0,14% през юни 2021 г. до 1,62% през април 2022 г.

Заложената от дружеството в ценовия модел НВ на привлечения капитал е в съответствие и с договорите за кредити. Копия от тези договори са предоставени като приложение към заявлението за цени. Дружеството счита, че утвърждаването на цените при норма на възвръщаемост на привлечения капитал под приложимия средно претеглен размер, изчислен въз основа на действащите договори за кредит освен, че е в нарушение на Указания-НВ, е в противоречие с възприетия метод за ценообразуване.

В допълнение, се позовава на практика на ВАС, според която тълкува в посока, че регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, въз основа на последната година, както и че не е икономически обосновано КЕВР да намалява всяка година нормата на възвръщаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година.

Дружеството посочва, че при невъвеждане на допълнителни мерки за подпомагане на потребителите, това би довело до откази от страна на клиентите за ползване на предоставената услуга или най-малкото – незаплащането ѝ. Според дружеството тези негативни последици не следва да се поемат от него, а да бъдат предоставени други варианти за компенсиране.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за амортизации не се приема.

В НРЦТЕ и НРЦЕЕ не са посочени изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружеството се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Също така ЗЕ, НРЦТЕ и НРЦЕЕ не определят конкретни срокове за амортизиране на активи и не изискват в Указания-НВ да се определят групи активи или срокове за амортизиране. С посоченото се дава възможностите на КЕВР за гъвкаво поведение. По този начин при рязко нарастване на цените на горивата и на квотите, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания-НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обосноваван от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация. Комисията определя за регулаторни цели амортизационния срок по равнопоставен начин за всички дружества от сектора. Прилагането на линеен метод на амортизация не е достатъчно, за да се приеме, че заявителят е спазил всички изисквания относно прогнозиране на разходите. Освен това, следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за производство и за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите за производство и за пренос на топлинна енергия.

Следва да се има предвид, че начинът за разпределяне на разходите за амортизация в производството между продуктите електрическа и топлинна енергия е нормативно регламентиран, като по силата на чл. 24, ал. 3 от НРЦЕЕ разходите за амортизации, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят директно към тях, а останалите разходи за амортизации, съгласно ал. 4 от същия член, се разпределят пропорционално на количествата произведена електрическа и топлинна енергия съобразно Указания-НВ. В този смисъл е правилото по т. 22.1 от Указания-НВ, че разходите, без тези за гориво в централа с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се разделят между двата продукта, **с коефициент за разпределение на разходите в производството**, изчислен в справка № 6, който за „Топлофикация-Разград“ АД е **0,40**.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходи за заплати и възнаграждения не се приема. Комисията е допуснала увеличение с 14,77% на тези разходи, в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период – рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива горивата, и т. н. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В ситуация като сегашната, а именно при значителен дял на разходите за природен газ в структурата на разходите и при повишения на цената на природния газ цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на този обективен фактор. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент допълнителното повишаване на разходите за заплати и възнаграждения, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са

недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени. Комисията е допуснала за предстоящия ценови период повишение на разхода с 14,77% при аналогичен процент на инфлацията в годишен аспект.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на Нормата на възвръщаемост на капитала не се приема. Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определена от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

Съгласно формулата по чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е регламентирано изрично изискване за съответствието ѝ с пазарната норма. В същия смисъл, според т. 41 от Указания-НВ, Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, преценката на КЕВР е за съответствие на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал с пазарната норма, като няма задължение да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, би било в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаване на цените КЕВР следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка, за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 636,37 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 208,91 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 144,85 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 11 125 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 10 904 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 805 хил. лв. и променливи – 9 099 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 933 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,48%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 200 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 26 660 MWh.

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода

01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 727,63 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,03 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 1 400,00 лв./knm³ (без ДДС и акциз).

Към заявлението не е представена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както и друга информация и документи, изискани с писмото на КЕВР.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Юлико Евротрейд“ ЕООД, съгласно представеният годишен финансов отчет за 2021 г. отчита нетна **печалба** в размер на 2 хил. лв., намалена спрямо 2020 г. когато е в размер на 23 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2021 г. се увеличават спрямо 2020 г. с 2,15%.**
- **Общите разходи от оперативна дейност намаляват през 2021 г., спрямо 2020 г. с 21,15%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 52% собствен капитал и 48% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 45% собствен капитал и 55% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2021 г., в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за вода и закупена енергия са коригирани до нивото на отчетените стойности през 2021 г., в съответствие с т. 1 от общия подход;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,92% на 5,36% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 - 2023 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,22 лв./MWh;
2. Пренос – 0,65 лв./MWh;

3 . Достъп – 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 123,19 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ																
		Q1				Q2				Q3				Q4		
		46,00				48,27				48,80				39,95		45,76
		2020/2021														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	98	110	109	98	95	93	0	0	603		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	47,25		
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	140,00	140,00	0,00	0,00	119,43		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,40	-5,95	-9,22	-5,99	-6,17	-9,43	0,00	0,00	-41,2		
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	115,69		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,27	-2,59	-162,17	-141,36			
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	141,30	81,09	70,68	115,50		

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 733,63 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 102,02 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
 - Необходими годишни приходи – 1 667 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 629 хил. лв., от които условно-постоянни – 723 хил. лв. и променливи – 906 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 988 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,36%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 384 MWh.

10. „Топлофикация Русе“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 534,02 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 161,03 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 145,01 лв./MWh.

С писмо с вх. № Е-14-09-3 от 27.04.2022 г. дружеството е представило допълнителна информация по отношение на цените на използваните горива, като е посочило, че в първоначалното заявление е допусната техническа грешка при формиране на цените на въглищата и биомасата.

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 1 925,67 лв./ knm^3 при калоричност 8 169 kcal/kg;
- цена на въглища – 507,52 лв./t. при калоричност 4 768 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 576,68 лв./t. при калоричност 9 778 kcal/kg;
- цена на биогориво – 330,00 лв./t. при калоричност 3 914 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., както следва:

Производство на електрическа и топлинна енергия

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2022 г. са използвани данните от 2021 г., като са актуализирали, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, във връзка с планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2021 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2021 г., в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и топлинна енергия с топлоносител водна пара. Очаква се увеличение и на произведената електрическа енергия, поради повишение на собствените нужди с почти 5% в абсолютна стойност (от 20,3% на 25,1% средно за ценовия период), поради въведената в експлоатация в началото на 2022 г. инсталация за очистване на димни газове (ИОДГ – СОИ) в дружеството. През отчетната 2021 г. са извършвани единични и комплексни изпитания на отделните й съоръжения и подобекти.

Приложени са заверени копия на „Разрешения за ползване № СТ-05-59/04.02.2022 г., издадено от Началника на ДНСК, гр. София и Технически паспорт от 24.02.2022 г.

3. Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2021 г. и съгласно условията на Комплексно разрешително № 46/2005 г.

4. Отделените въглеродни емисии през новия ценови период от 01.07.2022 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2021 г. – 30.06.2022 г. Количеството въглеродните квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните две причини:

- Нарастване на общото количество отделени емисии, което се дължи от една страна на повишаване на количеството гориво в натурално изражение на по-високия дял на конвенционалните горива в общия микс в сравнение с базисния период;

- За ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, поради следните съображения:

- относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО дружеството е подало Доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2022 г. На основата на същия и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в Доклада квоти по чл. 10а. Поради липсата на окончателно одобрение от страна на ЕК, в ценовия модел не са отразени безплатните квоти по чл. 10а за 2022 г. и 2023 г.

- относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, към момента липсва нормативна уредба за функционирането на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 – 2030 г.“, на база на която да се провеждат тръжни процедури за инвестиционни проекти, за изпълнението на които да се разпределят квоти по чл.10в. Поради това не са планирани количества безплатни квоти по чл. 10в на Директива 2003/87/ЕО.

Икономически показатели

I. Разходи за основно гориво

Разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва:

Очаквани доставки на въглища:

1. През периода от 01.04.2022 г. – 30.06.2022 г.: 22 000 t по доставна цена 270,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе. За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище Русе в размер на 12,79 лв./t;

2. През периода 01.07.2022 г. – 31.12.2022 г.: 35 000 t по доставна цена 270,00 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе. Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 12,79 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2023 – 30.06.2023 г.: 60 000 t. по доставна цена 270,00 USD/t. , с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 12,79 лв./t.;

4. По отношение на качеството на основното гориво: „Топлофикация Русе“ АД е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложи в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложи и сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия, като за постигане на исканите характеристики се налага

предварителна обработка – раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в този географски район работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока. Към момента „Топлофикация Русе“ АД продължава да ползва услугите на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД като доставчик, специализиран в тази област, който е гарант пред производителите от Русия за своевременното плащане на цената на доставените въглища. Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 270,00 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище Русе, вкл. транспортни разходи, застраховки и др.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка – Приложение № 2, е 348,36 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в ценовия модел за образуване на цените е:

$$348,36 \text{ лв./t} + 12,79 \text{ лв./t} = 361,15 \text{ лв./t, където:}$$

12,79 лв./t са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба на Пристанище Русе. Цената е изчислена при валутен курс към 29.03.2022 г. – 1,76439 лв./USD.

II. Цена на природния газ:

За целия разглеждан период е приложена цена в размер на 1 925,67 лв./knp³. Цената на природния газ е получена съгласно Приложение № 2 и включва цените за капацитет, достъп и пренос през газопреносната мрежа. Базовата цена е образувана от средната цена от Доклада за откритото заседание на КЕВР, във връзка със заявлението на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природния газ за м. Април 2022 г. (179,36 лв./MWh) и прогнозната цена на природния газ за м. Май 2022 г., която „Булгаргаз“ ЕАД дава в изпълнение на изискванията на чл. 36а от ЗЕ (157,73 лв./MWh).

III. Цената на мазута: за новия ценови период е прогнозирана цена в размер на 1 576,68 лв./т. Приложени са копия на последните получени фактури.

IV. Разходите за купена електрическа енергия: разходите за купена електроенергия за отчетния период възлизат на 1 845 хил. лв. Те се дължат на два фактора - разходи за електроенергия, закупена при престой на централата и балансираща енергия за отклоненията от производствения график. Повечето и по-продължителни аварийни престои през настоящия отоплителен сезон, както и непредвидимите колебания в топлинните товари, са довели до по-голям размер на разходите за купена електроенергия в сравнение с предходни години. По отношение на втория вид – разходи за балансираща енергия, основна роля има отново състоянието на оборудването в съчетание и с цените на балансиращата енергия за недостиг, която за отчетния период отбелязва сериозен ръст.

V. Условно постоянните разходи са прогнозирани при отчитане влиянието на следните фактори:

1. Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие на 10% ръст в годишната инфлация в края на 2021 г. и началото на 2022 г. и обвързаността и с цената на услугите.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2021 г. с 16%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2021 г. е в размер на 1 630 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2021 г. е в размер на 2 237 лв.

3. Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

4. Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на т. 31 и т. 31.1 от Указания-НВ.

5. Разходите за материали за текущо поддържане и останалите условно-постоянни разходи са завишени незначително, като това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.

6. Относно позиция „Разлика в прогнозни (по Решение № Ц-26/01.07.2021 г.) и отчетени цени за CO₂ емисии“ на ред 5.28 от т. 5 „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, позовавайки се чл. 24а, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ, „Топлофикация Русе“ АД отчита стойност от 8 445 хил. лв. в повече направени разходи, дължаща се предимно на разликата (8 422 хил. лв.) в прогнозните (по Решение № Ц-26/01.07.2021 г.) и отчетените цени за CO₂ емисии, съответно 51 €/t и 76,18 €/t.

7. За позиция „химикали и реагенти“ от променливите разходи са предвидени 820 хил. лв. Съществено влияние върху разходите според дружеството, ще окаже влязлата в експлоатация в началото на 2022 г. инсталация за очистване на димни газове ИОДГ-СОИ, която използва адитив худратна сол.

8. При изчисляване на регулаторната база на активите са спазени изискванията на чл. 30 от Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и електрическата енергия.

9. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период. За изчисляване на цената на собствения капитал за регулаторния период са използвани следните параметри за изчисление: безрискова премия, бета коефициент на активите, пазарна рискова премия.

- бета коефициент на активите $= 0,55 * (1 + (J - 10\%) * 41,99\% / 58,01\%) = 0,91$

- НВск $= 0,2584\% + 0,91 * 6,27\% = 5,964\%$

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на 5,46%. Дял на собствения капитал – ДСК = 58,01%; Дял на привлечения капитал – ДПК = 41,99%. Данъчна ставка -ДС = 10%. В резултат на изчисленията нормата на възвръщаемост на капитала е 6,13%.

10. Увеличението на съдебните разходи през 2021 г. е във връзка с извършени разходи по съдебни спорове с НЕК ЕАД и Мечел Карбон, в които „Топлофикация Русе“ АД е ответник.

VI. В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2022 г. – 2023 г.), са прогнозиран **необходимите приходи от дейността в размер на 164 735 хил. лв.**

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представеният от „Топлофикация Русе“ ЕАД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален финансов отчет) за 2021 г. текущия финансов резултат е **загуба** в размер на 37 150 хил. лв., при **печалба** от 5 321 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2021 г. се увеличават спрямо предходната година с 27,20 %;**

- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 100,12%.**

Коефициента на обща ликвидност за 2021 г. е 1,38 което означава, че дружеството разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е 0,60, което означава, че дружеството не може да осигури собствен финансов ресурс с който да обезпечи финансиране в нови нетекущи активи.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,25, което означава, че дружеството не разполага с необходимите собствени средства за обезпечаване обслужването на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 20% собствен капитал и 80% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 36% собствен капитал и 64% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 4 190 хил. лв. на 3 932 хил. лв. или с 258 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 705 хил. лв. на 653 хил. лв. или с 52 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 849 хил. лв. на 5 505 хил. лв. или с 344 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 10,7% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 8 240 хил. лв. на 7 940 хил. лв. или с 300 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена допълнително с 15%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски са коригирани от 2 097 хил. лв. на 1 947 хил. лв. или със 150 хил. лв. в съответствие с направената корекция на разходите за заплати и възнаграждения и т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 35 460 хил. лв. на 35 972 хил. лв. или с 512 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 201 447 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	Вид гориво				Общо
		въглища	мазут	природен газ	карбамид	
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ(t)	91,3710	77,4000	55,5644	0,7300	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000 Nm ³)	19,984	40,000	34,3060		
3. Коефициент на окисление:	-	0,9261	1	1	1	
4. Количество гориво:	t (1000 Nm ³)	89 618,27	2 040,39	22 805,89	156,00	
5. Емисии CO ₂	t	151 543,2	6 317,0	43 472,4	113,9	201 447

Прогнозни емисии CO₂ – 201 447 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t (178,57 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t X 201 447 t = 35 972 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 22 805,89 km³, 2 040,39 t мазут, 89 618,27 t въглища и 86 804,26 t биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,13% на 4,69% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,16 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,65 + 3,45 = 4,10$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 119,26 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3				Q4			Q1			Q2			
		46,00				48,27			48,80			39,95			45,76
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	1 188	337	615	0	0	29	0	0	6	0	0	0	2 174	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,04	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	57,48	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-4,68	-3,91	-14,39	0,00	0,00	-1,54	0,00	0,00	-0,36	0,00	0,00	0,00	-25	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	57,48	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	57,48	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Количество, Qe	тона	172 332													
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	71,23													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-6 818,56													
$H_t=Qg*(C_{пг}-C_{п})_t+Qe*(C_{пе}-C_{п})_t\pm Pt-1$													=	-6 843,45	

„Топлофикация Русе“ АД е представило становище с вх. № Е-14-09-1003 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на разходите за амортизации за регулаторни цели, до нивото на отчетените стойности за 2021 г. и съответно намалени в производството с 258 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 52 хил. лв. Дружеството посочва, че увеличението на амортизациите за новия ценови период се дължат на въведената в експлоатация инсталация за очистване на димни газове ИОДГ – СОИ в началото на 2022 г.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекция на разходите за заплати и възнаграждения, които са намалени с 450 хил. лв. Дружеството счита, че направената корекция в Доклада с понижение общо за заплати и осигуровки е икономически неоправдана. Посочва се, че предвидените по-високи разходи за работни заплати и осигурителни вноски от началото на 2022 г. са във връзка с инфлацията и промените в Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване за 2022 г., обн. ДВ, бр. 18 от 04.03.2022 г. Предвиденият разход за работни заплати от 8 240 хил. лв. е в резултат на следваната политика от дружеството и стремежа за покриване по-високия праг на осигурителни вноски и недопускане изоставане на средната работна заплата от отчетената за 2021 г.

3. „Топлофикация Русе“ АД не е съгласна с т. 1 от общия подход в Доклада за определяме на условно-постоянните разходи като не се признават увеличения в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период. В допълнение към това са и прогнозите за ниво на инфлацията от 10% и повече, което е значителен фактор при прогнозиране на разходите за новия ценови период.

4. Дружеството изразява несъгласие по отношение на такса дялово разпределение. Дружеството възразява срещу непризнаването на такса дялово разпределение в размер на 316 хил.лв. като разход, който ежесечно заплаща на фирми за дялово разпределение, които отчитат използваната топлоенергия.

5. Дружеството изразява несъгласие по отношение на разходи възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия и невключени като ценообразуващи елементи. Посочва, че въпреки полаганите усилия от страна на експлоатационния персонал на дружеството за поддържане на зададения производствен график и минимизиране на разходите за балансираща енергия, отклонения (небаланси) има и то съвсем не малки. Дружеството очаква допълнително техният размер значително да се повиши след въвеждането на сетълмент (отчет на електромерите) на 15 минути, тъй като в рамките на толкова кратък период от време дори незначителни технически проблеми, могат да предизвикат значителни отклонения (небаланси) от зададения график, които не могат да бъдат компенсирани в рамките на календарен час, както е при настоящата система на работа с почасов сетълмент. Отделно от небалансите в производствен режим, значителен разход, макар и непредсказуем като характер, представляват небалансите при непредвидими престои поради аварии на съоръженията, които са неизбежни.

6. Дружеството изразява несъгласие по отношение на определената индивидуална цена на природния газ от 114,02 лв./MWh, която е по-ниска от определената цена в т. 11 на общия подход от Доклада. Дружеството възразява и срещу посочените цени за пренос и достъп през газопрееносната (газоразпределителната) мрежа, съответно $0,65 + 3,45 = 4,10$ лв./MWh, тъй като са взети предвид цените, изчислени по отчета на дружеството за ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. За новия ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е изчислена цена за пренос 0,70 лв./MWh и цена за достъп $4,48$ лв./MWh = $5,18$ лв./MWh.

7. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Дружеството не е съгласно с отчетената цена на въглеродните емисии от 71,23 €/t. CO₂. Посочва, че за изпълнение на законовите си задължения, „Топлофикация Русе“ АД е закупило 149 351 t CO₂ по цена 96,30 EUR/t CO₂. В тази връзка, дружеството изчислява, че корекцията по въглеродни емисии следва да е в размер на 13 232,36 хил. лв., при количество 149 351 t. и с прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 51,00 €/t. и отчетна цена на CO₂ квоти в размер на 96,30 €/t.

Разликата между прогнозните и отчетените разходи за природен газ е изчислена на 85,87 хил. лв. в повече отчетен разход. В Доклада при пресмятане на тази стойност са взети под внимание компенсация за природен газ за месеците от 12.2021 г. до 04.2022 г., но дружеството заявява, че не е получавало такива компенсация, тъй като природният газ не е основно гориво за

централата. Решенията на Министерски съвет са за одобряване, а в последствие за изменение на програмата за компенсиране на битови клиенти на природен газ и топлофикационни дружества, използващи като основно гориво природен газ.

8. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“, където общата норма е намалена от 6,13% на 4,60%. Дружеството не е съгласно с приетата стойност на привлечения капитал в размер на 1,55%. Като сочи, че лихвите по сключените заеми са представени в Приложение № 3 от Ценовия модел и са в среден размер от 5,46%.

9. Дружеството изразява несъгласие относно определянето на прогнозната пазарна цена за електрическа енергия. „Топлофикация Русе“ АД, счита, че при определянето на пазарната цена за електрическа енергия е необходимо да се вземат предвид отчетените средни борсови цени помесечно за периода от 07.2021 г. до 06.2022 г. и тяхната средна стойност от 352,89 лв./MWh, а не определена по Доклад в размер на 427,16 лв./MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходите за амортизации не се приема. Следва да се има предвид, че начинът за разпределяне на разходите за амортизация в производството между продуктите електрическа и топлинна енергия е нормативно регламентиран, като по силата на чл. 24, ал. 3 от НРЦЕЕ разходите за амортизации, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят директно към тях, а останалите разходи за амортизации, съгласно ал. 4 от същия член, се разпределят пропорционално на количествата произведена електрическа и топлинна енергия съобразно Указанията-НВ. В този смисъл е правилото по т. 22.1 от Указания-НВ, че разходите, без тези за гориво в централа с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се разделят между двата продукта, с коефициент за разпределение на разходите в производството, изчислен в справка № 6, който за „Топлофикация-Разград“ АД е 0,3145.

2. Възражението на дружеството относно направената корекция на разходи за заплати и възнаграждения, не се приема. Комисията е допуснала увеличение с 14,70% на тези разходи спрямо отчетените през 2021 г., които са били в размер на 6 923 хил. лв., в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно несъгласието на дружеството с т. 1 от общия подход на КЕВР не се приема.

4. Възражението на дружеството относно „такса дялово разпределение“ не се приема. Този разход е неприсъщи за лицензионната дейност. В допълнение следва да се има предвид, че такса „дялово разпределение“ се заплаща на топлопреносното дружество от клиентите отделно от сумите за ползвана топлинна енергия, в качеството му на лице, което е регистрирано за извършване на услугата дялово разпределение. Съгласно чл. 13 от Общи условия за продажба на топлинна енергия за битови нужди на потребители от системата на „Топлофикация Русе“ ЕАД, одобрени с Решение № ОУ-05 от 16.07.2012 г. на ДКЕВР, купувачът е длъжен да заплаща на продавача суми за извършване на услугата „дялово разпределение“ срещу издадени сметко-фактури (или фактури). Купувачът е длъжен да заплаща услугата „дялово разпределение“ ежемесечно.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не се приема. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

6. Възражението на дружеството относно изчислената индивидуална цена на

природния газ не се приема. Комисията е изложила подробни съображения и анализи по отношение на формирането на прогнозните разходи за природен газ и прогнозната цена на природния газ за регулаторния период от 01.07.2022 г., в мотивите по т. 11 от общия подход. В допълнение, следва да се отбележи, че нормативната уредба допуска да се направи корекция по недовзет приход от разходи за природен газ през следващия регулаторен период, така че интересите на дружеството да бъдат в максимална степен защитени.

7. Възражението на дружеството относно приетата от Комисията отчетна цена на въглеродните емисии от 71,23 euro/t CO₂, не се приема. Следва да се обърне внимание, че в т. 13 от общия подход е посочено, че корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.04.2021 г. в размер на 69,37 €/t. (като не са взети предвид авиационни EUAA, полски PL и немски DE квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2022 г.) в размер на 80,0 €/t. или средна цена за периода в размер на **71,23 €/t**. На основание чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, при корекцията на необходимите приходи, разходите за квоти CO₂ се остойностяват по отчетена средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период. Следва да се има предвид, че в условия на регулиран пазар дружествата са длъжни да закупуват CO₂ квоти при възможно най-ниски цени, в съответствие с принципа по чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за създаване на енергийни доставки при минимални разходи. Не е оправдано тежестта от сключените от дружеството сделки за CO₂ квоти да се прехвърля изцяло върху потребителите. КЕВР може да признае исканите от дружествата разходи за CO₂ квоти до размера на горепосочената цена. По този начин се осигурява баланс между интересите на клиентите и тези на дружеството, в съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 4 от ЗЕ. Дружеството следва да закупува CO₂ квоти, като извършва необходимото планиране и използва гъвкави механизми с цел минимизиране на разходите за тяхното закупуване, с оглед спазването на лицензионните задължения и осигуряване на баланс между интересите на клиентите и тези на дружеството.

По отношение посочените аргументи, че при пресмятане на корекциите на необходимите приходи са взети под внимание компенсации за природен газ за месеците от 12.2021 г. до 04.2022 г., но дружеството не е получавало такива компенсации, тъй като природния газ не е основно гориво за централата, **Комисията приема направеното възражение и то е отразено при ценообразуването.**

8. Възражението на дружеството относно корекцията на Нормата на възвръщаемост на капитала не се приема. Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период. Съгласно формулата по чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦЕЕ, по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е регламентирано изрично изискване за съответствието ѝ с пазарната норма. В същия смисъл, според т. 41 от Указания-НВ, Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, преценката на КЕВР е за съответствие на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал с пазарната норма, като няма задължение да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, би било в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаване на цените КЕВР следва да осигурява баланс

между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка, за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна.

9. Възражението на дружеството относно изчислената прогнозна цена на електрическата енергия не се приема. Подробни съображения и анализи по отношение на изчислената за целите на регулирането прогнозна цена на електрическата енергия са изложени в мотивите в т. 16 от общ подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 637,54 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 210,08 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 105,48 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 120,09 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 168 143 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 165 736 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 716 хил. лв. и променливи – 137 020 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 51 277 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,69%
 - Електрическа енергия – 221 565 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh
 - от некомбинирано производство – 1 565 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 030 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 313 395 MWh.

11. „Топлофикация - Перник“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-03-6 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 619,79 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 221,94 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 94,17 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 134,24 лв./ $t_{н.г.}$ при калоричност 1 982 kcal/kg;
- цена на природен газ – 1289,54 лв./ knm^3 (без ДДС и акциз).

Към заявлението не е представена част от изисканата с писмото на КЕВР информация.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2021 г., съгласно Указание-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производството на топлинна и електрическа енергия.

Производство на топлинна енергия:

Отпусната от съоръженията топлинна енергия (724 176 MWh) през прогнозния период е с 9,37% повече от отчетната година и е в размер на 772 960 MWh

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период.
- Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 52,02%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 48,21%.

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е изпълнението на лицензионната дейност: задоволяване нуждите на потребителите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия.

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 261 592 MWh, а за периода 2022 – 2023 се планира да бъдат произведени 299 232 MWh.

Продадена електрическа енергия.

През отчетната 2021 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 203 956 MWh. на свободния пазар, от които 186 744 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от ФСЕС. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2021 г. е в размер на 195 479 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 224 268 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствени потребление на „Топлофикация-Перник“ АД през новия ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са планирани на база отчетните данни през базовата 2021 г.

Електрическа енергия за собствени нужди:

Електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 74 964 MWh, в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

Изпълнението на дейностите от Ремонтната програма на дружеството за 2021 г. възлиза на 3 976 х.лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията.

През ценови период 07.2021 – 06.2022 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 640 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена Ремонтна програма на дружеството. Вzeti са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди (Приложение 3).

Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база Утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложи в настоящия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал „7-ми септември“ с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъдат подменени економайзер и работни колела на ПГ 5. Ще бъде направен основен ремонт на ТГ5. За периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ще се инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2021 г., които се използват и са свързани пряко с

дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 79 565 хил. лв.

„Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал – оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Раздел II на Указания-НВ.

За ценови период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. оборотният капитал за производство е в размер на 23 758 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2021 г. е 4,14%.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации – съгласно изискванията на т.31.1.б. „б“ от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. разходите за амортизации са на нивото на 2021 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2021 г. възлизат на 11 947 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 9 608 хил. лв. и за осигуровки 2 339 хил. лв. За периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. необходимите разходи са завишени на 11 049 хил. лв. - разходи за заплати и 2 690 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от м. 04.2022 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2021 г. Отразени са в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9).

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергии.

Променливи разходи – в променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване – природен газ, разходи за закупени CO₂ квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва: Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2021 г.

Основно гориво за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. – дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от: сурови кафяви въглища – определянето на разходите за гориво за ценови период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. е в съответствие с Договор № 102 от 2014 г. за покупко-продажба на кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД; Обогатено енергийно гориво (ОЕГ), доставяно съгласно Договор от 01.11.2013 г. между „Топлофикация-Перник“ АД и „Хийт Енерджи“ ЕООД. Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2022 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 134,24 лв./т. при калоричност 1 981,8 kcal/kg.

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 224 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 4 301 хил. лв. и включват електроенергия за абонатните станции, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 1 002 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии;

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2020 г.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове: в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 30.03.2022 г. Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година (01.01 – 31.12) да предостави в ИАОС верифициран „Доклад за емисии на парникови газове“. Към дата 30.03.2022 г. в ИАОС е входиран верификационен доклад. Към момента не е получено от ИАОС потвърдително писмо. До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер равен на верифицираните по сметката си в „Регистъра за емисии на парникови газове“ (при неизпълнение на това задължение на операторите се налагат санкции в размер 100 € за всеки тон невърнати квоти на емисии). Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2021 г.

За 2021 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са: 159 738 t. Данните са от 30.03.2022 г. В срок до 15.04.2022 г. се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада.

Разходи за емисии за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. прогнозното количество на закупените емисии ще бъде 449 804 t. при изгорени твърди горива – 521 280 t., природен газ – 26 930 000 m³.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., „Топлофикация - Перник“ ЕАД отчита *печалба* в размер на 1 154 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* през 2020 г. в размер на 905 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби през 2021 г. бележат ръст спрямо предходната година с 6,92%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 1,82%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура, може да се направи извода, че през 2021 г. „Топлофикация-Перник“ АД, разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения. През текущата година дружеството притежава собствени средства, с които да инвестира в нови дълготрайни активи, както и да покрива финансовите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 56% собствен капитал и 44% привлечен капитал, а за 2020 г. е 62%% собствен капитал и 38% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената

информация е видно, че през 2021 г. приходите от регулирана дейност, спрямо предходната година бележат ръст с 16 436 хил. лв. в т. ч. от топлинна енергия с 8 289 хил. лв., от електрическа енергия с 1 956 хил. лв. и други – 134 хил. лв.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 4 507 хил. лв. на 2 962 хил. лв. или с 1 545 хил. лв., до общото ниво на отчетените стойности през 2021 г. съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 61 583 хил. лв. на 80 320 хил. лв. или с 18 737 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 449 804 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	Вид гориво			Общо
		Природен газ	Въглища/ биомаса	Брикети	
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,5644	104,25	95,3508	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t (1000 nm ³)	34,3317	7,95	13,3977	
3. Коефициент на окисление:	-	100,00	93,49	97,7587	
4. Количество на горивото:	t. (1000 nm ³)	26,930	488,480	15 769,0	
5. Емисии CO ₂	t	51 372	378 739	19 693,1	449 804

Прогнозни емисии CO₂ – 449 804 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 449 804 t. = 80 320 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 26 930 km³, 521 280 t. въглища.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,59% на 4,22% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 180 000 MWh (48,21%) на 120 000 MWh (31,48%) или с 60 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,99 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,69 + 7,54 = 8,24$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 125,23 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	5 002	0	4 012	5 638	5 736	10 994	9 922	10 218	10 046	8 968	7 913	7 174	85 622
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	45,88
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	56,57	57,60	81,96	107,57	109,25	112,79	145,96	119,52	125,86	165,64	162,17	141,36	126,15
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-19,71	0,00	-93,88	-260,89	-257,66	-594,33	-839,47	-624,09	-652,30	-920,42	-967,07	-727,52	-5 957
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	115,46
		6,63	0,00	12,56	13,03	16,06	10,46	12,55	9,64	12,13	23,05	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	115,46
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона	159 738												
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии, Ццл	евро/тон	71,23												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-6 320,26												
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{цл})_t+Q_e*(C_{пе}-C_{цл})_t\pm Pt-1$														=
														-12 277,62

„Топлофикация-Перник“ АД е представило становище с вх. № Е-14-03-5 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на **„Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“**, които са коригирани от 4 507 хил. лв. на 2 962 хил. лв., поради това, че не е отчетен инфлационен индекс. Дружеството посочва, че всички разходи са планирани спрямо действителните нужди през новия ценови период, като е отразен ръст на инфлацията около 10%-15%, в съответствие с официалните данни. В тази връзка посочва, че: Горива и автотранспорт са завишени от 262 хил. лв. отчетна стойност през 2021 г. на 340 хил. лв.; Работно облекло от 100 хил. лв. на 130 хил. лв.; разходите за материали за текущо поддържане от 562 хил. лв. на 731 хил. лв.; безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт от 449 хил. лв. на 584 хил. лв. и други. През отчетната 2021 г. разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ възлизат на 3 662 хил. лв.

Дружеството посочва, че разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергии.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 3 **„Норма на възвръщаемост на капитала“**, където общата норма е намалена от 4,59% на 4,13%, в съответствие с глава втора, раздел III от Указания- НВ – пределна пазарна цена на привлечения капитал по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход. Дружеството не е съгласно с подхода възприет от Комисията за начина на определяне нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, приравнявайки я към пределната пазарна цена по статистически данни на БНБ. В тази връзка, отбелязва, че данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна, сочи, че дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране.

3. Изразява **несъгласие по отношение на корекции на необходимите приходи** съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Посочва се, че „Топлофикация-Перник“ АД е дружество, което произвежда електрическа и топлинна енергия от високоефективно комбинирано производство, с основно гориво за инсталациите за комбинирано производство – твърдо гориво. Природният газ се използва като разпалващо и стабилизиращо парогенераторите. Във връзка с изложеното, дружеството заявява, че не получава компенсация за природен газ. Дружеството посочва, че в корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, изчислената компенсация от 1 815 лв. за природен газ не е получена от „Топлофикация-Перник“ АД.

4. Изразява несъгласие по отношение на изчислена **прогнозна пазарна цена за електрическата енергия**. Възражава срещу приетия подход, при определянето на прогнозната пазарна цена за производство на електрическа енергия, за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при извършена симулация с участието на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД. Дружеството счита, че определената пазарна цена за целия сектор на производители на енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, въз основа на анализ само за един участник и то кондензационна централа, работеща в съвсем различен технологичен режим, е некоректно. Производството на електроенергия на топлофикационните централи зависи от топлинния товар. Това налага продажба на електроенергия във времеви диапазони с ниски борсови цени. Дружеството смята, че е необходимо за дружествата с комбинирано производство начинът за получаване на прогнозна стойност на цена на базовия товар да се оптимизира и предлага, същата да се определя като средна (или средно претеглена) между „Постигната среднопретеглена цена“ в размер на 210,87 лв./MWh и „Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.“ в размер на 430,94 лв./MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. **Възражението на дружеството относно извършената корекция на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ не се приема.** Следва да се обърне внимание, че с ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период – рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите

нива на горивата, CO₂ квотите и т. н. В условията на рекордни цени на енергоносителите, повсеместните инфлационни процеси и безпрецедентната социално-икономическа обстановка в страната и Европа и при дял на разходите за природен газ и CO₂ квотите в структурата на разходите над 80% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 45,76 лв./MWh през изминалия ценови период на 115,67 лв./MWh през новия период, т. е. с 152%, при цена на въглеродните емисии от 51 €/t. през изминалия ценови период на 91,3 €/t. през новия период, т. е. със 79% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен, а в същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В този момент повишаването на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени, което не може да се допусне. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на Нормата на възвръщаемост на капитала не се приема. Извършената корекция от страна на Комисията е резултат от променената методика за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

Съгласно формулата по чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е регламентирано изрично изискване за съответствието ѝ с пазарната норма. В същия смисъл, според т. 41 от Указания-НВ, Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, преценката на КЕВР е за съответствие на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал с пазарната норма, като няма задължение да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, би било в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаване на цените КЕВР следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка, за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ е прието и е отразено при ценообразуването.

4. Възражението на дружеството относно изчислената прогнозна цена на електрическата енергия не се приема. Подробни съображения и анализи по отношение на изчислената за целите на регулирането прогнозна цена на електрическата енергия са изложени в мотивите в т. 16 от общ подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 657,54 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 230,08 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 116,71 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 62,68 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 190 029 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 186 921 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 470 хил. лв. и променливи – 163 451 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 73 672 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,22%
 - Електрическа енергия – 224 268 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 212 468 MWh
 - от нисекоефективно комбинирано производство – 11 800 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 261 156 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 560 MWh.

12. „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-07-4 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 473,03 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 114,66 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 134,72 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 310,74 лв./t с калоричност 4 318 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 100,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 143,00 лв./t с калоричност 3 500 kcal/kg;

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя и потреблението на клиентите на гореща вода. През 2021 г. дружеството е реализирало 108 480 MWh топлинна енергия с гореща вода. Отчитайки изминаващия сезон 2021 г. – 2022 г., който се характеризира с по-високи температури на въздуха, процесите, свързани с глобалното затопляне, ясно изразено самоограничаване на потреблението от страна на клиентите след оборудване на радиаторите с топлоразпределители, за предстоящия ценови период е прогнозирано намаление на реализираната топлинна енергия с гореща вода спрямо 2021 г. на 107 153 MWh, или с 1 327 MWh по-малко. За 2021 г. продадената топлинна енергия с пара е 123 197 MWh. За предстоящия ценови период прогнозираме запазване на общото количество пара, в същия порядък.

Количествата електрическа енергия са резултатни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 10.06.2023 г. – 30.06.2023 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

Условно-постоянни разходи – предвидените УПР в по-голямата част, в прогнозните данни са увеличени отчетените през 2021 г. разходи с 15%.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2021 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок и са

запазени в същия размер.

Разходи за заплати: от 01.04.2022 г. с постановление на Министерския съвет минималната заплата за страната е увеличена от 650 лв. на 710 лв. или с 9,2%. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението с 15%, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане на персонал и голямо текучество на работници.

Разходи за охрана: съгласно договор за осъществяване на охрана на обекти на дружеството месечната издръжка се формира на база минималната работна заплата. Считано от 01.04.2022 г., вследствие увеличението ѝ на 710 лв., е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходите за вода са запазени на нивото на базовата година.

През тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 20 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

С ремонтната програма за 2021 г. е продължила реализацията на стратегията за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинното и топлофикационно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване на безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления, са както следва:

На съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия – ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване; ремонт на съоръженията в горивоподаване; ремонти в ел. цех, КИП и А – съоръжения; ремонт на съоръженията към ЕК1 и ЕК2 на обща стойност 997 хил. лв.

Аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 233 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност, без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпване на промяна в изпълнение на функциите им. Същите нямат характер на модернизация, подобрене, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, недостигът на средства през 2021 г. е причина за частично изпълнение на планираните ремонтни дейности.

За осигуряване на свободен обем на ППС за сгуропепелни маси в размер на 100 000 m³ се изпълнява обществена поръчка с обща първоначална стойност 1 250 хил. лв.

Съгласно Указания-НВ в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи, и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Стойността на оборотния капитал е определен съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

Променливи разходи включват: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за почистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива – през изминалата година са настъпили значими промени в добива и пазарите на горивата, които са довели до затруднения в доставките от месец август на 2021 г. За осигуряване на производствените нужди, на дружеството се е наложило да промени горивния микс, като започват използването на горива с по-добри качествени показатели. Повишените изисквания към използваното българско гориво, което се доставя вече с по-висока калоричност. За постигане на оптимални резултати, в производствената програма, предвидените горива – въглища, са в съотношение 1:1 между вносни и българско производство. Доставната цена на българските въглища с подобрени качествени показатели е 320 лв./t. Цената на придобиване на

вносните въглища до склада на „Топлофикация-Сливен- инж.Ангел Ангелов“ ЕАД е 460 лв./t без ДДС и е изчислена при цена 250 USD/t., курс на долара 1,78 лв. и 15 лв./t. транспортни разходи от пристанище Бургас. Средната цена на микса от гориво въглища е показана в ценовия модел.

Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството, приложено към заявлението за утвърждаване на цените.

Изпълнявайки изискванията за постигане на екологични изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид, през ценовия период 2022 г. – 2023 г. „Топлофикация-Сливен- инж.Ангел Ангелов“ ЕАД ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 3 340 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2021 г. е продиктувано от технологичната необходимост за изпълнение на намалените норми за серен диоксид от 400 mg/m³ на 360 mg/m³, и повишена цена на хидратната вар, която от 126 лв./t достига 253 лв./t. Драстичните увеличения на материалите засегна и използваните при химична обработка сурова вода, химикали и реагенти. Доставните цени при тях са повишени с 50% до 120%. Предвиждат общият разход по тази позиция да бъде 140 хил. лв., което е завишение с 60 хил. лв. спрямо отчетната 2021 г.

Завишение на прогнозната сума на разхода за вода за технологични нужди е породено от по-големия брой работни часове на съоръженията за предстоящия ценови период спрямо 2021 г. и съответства на режима на работа на газоочистващата инсталация, необходимата вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара с последващо преобразуване в електрическа и топлинна енергия при комбинирания цикъл, и за допълване на топлопреносната мрежа.

Вследствие включените АС за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените през предходната година клиенти.

Независимо, че дружеството полага усилия в намаляване на разходите за емисии парникови газове чрез използване на алтернативни горива, поради драстично увеличените цени на квотите, разходът за закупуването им нараства значително. Дружеството не разполага с безплатни квоти и предвижда да закупи цялото емитирано количество. Необходимото количество е изчислено съгласно указанията за предвидените по производствена програма горива, чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации и постигнати показатели през отчетната 2021 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2022 г. – 2023 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 70 €/t.

За 2021 г. „Топлофикация-Сливен – инж.Ангел Ангелов“ ЕАД е изпълнило задължението си за осигуряване на необходимите количества квоти емисии, като е закупило такива на обща стойност 6 303 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения предварителен одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. „Топлофикация-Сливен – инж.Ангел Ангелов“ ЕАД е реализирало *печалба* в размер на 2 375 хил. лв., при отчетена *загуба* за предходната година в размер на 4 626 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия нарастват през 2021 г., спрямо 2020 г. с 6,29%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност също нарастват с 0,33%.**

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи извода, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2021 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,94, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата финансова година е отрицателна величина. Тази стойност определя невъзможността на дружеството да покрива със собствен ресурс, както краткосрочните така и дългосрочните си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2021 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ е отчетена печалба след данъци в размер на 5 597 хил. лв., намалена спрямо отчетената печалба през 2020 г., когато е 8 752 хил. лв.

Финансовата структура на дружеството през 2021 г. е влошена в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 263 хил. лв. на 241 хил. лв. или с 22 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 655 хил. лв. на 1 600 хил. лв. или с 1 055 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена с 30%, поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 26 375 хил. лв. на 24 071 хил. лв. или с 2 665 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 134 800,21 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	Въглища	ВЕИ	Мазут	ОБЩО
1. Емисионен фактор	t.CO2/TJ	88,73		77,4	
2. Долна топлина на изгаряне	GJ/t. (1000 nm ³)	14,07		42,00	
3. Коефициент на окисление	-	94,25		100	
4. Количество гориво	t. (1000 nm ³)	113 900	25,453	240	
5. Емисии CO ₂	t.	134 020,01	0	780,192	134 800,21

Прогнозни емисии CO₂ – 134 800,21 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 134 800,21 t. = 24 071 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 240 t. мазут, 113 900 t. въглища и 25 452,81 t. биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността,

като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,27% на 5,37% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	70 831
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	71,23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-2 802,53

„Топлофикация–Сливен – инж.Ангел Ангелов“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-07-1 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на **разходите за амортизации**, които са коригирани с 22 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Прогнозната сума за разходи за амортизации е съобразена изцяло със счетоводната политика на дружеството и тяхното признаване от данъчна гледна точка. Според дружеството определеният срок от 35 години противоречи на счетоводната политика и не отразява полезния срок на живот на различните съоръжения. Амортизацията са изчислени на база определените срокове на амортизиране и текущите отчетни разходи, поради което за дружеството е неприемлива корекцията им с **22 хил. лв.**

2. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на **разходите за ремонт**, които са коригирани с 1 055 хил. лв., от 2 655 хил. лв. на 1 600 хил. лв., което представлява намаление с 40%. Дружеството посочва, че намалението на тези разходи води до ограничаване на възможностите на „Топлофикация-Сливен – инж.Ангел Ангелов“ ЕАД да осигури необходимия финансов и организационен ресурс за дейността си. Според дружеството, невъзможността да бъдат осигурени необходимите средства ще доведе до проблеми в състоянието на съоръженията и прекъсвания на технологичния процес на централата, а това от своя страна ще доведе до затруднения при изпълнение на задълженията, прекъсвания в производството и доставката на топлинна енергия към клиентите.

3. Изразява несъгласие по отношение на изчислената **прогнозна пазарна цена за електрическата енергия**. Посочва се, че в т. 16 от общия подход, при изпълнение на чл. 37а от НРЦЕЕ, регламентиращ спазване на пазарните принципи за продажба на електрическата енергия, е описан възприетият подход за определяне прогнозна пазарна цена за базов товар. С оглед бъдещите процеси на пазара на електрическа енергия свързани с: борсови цени, дългосрочни договори за продажба, количества възобновяема енергия, пазарни цени на съседни на българската електроенергийна система държави, цени на емисии и други разходи, стойността на тази пазарна цена, не е известна. Прави извода, че в бъдеще цените могат да поемат различни посоки – нагоре или надолу. Дружеството приветства възприетия начин на определяне прогнозната цена, с отразяване различни аспекти на пазарните елементи на ценообразуване, пазарно поведение на участниците в сделките и др. Дружеството счита, че за намиране на обективен начин за образуване и утвърждаване на особено чувствителните продажни цени на топлинна енергия, е необходимо за дружествата с комбинирано производство, начинът за

получаване на прогнозна стойност на цена на базовия товар да се доразвие, като предлага, същата да се определя като средна (или средно претеглена) между „Постигната среднопретеглена цена“ в размер на 210,87 лв/MWh и „Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.“ в размер на 430,94 лв/MWh.

Дружеството счита, че така направените допълнения няма да доведат до съществена промяна в посочените в Доклада цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно разходите за амортизации не се приема. За регулаторни цели, разходите за амортизации са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот. Следва да се има предвид, че в НРЦТЕ и НРЦЕЕ не са посочени изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Също така ЗЕ, НРЦТЕ и НРЦЕЕ не определят конкретни срокове за амортизиране на активи и не изискват в Указания-НВ да се определят групи активи или срокове за амортизиране. С посоченото се дава възможностите на КЕВР за гъвкаво поведение. По този начин при рязко нарастване на цените на горивата и на квотите, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна. При относително ниски цени на горивата, респективно на енергията, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания-НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обосноваван от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация. Комисията определя за регулаторни цели амортизационния срок по равнопоставен начин за всички дружества от сектора. Прилагането на линеен метод на амортизация не е достатъчно, за да се приеме, че заявителят е спазил всички изисквания относно прогнозиране на разходите. Освен това, следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за производство и за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите за производство и за пренос на топлинна енергия.

2. Възражението на дружеството по отношение корекцията на разходите за ремонт не се приема. Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията

възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. По отношение на изложеното в становището на дружеството относно изчислената прогнозна пазарна цена за електрическата енергия, следва да се посочи, че Комисията е изложила подробни съображения и анализи в мотивите в т. 16 от общия подход. Същевременно, дружеството приветства възприетия начин на определяне на прогнозната цена, с отразяване различни аспекти на пазарните елементи на ценообразуване, пазарно поведение на участниците в сделките и други, като е направило предложение същата да се определя като средна (или средно претеглена) между „Постигната среднопретеглена цена“ в размер на 210,87 лв./MWh и „Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.“, което предложение не може да бъде прието в настоящото административно производство, доколкото методиката за определяне на прогнозна пазарна цена е нормативна разписана в Раздел III“а“ на НРЦЕЕ.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Сливен – инж.Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 542,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 115,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,92 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 96,75 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 92 363 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 90 766 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 223 хил. лв. и променливи – 75 544 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 29 749 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%
 - Електрическа енергия – 133 007 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 130 507 MWh
 - от нискоефективно производство – 2 500 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107 153 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 123 140 MWh.

13. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-11-4 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 576,33 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 305,52 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- въглища – 238,00 лв./т при калоричност – 4 200 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./т при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 284,31 лв./т при калоричност – 2 450 kcal/kg.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

I. Справка № 1 – Разходи

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. и отчетните за 2021 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през

прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

1.1. Разходи за амортизации – дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 810 хил. лв. От тях 795 хил. лв са амортизации за производство и 15 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 125 хил. лв. за електрическа енергия и 670 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Разходите за ремонт – те са в размер на 399 хил. лв., в това число 339 хил. лв. в направление „Производство“ и 60 хил. лв. в направление „Пренос“.

1.3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях – за новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат увеличени от 1 147 хил. лв. на 1 262 хил. лв. за новия ценови период. Увеличението е направено поради значителното изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла така и от фирмите в града и региона, което в последните години е довело до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

1.4. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2021 г. е 492 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 644 хил. лв. Увеличението на тези разходи е в следствие увеличение на цените на всички стоки и услуги ползвани от дружеството при неговата дейност.

1.5. Приходи от присъединяване и от топлоносител – през новия ценови период от 01.07.2022 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и през 2021 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Променливи разходи:

1.6.1. Прогнозни количества и разходи за горива – разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 ТИП-Производство“.

- **Цена на въглищата** – през прогнозния период се предвижда да бъдат изгорени 1 750 t. черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 238 лв./t и включва 219 лв./t натурално гориво и 19 лв./t транспортни разходи по дестинацията Свищов-Габрово.

- **Цена на основното гориво – биомаса** – през прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 20 750 t. в съотношение дървесен чипс 12 870 t. с долна топлина на изгаряне 2 039 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 7 880 t. с долна топлина на изгаряне 3 200 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2 450 kcal/kg.

1.6.2. Разходи за закупена електроенергия – разходите за електрическа енергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за АС и количествата закупени в месеците извън отоплителния сезон, в които централата няма собствено производство.

1.6.3. Разходи за външни услуги – те са завишени с 33 хил. лв. спрямо отчетната 2021 г., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на нагревните повърхности и при ремонтите по топлопреносните мрежи.

1.6.4. Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – през прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с основно гориво биомаса. Изгарянето на въглища ще бъде ограничено – само в случаите на работа на резервния котел ЕПГ2. Дружеството посочва, че за новия ценови период при изгарянето на планираните 1 750 t. въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 2 900 t. CO₂. Към 31.03.2022 г. дружеството не разполага с безплатни емисии.

II. Справка № 2 – Регулаторна база на активите

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2021 г. В стойността на дълготрайните активи не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на дълготрайни активи, а само стойността на активите в експлоатация към 31.12.2021 г. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос,

както и по продукти.

III. Справка № 3 – Норма на възвращаемост на капитала

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2021 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 7,00%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

IV. Справка № 4 – ТИП-производство

Технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период, са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някои особености за изминалата 2021 г. През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи само с инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, включваща енергиен парогенератор на въглища ЕПГ 2, енергиен парогенератор на биомаса ЕПГ 8, противоналегателни парни турбини ТГ 3 и ТГ 2. Предвижда се да се работи основно с ЕПГ 8 и с ТГ 3. ЕПГ 2 и ТГ 2 ще бъдат в резерв, като при необходимост ЕПГ 2 ще работи и в дните с по високи топлинни товари. Технико – икономическите показатели използвани за определяне на цените през новия ценови период са на базата на анализ на отчетните данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Предвид отчетените по-високите външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период се предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

1. Количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство – общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 46 990 MWh, от което 37 028 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 9 962 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

2. Количеството топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база на отчетените данни през изминали периоди с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела, външните метеорологични условия, оптимизиране работата на отоплителните инсталации и подгряването на мазутните резервоари.

3. Произведено количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство

Предвижда се с извършването на планираните ремонтни работи по основните енергийни съоръжения и оптимизиране работата на енергийните парогенератори да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГ3 и количеството произведена електрическа енергия да достигне 10 800 MWh.

4. Продаденото количество електрическа енергия

Предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 700 MWh на 3 300 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ8, при което при произведени 10 800 MWh, продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 7 500 MWh.

V. Справка № 5 – ТИП-пренос

През ценовия период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 22 528 MWh, което включва само топлинна енергия за отопление.

1. Топлинна енергия за разпределение – топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 5 992 MWh в сравнение с отчетената през 2021 г. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2022/2023 г. възлиза на 22 528 MWh.

2. Общо прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи – определено е на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната

мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2022 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2021 г. и ценовия период от 1.07.2021 до 30.06.2022 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 12 354 MWh или 42,76% и 11 568 MWh или 41,44% от отпуснатата към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени съгласно Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г.

С предвидените ремонтни работи по топлопреносната мрежа се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период да бъде намалено до 35%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Топлофикация Габрово“ ЕАД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., отчита *загуба* в размер на 1 647 хил. лв. при *загуба* за 2020 г. в размер на 849 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукция намаляват през 2021 г., спрямо 2020 г. с 44,59%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2021 г., спрямо 2020 г. с 10,49%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал е отрицателна величина, което не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, също така не разполага със собствени оборотни средства с които да покрие текущите си задължения

Финансовата структура на дружеството и в края на 2021 г., както и в края на 2020 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2021 г. общо от регулираната дейност дружеството има дългосрочни задължения към финансови институции в размер на 4 602 хил. лв., спрямо 3 061 хил. лв. за 2020 г., а в структурата на краткосрочните задължения, с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в общ размер на 3 352 хил. лв.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 795 хил. лв. на 465 хил. лв. или с 330 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 399 хил. лв. на 231 хил. лв. или с 168 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2021 г., завишена с 30% поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2021 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, са коригирани от 644 хил. лв. на 419 хил. лв., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 424 хил. лв. на 516 хил. лв. или с 92 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 2 892 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за

2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO₂ – 2 892 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 2 892 t. = 516 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 25 t. мазут, 1 750 t. въглища и 20 750 t. биомаса.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,27% на 5,35% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството биомаса с 1 800 t. на стойност 512 хил.лв. до достигане показателят обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 500 MWh (39,16%) на 3 700 MWh (10%) или с 10 800 MWh до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	t.	501
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	€/t.	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, ЦII	€/t.	71,23
Надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-19,82

„Топлофикация – Габрово“ ЕАД е представило възражение с вх. № Е-14-11-1002 от 03.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Възражава срещу извършеното намаление на **разходите за амортизации** с 330 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход. Дружеството посочва, че намалението е необосновано, не мотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите. Според дружеството следвайки този път се ограничават възможностите му да осигури чрез цената, респективно чрез включените в цената разходи за амортизации, необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа.

2. Възражава по отношение на корекцията свързана с **разходите за ремонт**. Дружеството счита, че корекцията от 399 хил. лв. на 231 хил. лв. или с 168 хил. лв. е несправедлива, поради факта, че всяка година то увеличава разходите си за ремонт.

3. Възражава по отношение корекцията в общата стойност на останалите УПР, която се формира като сума от разходи за амортизации, разходи за заплати и възнаграждения, разходи за начисления и осигурителни вноски и социални разходи и **разходи, свързани пряко с регулираните дейности по ЗЕ.**

4. Изразява несъгласие по отношение на корекция в разходите, свързани с регулаторните дейности и счита, че същите неоснователно се намалят от 644 хил. лв. на 419 хил. лв. В тази връзка посочва, че в следствие на некоректни платци ежегодно съдебните разходи на дружеството се увеличават и запазването им на постоянно ниво е невъзможно. Поради този факт намалението на разходите спрямо тези от миналата година според дружеството е некоректно.

5. Изразява несъгласие относно начина на определяне на **средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал**, която е коригирана от 6,27% на 5,24%. Дружеството не е съгласно с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2021 г. по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени, средно претеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в дружествата в енергетиката. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ, Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма на привлечения капитал.

6. Изразява несъгласие относно **разходите за гориво**. В тази връзка посочва, че от края на 2021 г. и началото на 2022 г. поради общо повишаване на цените на горивата, са в сила нови договори за доставка на горива. Отчетените цени на горивата за 2021 г. са достигнати на база действащите доставни цени за двата ценови периода. За новия регулаторен период, съобразено с производствената програма, дружеството е прогнозирано средна цена на гориво – въглища 238,00 лв./t. при калоричност 4200 kcal/kg. И гориво – биомаса 284,31 лв./t. при калоричност 2450 kcal/kg. Цените са прогнозираны на база горивни миксове, доказали устойчива работа на централата. Дружеството счита, че намалението на количеството биомаса с 1800 t. е невъзможно и няма да му позволи стабилна работа през следващия отоплителен сезон.

Дружеството счита, че ако Комисията не вземе под внимание гореизложеното, с корекцията на общото количество гориво биомаса от 1800 t. на стойност 512 хил. лв. дружеството няма да може да спазва условията по действащите договори с доставчиците на горива.

7. Изразява несъгласие по отношение на корекция в справка № 5 „ТИП в преноса“, където **технологичните разходи по преноса** на топлинна енергия са намалени с 10 800 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. В тази връзка сочи, че с оглед на ниските цени определяни от регулатора, постоянното орязване на средства за ремонт и ниската ликвидност, дружеството няма възможност да вложи значителни средства за оздравяване на топлопреносната мрежата. Позовава се на чл. 133, ал. 2 от Наредба № 15 от 28 юли 2005 г. съгласно който при определяне на топлинните загуби на топлопреносните мрежи могат да се използват корекционни коефициенти 1,15-1,25. Като отбелязва, че въпреки предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2022 г. за намаляване на загубите от топлоносител, дружеството няма как да достигне посочените от Комисията 3 700 MWh и счита за неоснователно драстичното намаляване за загубите с 10 800 MWh.

8. Дружеството изразява **несъгласие по отношение на приетия подход** при определянето на прогнозната пазарна цена за производство на електрическа енергия, за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при който е извършена симулация с участието на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД, която е кондензационна централа. В тази връзка излага аргумента, че производството на електроенергия от топлофикационните дружества зависи изцяло от топлинния товар, поради което, дружеството смята, че начинът за определяне на прогнозна стойност на цена на базов товар трябва да се преразгледа.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. **Възражението на дружеството по отношение на извършеното намаление на разходите за амортизации в преноса, не се приема.** Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия, в съответствие с т. 1.1 от общия подход, приет от Комисията.

2. **Възражението на дружеството по отношение на извършената корекция на разходите за ремонт не се приема.** За целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва

необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти следва да са по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

3. Възражението на дружеството относно извършената корекция на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ не се приема. Следва да се обърне внимание, че с ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период – рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на горивата, CO₂ квотите и т. н. В условията на рекордни цени на енергоносителите, повсеместните инфлационни процеси и безпрецедентната социално-икономическа обстановка в страната и Европа и при дял на разходите за природен газ и CO₂ квотите в структурата на разходите над 80% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 45,76 лв./MWh през изминалия ценови период на 115,67 лв./MWh през новия период, т. е. с 152%, при цена на въглеродните емисии от 51 €/t. през изминалия ценови период на 91,3 €/t. през новия период, т. е. със 79% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен, а в същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. В този момент повишаването на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишаване на крайните цени на енергията, което не може да се допусне, тъй като това може да доведе до отлив на клиенти и както самото дружество посочва в своето възражение до увеличаване на съдебните разходи поради по-голям брой на некоректните платци. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора и да спазва лицензионните задължения.

4. Възражението на дружеството относно извършената корекция на средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. Комисията е извършила корекцията на нормата на възвръщаемост на капитала съгласно мотивите, изложени в т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнознния период.

Съгласно формулата по чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦЕЕ, по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е регламентирано изрично изискване за съответствието ѝ с пазарната норма. В същия смисъл, според т. 41 от Указания-НВ, Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, преценката на КЕВР е за съответствие на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал с пазарната норма, като няма задължение да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, би било в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаване на цените КЕВР следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В изпълнение на регулаторните си

правоомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка, за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна.

5. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за гориво (биомаса) не се приема. Корекцията на количеството биомаса с 1 800 t. на стойност 512 хил. лв. е извършена с оглед постигане от страна на дружеството на показателите за общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

6. Възражението на дружеството относно извършената корекция на технологичните разходи по преноса не се приема. Корекцията е извършена в съответствие с т. 6 от общия подход и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа.

7. По отношение несъгласието на дружеството относно приетия подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена, следва да се посочи, че Комисията е изложила подробни съображения и анализи в т. 16 от общия подход, приет от Комисията за целите на регулирането на цените. Направеното предложение от дружеството за това как да се определя прогнозната цена за базов товар не може да бъде прието в това административно производство.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 707,65 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 280,19 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,51 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 9 870 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 763 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 681 хил. лв. и променливи – 7 082 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 008 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,35%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh.

14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-24-4 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 53,27 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-5#1 от 21.04.2022 г. дружеството е представило следната допълнителна информация към заявлението: доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2021 г.; одиторски доклад за заверка на годишния индивидуален финансов отчет на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2021 г.; индивидуален годишен финансов отчет на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2021 г. със съставните му части, съгласно приложимите счетоводни стандарти; копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинната енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. във вестник „Конкурент“; отчетна информация за 2021 г. – справки по ЕССО за целите на регулаторното счетоводство.

Към заявлението е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за прогнозния период е разработена на база отчетни данни за 2021 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи, разпределени между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности – електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 184 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 4 279 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2021 г., с изключение на:

Разходи за амортизации. Те са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2021 г. във връзка с извършена преоценка на ДА към 31.12.2021 г. и преразгледан полезен живот на активите, са намалени спрямо отчета с 17 хил. лв.

Ремонтните разходи са завишени с 3 хил. лв., в следствие на различен обем на ремонтните дейности, предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

В съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за счетоводството, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи на цех ТС, чиято основна дейност е топлоснабдяване на небитови и битови клиенти в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – Разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Преките счетоводни разходи за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2020 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 283 хил. лв.

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 58 хил. лв.

Разпределени разходи – в отчетените за 2021 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 544 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2021 г. персоналят, зает в цех ТС е 63 души и коефициентите на разпределение са: за първо полугодие – 0,0238 (разчетен на база численост на персонала 2 474 бр.) и за второ полугодие – 0,0253 (разчетен на база численост на персонала 2 488 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2020 г. са на стойност 1 183 хил. лв.

В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).

Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие.

Административните разходи се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности- електропроизводство

и производство и пренос на топлинна енергия и за 2021 г. са в размер на 379 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 347 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. са на стойност 4 463 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 57 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 520 хил. лв.

Регулаторната база на активите към 31.12.2021 г. е в размер на 10 223 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2021 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 9 994 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 119 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 438 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ.

Нормата на възвръщаемост е изчислена в размер на 0,56%, съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Дял на привлечения капитал – 0%. Към 31.12.2021 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е обслужило изцяло задълженията си по дългосрочния заем по Програмата за модернизация на 5 и 6 енергоблок с Европейската атомна енергийна общност в договорените размери и срокове, съгласно клаузите на Заемното споразумение от 29.05.2000 г. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 187 636 MWh, а размерът на собствените нужди – 78 975 MWh (42% от производството). С оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за потреблението и съответно производството могат да се отклоняват значително от отчетните данни, както това е налице и през настоящия регулаторен период. Предвид трите поредни топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са близо до отчетните за 2021 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 3,5% в производството спрямо отчета за базовата 2021 г. се предвижда от очакван малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2021 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Дружеството прогнозира общо количество топлинна енергия за реализация в размер на 81 915 MWh, базирано на отчетните данни за 2021 г. и прогноза за малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града. Посочва се, че предстои въвеждане в експлоатация на три обекта – жилищни и офис сгради и в потреблението на площадката от стопански обекти, основно на ДП РАО, с около 1%.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2021 г. дружеството отчита нетна печалба в размер на 890 304 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е била 275 810 хил. лв. Общият всеобхватен доход за годината е **печалба** в размер на 1 148 829 хил. лв., формиран от печалбата и друг всеобхватен доход с положителна стойност в размер на 258 525 хил. лв., също така за 2020 г. всеобхватният доход е печалба от 276 718 хил. лв., включващ печалбата и друг всеобхватен доход – печалба в размер на 908 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за доходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2021 г. се увеличава спрямо предходната година с 114,97%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 73,54%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2021 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задлъжнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 82% собствен капитал и 18% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства.

Образуване на цената:

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

Изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 53,27 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 520 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 463 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 429 хил. лв. и променливи – 34 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 10 223 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81 915 MWh.

15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 11.04.2022 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението дружеството не е представило част от изисканата с писмото на КЕВР информация.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 544,55 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 253,74 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 321,74 лв./km³, (без акциз и ДДС).

„Когрийн“ ООД е представило следната обосновка:

▪ **Производствена програма** – подчинена е на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 29 542 MWh
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 594 MWh
- Електрическа енергия за продажба – 26 948 MWh
- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh

▪ **Инвестиционна и ремонтна програма** – дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията при извършване на необходимото абонаментно поддържане.

Условно-постоянни разходи – отчетната стойност на дълготрайните материални активи на дружеството към 31.12.2021 г. са на стойност 11 706 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. „Когрийн“ ООД посочва, че в справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР до настоящия момент е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор. В настоящите ценови справки техническата грешка е отстранена.

Прилага се линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с

годишната амортизационна норма за 15 г.

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие на Указания-НВ.

Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омокотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо ремонтване на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството.

В други разходи се отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оцененило при цена природния газ – 290 лв./ knm^3 .

Разходът на природен газ е оценен, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

Възвръщаемост на капитала – нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД годишен финансов отчет за 2021 г. е видно, че дружеството отчита *нетна печалба* в размер на 198 хил. лв., намалена спрямо 2020 г., когато е 1 283 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на топлинна и електрическа енергия се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 9,96%;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 39,64%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и че не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 18% собствен капитал и 82% привлечени средства спрямо края на 2020 г., когато е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,91 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,63 + 6,46 = 7,09$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 124,00 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по природен газ														
		Q1			Q2			Q3			Q4			
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76
		2020/2021												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	3 850	10 031	6 204	6 468	12 621	11 690	11 872	12 028	6 524	3 067	84 356
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,26
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	0,00	0,00	69,40	94,54	93,19	102,33	133,81	110,28	113,73	180,00	180,00	180,00	126,55
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	-90,10	-464,14	-278,67	-349,68	-1 072,93	-718,69	-770,82	-1 234,58	-797,41	-311,06	-6 088,1
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	0,00	0,00	69,40	94,54	93,19	102,33	133,81	110,28	113,73	142,59	162,17	141,36	118,43
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,41	17,83	38,64	
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	0,00	0,00	69,40	94,54	93,19	102,33	133,81	110,28	113,73	142,59	162,17	141,36	118,43

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „КОГРИЙН“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 526,77 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,31 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 228,18 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 23 554 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 22 832 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 804 хил. лв. и променливи – 12 028 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 13 510 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,34%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

16. „Оранжеви Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 602,02 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 650,00 лв./knm³, в т. ч.:

- цена на природен газ – 1552,40 лв./knm³;
- цена за пренос – 7,97 лв./knm³;
- цена за капацитет – 89,60 лв./knm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm³.

„Оранжеви Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. **Производствена програма** – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период – 01.07.2021 – 30.06.2022 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжевиен комплекс 200 дка .

2. **Регулаторна база на активите (РБА)** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2021 г., в размер на 8 363 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2021 г.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. **Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 1 650,00 лв./knm³, разходи за консумативи – 70 хил. лв., разход за електрическа енергия – 20 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 161 хил. лв. и разходи за външни услуги – 25 хил. лв.

6. **Условно-постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение

на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН = 4%) – 847 хил. лв., разходи за ремонт – 615 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 14 души) – 350 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 71 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 7 157 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 Норма на възвръщаемост в размер на 6,50% към 31.12.2021 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита нетна *печалба* в размер на 2 752 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година от 1 728 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 26,03%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 19,26%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Коефициентът на ликвидност показва, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за погасяване на текущите задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 43% собствен капитал и 57% привлечени средства спрямо края на 2020 г. с дял от 36% собствен капитал и 64% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

ТЕЦ Оранжерия 200 дка

Приходите през 2021 г. са увеличени на 7 642 хил. лв., спрямо 3 952 хил. лв. за 2020 г. или с 93,37% при увеличени общи разходи с 51,20%. Финансовия резултат от регулираната дейност е *печалба* от 2 761 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 724 хил. лв. През 2021 г. е подобрен коефициента за общата ликвидност, спрямо 2020 г., което показва че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

За 2021 г. дългосрочните задължения за регулираната дейност са в размер на 2 784 хил. лв., формирани от задължения към финансови институции, а краткосрочните задължения са на обща стойност 603 хил. лв. от тях с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 405 хил. лв.

През 2021 г. общата ликвидност е подобрена спрямо 2020 г.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,50% на 4,65% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и

индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,88 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,76 + 8,5 = 9,26$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 126,14 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45,76	
		46,00				48,27		48,80			39,95				
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06		Общо:
Количество, Qg	MWh	2 185	1 187	4 089	2 393	9 176	9 537	9 624	8 481	9 388	9 388	6 972	171	72 592	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,34	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,28	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-8,61	-13,77	-95,69	-110,73	-412,19	-515,57	-814,25	-518,03	-609,59	-963,63	-852,12	-17,32	-4 931	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,28	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,28	

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{п})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{п})_t \pm P_t - 1 = -4\,931,50$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 500,59 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,13 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 18 179 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 17 810 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 951 хил. лв. и променливи – 9 859 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 938 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,65%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh.

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г., преференциална цена на електрическа енергия – 609,42 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 650 лв./ knm^3 , в т. ч.:

- цена на природен газ – 1 552,40 лв./ knm^3 ;
- цена за пренос – 7,97 лв./ knm^3 ;
- цена за капацитет – 89,60 лв./ knm^3 при долна работна калоричност 8 000 kcal/ knm^3 .

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило обосновка, както следва:

1. Производствена програма – чрез работата на двата газобутални двигателя с обща инсталирана електрическа мощност от 3,944 MW и обща топлинна мощност 4,007 MW, дружеството снабдява с топлинна енергия „Оранжерия комплекс 500 дка“. Натовареността на двата когенератора е прогнозирана на база предвижданата производствена програма за новия ценови период 01.07.2022 – 30.06.2023 г.

2. Регулаторна база на активите – за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2021 г., в размер на 4 792 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2021 г.

3. Амортизационна програма – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „500 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 h и 6 000 h, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. Променливите разходи са както следва: цена на природния газ – 391,56 лв./ knm^3 , разходи за консумативи – 75 хил. лв., разходи за вода – 2 хил. лв., разход за електрическа енергия – 14 хил. лв., разходи за външни услуги – 55 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 125

хил. лв.

6. Условно постоянните разходи са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН=4%) – 571 хил. лв., разходи за ремонт – 650 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 14 души) – 420 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 98 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 5 519 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1 от Раздел III от Указания-НВ, като цитира, че дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3 норма на възвръщаемост в размер на 4,64% към 31.12.2021 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита нетна **печалба** в размер на 2 752 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година от 1 728 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 26,03%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 19,26%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Коефициентът на ликвидност показва, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за погасяване на текущите задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 43% собствен капитал и 57% привлечени средства спрямо края на 2020 г. с дял от 36% собствен капитал и 64% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

ТЕЦ Оранжерия 500 дка

Приходите през 2021 г. са увеличени на 5 135 хил. лв., спрямо 3 184 хил. лв. за 2020 г. или с 61,27% при увеличени разходи с 33,67%. Финансовия резултат от регулираната дейност е **печалба** от 1 697 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 612 хил. лв. През 2021 г. е подобрен коефициента за общата ликвидност, спрямо 2020 г., което показва че са налице свободни оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

За 2021 г. дългосрочните задължения за регулираната дейност са в размер на 3 285 хил. лв., формирани от задължения към финансови институции, а краткосрочните задължения са на обща стойност 688 хил. лв. от тях с най-голям относителен дял са задълженията към клиенти и доставчици в размер на 485 хил. лв.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата

норма от 4,64% на 5,30% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,72 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,76 + 8,5 = 9,26$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 126,98 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			45,76
		46,00			48,27			48,80			39,95			
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	282	1 634	1 593	2 837	6 233	7 977	7 874	7 171	7 862	6 048	4 032	302	53 844
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,74
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,69
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-1,11	-18,95	-37,28	-131,25	-279,99	-431,22	-666,19	-437,98	-510,51	-620,77	-492,79	-30,67	-3 659
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,69
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,69
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона													
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00												
$H_t=Q_g*(C_{пг}-C_{п})+Q_e*(C_{пе}-C_{п})\pm P_t-1$													=	-3 658,68

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 510,61 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,15 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 14 547 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 255 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 534 хил. лв. и променливи – 7 721 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 5 502 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,30%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh.

18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 624,27 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 650,00 лв./knm³, в т. ч.:

- цена на природен газ – 1 552,40 лв./knm³;
- цена за пренос – 7,97 лв./knm³;
- цена за капацитет – 89,60 лв./knm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm³.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

• **Производствената програма** е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.

Представена е прогнозна производствена програма по месеци за новия регулаторен период с посочени количества произведена електрическа енергия-бруто, собствено потребление и нетната електрическа енергия.

• **Инвестиционна програма** – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 696 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийният комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2021 г., са както следва: 127 хил. лв. – за сгради и 3 163 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация част от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

• **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка от **Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия** за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател **Jenbacher JMS 620 GS N.L.** от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

• **Променливи разходи** – представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2022 г. – м. юни 2023 г.

- Разходи за електрическа енергия – 155 хил. лв.;
- Разходи за акциз на природен газ – 65 хил. лв.

• **Условнопостоянни разходи:**

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) - 413 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 500 хил. лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 360 хил. лв.
- разходи за социални осигуровки – 78 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 2 432 хил. лв.

• **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило чл. 34.1. от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г., дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Първа инвестиционна банка“ АД и „МКБ Юнионбанк“ АД от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14. Собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, а през 2019 г. от „Обединена Българска Банка“ АД. Съгласно Справка № 3 (Приложение № 3), дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост – 2,00%**.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита нетна **печалба** в размер на 2 016 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година от 410 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 63,72%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 16,79%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и не притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 30% собствен капитал и 70% привлечени средства спрямо края на 2020 г. с дял от 18% собствен капитал и 82% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2021 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 2 175 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 1 063 хил. лв. Финансовия резултат от регулираната дейност е **загуба** от 592 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 447 хил. лв. Финансовия резултат от цялостната дейност за 2021 г. е печалба.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 2% на 5,37% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на

природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 118,31 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,76 + 8,5 = 9,26$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 127,56 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
		Q3			Q4			Q1			Q2			
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	648	0	0	0	0	5 146	5 339	4 072	3 086	2 447	1 574	350	22 662
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,89
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	120,17
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-2,55	0,00	0,00	0,00	0,00	-278,21	-451,71	-248,74	-200,35	-251,18	-192,33	-35,49	-1 661
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	120,17
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	120,17
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона													
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00												
Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цп)t±Pt-1													=	-1 660,56

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 527,12 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,66 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 8 043 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 811 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 598 хил. лв. и променливи – 4 212 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 339 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh.

19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 479,64 лв./MWh. Предложената за утвърждаване цена е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 530,00 лв./knm³, при долна работна калоричност 8 189 kcal/knm³.

Към заявлението не е приложена част от изисканата с писмото на КЕВР информация и документи, в т. ч. и обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Инертстрой – Калето“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., отчита нетна *печалба* в размер на 2 473 хил. лв. при 1 488 хил. лв. за 2020 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2021 г. се увеличават спрямо 2020 г. с 39,12 %;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 44,62 %.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства, в края на 2020 г. е 90% собствен капитал и 10% привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,98% на 4,92% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“

2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,81 лв./MWh;

3. Цени за пренос чрез автотранспорт до мястото на инсталацията 22 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 138,81 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q1				Q2			Q3			Q4			
		46,00				48,27			48,80			39,95			45,76
		2020/2021													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	2 280	9 258	10 985	7 630	8 535	9 655	8 818	6 818	63 978	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	45,21	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	128,24	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-102,43	-500,48	-929,41	-466,05	-554,20	-990,97	-1 077,69	-691,37	-5 312,6	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	128,24	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	128,24	

„Инертстрой-Калето“ АД е представило възражение с вх. № Е-14-76-1 от 08.06.2022 г., чрез електронна поща и възражение с вх. № Е-14-76-2 от 09.06.2022 г., чрез лицензиран пощенски оператор относно Доклада и направените корекции на ценообразуващите елементи (и двете възражения са идентични), както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на **определената от КЕВР цена на електрическа енергия**, като излага следните мотиви: ко-генерацията се захранва с компресиран природен газ (от бутилки) и цената на природния газ за производство на 1 MWh електрическа енергия е с 56,25 лв. по-висока от цената за други подобни ко-генерации. Дружеството изчислява, че разходите за природен газ, необходими за производство на 1 MWh произведена електрическа енергия от високоефективно енергийно производство са 467,25 лв. без ДДС и акциз или около 475,00 лв. без ДДС с включен акциз. След заплащане на вноските към ФСЕС и разходите за бансиране, приходите за 1 MWh произведена електрическа енергия на дружеството остават приблизително 465,00 лв./MWh. Отбелязва, че в оранжерийното производство няма възможност да се заплаща топлинната енергия, поради което и единствения приход на ко-генерацията е от електрическа енергия.

2. Твърди, че в проекта на решение не предвидена **компенсация за загубите, натрупани вследствие на увеличената цена на природния газ, и липсата на изменение на цените**. Дружеството посочва, че от началото на 2021 г. цената на природния газ се е увеличила, а комисията не е променила цената на електрическа енергията до 30.06.2021 г. За следващия ценови период, природният газ е станал още по-скъп и единствено в месец 12.2021 г. и месец 03.2022 г. дружеството има незначителен положителен резултат. В момента към миналия отчетен период дружеството е натрупало около 3 млн. лв. загуби.

3. Дружеството изразява **несъгласие по отношение на модела на ценообразуване**, който счита за порочен и остарял. Отбелязва, че с писмо от м. 12.2021 г. е информирало Комисията, че не е нормално да се коригира цената на природния газ всеки месец, а цената на електрическа енергията веднъж годишно. Излага аргумент, че ако в началото на месеца се знае каква е цената на природния газ, то в края на месеца се знае, каква е била средната пазарна цена за месеца за електрическа енергия. Дружеството счита, че ако се промени чл. 31б, т. 3 от ЗЕ, ще може да се регулира цената ежемесечно. Според дружеството в момента ценообразуването работи за ТЕЦ-овете. Средствата за премия на ТЕЦ-София за 1 MWh произведена електрическа енергия е 9 пъти по-голяма от премията, която е предложена за „Инертстрой Калето“ АД, а в същото време има приход от продажби на топлинна енергия, който приход при дружеството липсва.

4. Дружеството изразява **несъгласие по отношение на количеството произвеждана електрическа енергия**, като посочва, че не може да произвежда 20 900 MWh. чисто технически, тъй като през лятото няма нужда от топлинна енергия в оранжерията, а може да произвежда приблизително 19 000 MWh. В тази връзка, посочва, че разходите трябва да са относими за 19 000 MWh. „Инертстрой Калето“ АД предлага натрупаната загуба от работата на ко-генерацията да бъде заплатена на 12 равни части в рамките на една календарна година (01.07.2022 г – 30.06.2023 г.).

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение на определената от КЕВР преференциална цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, следва да се има предвид, че същата е изчислена съгласно ценови модел и при спазване на действащата нормативна уредба, на база разходи за производството. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която са добавени цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,81 лв./MWh;

3. Цени за пренос чрез автотранспорт до мястото на инсталацията 22 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 138,81 лв./MWh.

2. По отношение на **липсата на компенсации** за загуби при производството на енергия, Комисията счита, че така изчислената преференциална цена на електрическата енергия е формирана при съответните индивидуални разходи и норми за дружеството.

3. По отношение на несъгласието на дружеството относно метода на ценообразуване, следва да се има предвид, че прилагането на метода на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“, в който сектор попада и „Инертстрой Калето“ АД, е приет с решение на Комисията по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. и промяната на метода на регулиране не може да бъде предмет на разглеждане на настоящото административно производство, при което се извършва регулаторен преглед и утвърждаване на цени на енергия за следващ ценови период, а именно от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. В допълнение, Комисията няма правомощия за законодателни инициативи и не може да промени чл. 31б, т. 3 от ЗЕ.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 528,27 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,81 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 14 899 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 736 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 555 хил. лв. и променливи – 8 181 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 497 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,92%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 600 MWh.

20. ЧЗП „Румяна Величкова“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-2 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 453,77 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81,17 лв./MWh.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило обосновка за новия ценови период, както следва:

Производствената програма за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2021 г. когенераторът е работил 2 685 h, като е произведена 4 968 MWh електрическа енергия, от които нетна електрическа енергия 4 599 MWh и е опусната 5 099 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс.

Амортизационни отчисления – през 2021 г. е извършен текущ ремонт по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервис с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2021 г. възлизат на 111 хил. лв.

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2021 г., фирмата, извършваща одит на финансово-счетоводния отчет е поискала част от стойността на ремонтните работи да се класифицират като инвестиции и стойността им да бъде отнесена в стойността на ДМА. Адекватно на стойността на ДМА са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

Други разходи – включват разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи, голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-

ниски от други подобни инсталации.

През 2021 г. цялото количество топлинна енергия от инсталацията е използвана за производството на растителна земеделска продукция.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. ЧЗП „Румяна Величкова“ отчита *печалба* в размер на 325 хил. лв. при *печалба* за 2020 г. 450 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на продукцията са намалени през 2021 г., спрямо 2020 г. с 12,40%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също са намалени през 2021 г., спрямо 2020 г. с 0,80%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството остава почти непроменена и в края на 2021 г. е 71% собствен капитал и 29% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 77% собствен капитал и 23% привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 8,24% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,28 лв./MWh;

3. Пренос – 0,4 лв./MWh;

4. Достъп – 2,67 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 120,36 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2				
		46,00		48,27		48,80			39,95			45,76			
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	956	1 538	0	300	0	0	4 041	4 041	505	0	11 380	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	44,94	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	119,51	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	-22,37	-71,17	0,00	-16,22	0,00	0,00	-262,35	-414,72	-61,73	0,00	-849	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	119,51	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	119,51	

2. Корекция по въглеродни емисии

--	--	--	--	--

Количество, Q _e	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Ц _{пе}	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Ц _{пл}	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00

$$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_{pl})_t + Q_e * (C_{pe} - C_{pl})_t \pm P_t - 1 = -848,56$$

„ЧЗП Румяна Величкова“ е представило възражение (жалба) с вх. № Е-12-00-1251 от 02.06.2022 г. относно направените корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Изразява несъгласие относно **липса на индексация на цените** за регулаторния период 2021 – 2022 г. В тази връзка се посочва, че дружеството има непокрита загуба за периода 2021 – 2022 г., за което прилага счетоводни справки от 01.07.2021 г. до 01.05.2022 г. с „Булгаргаз“ ЕАД, „Електрохолд Трейд“ и ФСЕС. Предварителните, вече платени разходи на дружеството, са в размер на 172 326 лв. без ДДС и още неплатен, но очакван приход от 130 000 лв. при средна цена на електроенергията от 370 лв. Излага следните факти:

- Въпреки увеличената цена на електроенергията на свободния пазар е невъзможно избягване на чувствителни загуби в месеците извън пикови цени.

- По независещи от дружеството причини определената от години методика на КЕВР не е спазвана в този регулаторен период.

- Поради горните обстоятелства дружеството не е произвело планираните количества електрическа енергия, като до 01.05.2020 е произвело 2 921 MWh и следователно и количествено не е постигнало зададените от Комисията параметри.

- Балансиращата функция на ФСЕС липсва поради липса на навременни и адекватни решения на КЕВР.

- Работи с минимални разходи с амортизирана техника и минимална норма на печалба, като няма капиталови буфери от сектор „Енергетика“ и субсидира с кредити и заеми. Дружеството има аварийни ремонти за периода възлизащи на над 60 000 лв. без ДДС.

В резултат на горните фактори, в следствие на четворно увеличената цена на природен газ и липсата на промяна на преференциалната цена на дружеството, е натрупана загуба от над 680 000 лв. без ДДС, като се очаква сумата да бъде компенсирана по справедлив начин.

2. Дружеството **изразява несъгласие относно нежеланието на Комисията** да включи новия когенератор на стойност 15 000 000 лв. към ДМА за новият регулаторен период, въпреки че е доставен и ще работи от 01.07 2022 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. По отношение на несъгласието на дружеството относно липса на индексация на цените, Комисията не приема възражението, тъй като предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия за новия ценови период от 01.07.2022 до 30.06.2023 г. на „ЧЗП Румяна Величкова“ е с 181,23% по-висока спрямо предходно утвърдената от 01.07.2021 г., което показва, че Комисията е извършила промяна на тази цена, при спазване на действащата нормативна уредба и като са отразени обективните фактори, влияещи върху цените.

2. По отношение на несъгласието на дружеството относно невключването от Комисията на нов когенератор на стойност 15 000 000 лв. към ДМА за новият регулаторен период, следва да се има предвид, че в цените за предстоящия ценови период са включени само активи, които са заведени в инвентарната книга на дружеството към 31.12.2021 г., като новият когенератор ще бъде отразен при изчисленията на цените в следващия регулаторен период, при представяне на необходимите доказателства за това.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 442,32 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 14,86 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 736 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 3 614 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 396 хил. лв. и променливи – 2 219 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 2 898 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 4,21%

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 813 MWh.

21. „Алт Ко“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-58-1 от 13.04.2022 г. за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 327,24 лв./MWh, без ДДС.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 1 504,32 лв./ knm^3 (без ДДС и акциз) при коефициент на преобразуване 10,55.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

При разглеждане на заявлението дружеството посочва, че в рамките на предходния регулаторен период (01.07.2021 – 30.06.2022 г.), а именно в през м. декември 2020 г., централата е наработила 60 000 h, което е граничната стойност за работа, предвидена от производителя, поради което би трябвало да се извърши основен ремонт за нови 60 000 h работа с оглед запазване на производствено-техническите параметри. Последното е довело до следното:

1. Сключен е нов договор с „Филтър“ ООД за текуща поддръжка на централата, което ще доведе до нейната експлоатация за нови 60 000 часа. В новия договор, освен всичко останало, е актуализирана цената на поддръжката, от 12,54 €/час на 17,5 €/час.

2. В споменатия по-горе договор, централата е поела ангажимента за подмяна на двама оператори на същата с други такива, притежаващи висока степен на компютърна грамотност (налага се от промяна управлението на централата), което води до увеличаване работната заплата на тези оператори.

Прогнозната информация е изготвена съгласно ценообразуващите справки, при което:

- производствената програма е увеличена с около 3,2%;
- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 169 хил. лв. са приети съгласно приложения договор за това с „Филтър“ ООД на база 4 368 часа работа на централата при цена 17,5 €/час;

- разходите за заплати са прогнозирани в размер на 231 хил. лв., като същите са увеличени с 21 хил. лв. спрямо отчетените за 2021 г. – 210 хил. лв., което се дължи на увеличението на минималната работна заплата в страната;

- долната работна калоричност е приета 8 200 kcal/ knm^3 ;

- цената на природния газ е заложена на база обявената такава за м. април 2022 г. в размер на 142,59 лв./MWh (1 504,32 лв./ knm^3 при коефициент на преобразуване 10,55) плюс цена на достъп и пренос 63,55 лв./ knm^3 ;

- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

2. По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството посочва, че централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция – оранжерия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Финансовият резултат на „Алт Ко“ АД, съгласно представеният одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., е **печалба** в размер на 836 хил. лв., която е увеличена спрямо 2020 г., когато е в размер на 834 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2021 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2021 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ е отчетена печалба след данъци в размер на 809 хил. лв.,

която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2020 г., когато е 246 хил. лв., от нерегулирана дейност през 2021 г. дружеството също отчита печалба в размер на 27 хил. лв., намалена спрямо отчетената в размер на 588 хил. лв. за 2020 г.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 65% собствен капитал и 35% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,58% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 120,91 лв./MWh;

3. Пренос – 0,7лв./MWh;

4. Достъп – 5,36 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 126,97 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3				Q4			Q1			Q2			
		46,00				48,27			48,80			39,95		45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	3 438	3 811	4 028	3 551	3 913	3 342	1 874	0	23 957	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,71	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	119,52	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-154,45	-206,01	-340,84	-216,88	-254,05	-343,02	-229,04	0,00	-1 744	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	119,52	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	119,52	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Количество, Qe	тона														
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00													
Ht=Qg*(Цпг-Цп)+Qe*(Цпе-Цп)±Pt-1														=	-1 744,31

„Алт Ко“ ООД е представило възражение с вх. № Е-14-58-1 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Прави възражение относно информацията, залегнала за изчисляване **на корекциите на необходимите приходи** по чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като заявява, че количествата газ в MWh за месеците януари, февруари, март и април на 2022 г. не отговарят на Приложение № 2, докато количествата газ в MWh за м. ноември 2021 г. и декември 2021 г. са коректни, така както са предоставени в Приложение № 2. Дружеството е представило Приложение № 2, съдържащо актуализирани отчетни данни за изразходените количества природен газ и предлага да се извършат необходимите корекции, произтичащи от тези актуализирани данни.

След преглед на постъпилата информация, Комисията приема възражението на дружеството, като отбелязва, че са извършени съответните преизчисления на ценообразуващите елементи.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Алт Ко“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 487,81 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 60,35 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 480 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 405 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 491 хил. лв. и променливи – 2 914 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 776 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 528 MWh.

22. „Брикел“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 476,02 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,71 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

Цените са изчислени с прогнозни цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на въглищата – 240,04 лв./t с калоричност 2 968 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 204,00 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Производствена програма: Прогнозата през новия регулаторен период е изготвена предвид инвестиционните намерения на дружеството и при съобразяване с европейското законодателство.

Производство на топлинна енергия

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 32% по-малко от отчетената през базисния период и е в размер на 1 152 279 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода

- Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на базисния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период възлизат на 4 281 MWh или 25,68%.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградузи, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара:

Единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия:

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 547 296 MWh, а за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. се планира да бъдат произведени 457 900 MWh.

Продадена електрическа енергия:

В електропроизводствената част през 2021 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 363 030 MWh. За новия ценови период е планирано количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ в размер на 300 000 MWh.

Дружеството посочва, че към момента има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени, сключено с „Гранд енерджи дистрибушън“ ЕООД. Също така между „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система“ има подписан договор от 27.06.2018 г. за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2021 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди:

През новия ценови период е планирано запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 29,46%, спрямо отчетените през базовата 2021 г. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т.5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

За ценовия период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 413 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2021 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Вzeti са под внимание дългият срок на експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер в предишните регулаторни периоди и сформираниите ремонтни звена в дружеството. Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение се намират в приложената ремонтна програма за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Разходите са предвидени за обезпечаване на техническото обслужване и плановите ремонти, извършвани от „Брикел“ ЕАД за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. Това са разходите, направени за възстановяване или поддържане на първоначално установеното ниво на ефективност (капацитет и производителност) на активите на дружеството и които не променят неговото първоначално функционално предназначение. Разходите за текущ ремонт не се вземат предвид при определяне на амортизационната сума и норма, нямат характер на подобрене, модернизация или

реконструкция на ДМА и респективно не са ремонтни разходи с инвестиционен характер. Разходите са извършени с цел обслужване и ремонт на съоръженията. Основната им цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели. Важна задача на дружеството, от която зависи нормалната и безаварийна работа на основните съоръжения и прилежащите им възли и детайли, е своевременното извършване на необходимите ремонтно-възстановителни и рехабилитационни дейности и свързаните с тях ремонти дейности. Дружеството посочва, че изложените обстоятелства изключват инвестиционния характер на съдържащите се в приложените документи разходи.

Инвестиционна програма

Извършените разходи за инвестиции през 2021 г. са подкрепени със съответните разходни документи. Общата изразходвана сума за 2021 г. е 18 024 хил. лв., реализирани по 2 инвестиционни проекта. Дружеството посочва, че през базовата година са стартирани проектни дейности с цел увеличаване дела на алтернативните горива. През 2021 г. няма формирани нови ДМА. За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да продължи работата по проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“, „Национална рамка – инвестиции 2021 – 2030 г.“ и „Водогреен електролизер“.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2021 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия възлиза на 201 801 хил. лв.

„Брикел“ ЕАД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Поради необходимостта да се създаде нужната горивна база за ТЕЦ в „Брикел“ ЕАД е обусловена технологична взаимнообвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“, т. е. всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Указания-НВ. За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 26 530 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 26 513 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 18 хил. лв.

Норма на възвръщаемост

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91% и е изчислена със среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2020 г.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД и съгласно изискванията на чл. 31.1. б. „б“ от Указания-НВ. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. разходите за амортизации са на нивото на 2021 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 12%, като счита, че това увеличение отново няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица – изток“ и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на

пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Посочва че, средната работна заплата в дружеството през 2021 г. е 1 409 лв., което представлява изоставане с 40% в сравнение със средна брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2021 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 340 лв., съгласно данни на НСИ.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2021 г. възлизат на 14 175 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 338 хил. лв. и за осигуровки 2 837 хил. лв. За новия ценови период необходимите разходи са завишени на 12 699 хил. лв. за разходи за заплати и 3 177 хил. лв. за осигуровки.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2021 г. с 14% и са 2 228 хил. лв. Отразени са в справка № 1 „Разходи за производство“.

Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетените от НСИ през 2021 г. ръст на инфлацията. Тя дава своето отражение на условно-постоянните разходи, като води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т. н., т. е. до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Стойността на горивата в България се влияе изцяло от случващото се на международните пазари и по данни на Българската петролна и газова асоциация, от началото на 2022 г. до момента цената на най-масовия бензин А-95 се вдигна с около 20%, а на дизеловото гориво – с 19%. Вследствие на отчетеното повишение разходите за горива са увеличени с 15% спрямо базисната 2021 г.

Разходите за лицензионни такси са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2021 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване – мазут, разходи за закупени квоти CO₂, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. - разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Посочва се, че съгласно допълнително споразумение от 14.02.2022 г. с „Мини Марица изток“ ЕАД са увеличени транспортните разходи за доставка на въглища от Рудник „Траяново-1“ с 240,43% от 0,235 лв./тнг на 0,80 лв./тнг, а съгласно допълнително споразумение от 21.02.2022 г. с „ММИ“ ЕАД цената на доставяните от тях въглища е увеличена от 77 лв./туг на 87,35 лв./туг или с 13,44%.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси в договор № МТ-093/2016г. за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток“ ЕАД.

На 05.10.2021 г. на „Брикел“ ЕАД от ИАОС е издадено ново комплексно разрешително № 40-Н2/2021 г. за експлоатация на Горивна инсталация за производство на топлинна енергия с номинална топлинна мощност 510 MW_{th}. Промяната в него касае производствената дейност на дружеството, чрез допускане на съвместно изгаряне с основно гориво (въглища) на биомаса и нефтошисти.

От приложена справка за отчетна средна цена на горивния микс за периода м. 01 – м. 12.2021 г. е видно, че средната цена на микса е 129,79 лв./тнг при калоричност 2 968 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2022 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 240,04 лв/t при калоричност 2 968 kcal/kg.

Гориво за разпалване мазут – количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2021 г. За новия регулаторен период разходите за мазут са увеличени на 1 779 хил. лв от 1 253 хил. лв. поради непрекъснато увеличение на цените на суровия петрол и в резултат на това и на доставните цени на контрагентите. Дружеството посочва, че при отчетна цена за 2021 г. в размер на 847,58 лв./t., а в края на февруари доставни цени от 1 204 лв./тон, увеличението е с 46,3% и това е причината за увеличаване на разходите за мазут през новия период.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво както следва:

- за електрическа енергия – 198,99 g/kWh;
- за топлинна енергия – 129,29 kg/MWh;

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период, касаещи закупуването от НЕК ЕАД – Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията, не са заложиени, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 6 154 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на прогнозната производствена програма, а цените са завишени съобразно увеличената цена на балансиращата енергия. От приложената към заявлението справка е видно, че увеличението на цената за балансиране за „Брикел“ ЕАД за м. декември 2021 г. спрямо м. януари 2021 г. е 107%.

Разходите за консумативи – за новия ценови период възлизат на 945 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. За новия ценови период е взето предвид, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на ЕЕХ, неминуемо ще доведе и до повишаване на продажната цена на хидратната вар.

Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, железен сулфат, тринатриев фосфат, и др.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2021 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 348 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти за емисии на парникови газове:

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2021 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии въглероден диоксид за 2020 г. в размер на 285 720,75 t. В ценовия модел (справки от № 1 до № 9) разходите за парникови газове за 2021 г. са в размер на 285 720,75 t. за 26 432 хил. лв. Представено е копие на верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2021 г. Прогнозното количество CO₂ за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма и възлизат на 285 092,90 t. Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2021 г. Необходимите годишни приходи за новия регулаторен период, са получени като е направено допускане за прогнозна цена на емисиите от 90 €/t.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

На „Брикел“ ЕАД не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2021 г.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 50 183 хил. лв. на 50 174 хил. лв. или с 9 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 280 978,97 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по (ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	Вид гориво			Общо
		Твърди – Лигнит	Течни – мазут	Биомаса	
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	76,2315	77,400	100,00	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t	8,3044	40,000	13,48	
3. Коефициент на окисление:	-	80,48%	100,00%	100,00%	
4. Количество гориво:	t	542,517	1,478	0	
5. Емисии CO ₂	t	276,403	4,576	0	280,979

Прогнозни емисии CO₂ – 280 978,97 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 280 978,97 t. = 50 174 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 1 477,94 t. мазут, 542 516,50 t. въглища.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,08% на 4,37% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	291 210
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	71,23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-11 522,12

„Брикел“ ЕАД е представило възражение с вх. № Е-14-31-1002 от 01.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Дружеството изразява **несъгласие по отношение на корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“**, където общата норма е намалена от 5,08% на 4,28% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

По отношение на НВ на привлечения капитал:

Дружеството посочва, че справката е изготвена съгласно изискванията на т. 40 от Указания-НВ, приети с протоколно Решение № 116 от 26.06.2018 г. на КЕВР. Дружеството посочва, че съгласно т. 3 от общия подход в доклада се прилага подход, който не отчита факта, че кредитите, отпуснати на дружеството са усвоени в предходни периоди, когато лихвените нива са били значително по-високи и че кредитополучателите не разполагат с правната възможност да предоговарят ежегодно лихвените проценти по получените кредити. Сключените договори за кредити датират от 2006 и 2010 г. и са със срок на ползване – 30.12.2024 г. Съгласно статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, средният лихвен процент за 2010 г. е 10,16%. Действащите договори, с които „Брикел“ ЕАД е обвързано, са със среден лихвен процент 10,91%. Достигнатият договорен лихвен процент е бил оптимален за двете страни. В подкрепа на твърденията си дружеството се позовава на Решение № 16269 от 27.12.2018 г. на ВАС. Според дружеството, в случая регулаторният орган прави опит да постави пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал. Дружеството счита, че не е икономически обосновано КЕВР да намалява нормата на възвръщаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат нито правна възможност, нито задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година.

По отношение на НВ на собствения капитал дружеството счита, че намаляването на НВ ще го лиши от възможността да извършва инвестиционни разходи и да изпълни заложената инвестиционна програма.

Според дружеството използваният от Комисията подход не съответства на метода за регулиране „норма на възвръщаемост“, тъй като непризнаването в реални размери на лихвите по кредитите като разходи по привлечения капитал, които да съответстват на сключените договори за кредит, ще формира загуби. Дружеството посочва, че извършените корекции са в разрез с правилото, уредено в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, формираните от КЕВР цени на енергийните предприятия да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост, както и с принципа за възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността на енергийното предприятие, регламентиран в чл. 31, т. 2 от ЗЕ, който следва да бъде прилаган при извършване на ценово регулиране. Дружеството счита, че приложеният в Доклада подход не съответства нито на приетите от КЕВР указания, нито на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост“, предвид на което следва да бъде извършена корекция на утвърдените цени и премии за електроенергия.

2. Дружеството **изразява несъгласие по отношение на приетия подход, при определянето на прогнозната пазарна цена** за производство на електрическа енергия, за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при извършена симулация с участието на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД. Дружеството счита, че определената пазарна цена за целия сектор на производители на енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, въз основа на анализ само за един участник и то кондензационна централа, работеща в съвсем различен технологичен режим, е незаконосъобразно. Дружеството **предлага КЕВР да използва осреднени данни** от извършена симулация с участието на производителите с ВЕКП производство. „Брикел“ ЕАД е вътрешнозаводска централа, която е с различен цикъл на производство от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД. При производителите от тази група водещо е производството на топлинна енергия за задоволяване нуждите на потребителите и в този случай профилите им на пазара на електрическа енергия са несъвместими с базовия товар на „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД. Това се отнася особено за топлофикационните дружества, чието максимално натоварване е в часовете с най-ниска температура, които определено не съвпадат с върховото натоварване на електроенергийната система и съответно постигането на високи пазарни стойности. КЕВР не е отчела спецификите при различните производители. Според „Брикел“ ЕАД, не е взето предвид, че топлофикационните дружества имат 24-часов работен цикъл, като произвеждат и продават енергия и в период, в който търсенето е значително

по-малко, съответно цената е по-ниска. Дружеството счита, че не е правилно постигнатите цени на платформа „Двустранни договори“ да се отнасят като приложими за цялостните резултати, отчетени от БНЕБ, особено когато се използват резултати от търгове проведени в период на паника на пазара предизвикана от военната операция на Русия в Украйна. Посочва, че при направена от дружеството извадка от БНЕБ, е установило, че постигната средна цена за април 2022 г. е 340,36 лв./MWh. С настъпване на летния сезон и започване на активното производство от ВЕИ производителите се очаква цената за Q3 2022 да бъде още по-ниска. В тази връзка, дружеството настоява за преразглеждане на определените от Комисията прогнозни пазарни цени.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството по отношение корекцията в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ не се приема. Комисията е изложила подробно и мотивирано начина за определяне на нормата на възвръщаемост в т. 3 от общия подход. Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала. При утвърждаване на цени по метода „норма на възвръщаемост на капитала“ всички ценообразуващи елементи следва да имат прогнозен характер и се отнасят за прогнозния период.

Съгласно формулата по чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦЕЕ, по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е регламентирано изрично изискване за съответствието ѝ с пазарната норма. В същия смисъл, според т. 41 от Указания-НВ, Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, преценката на КЕВР е за съответствие на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал с пазарната норма, като няма задължение да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, би било в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаване на цените КЕВР следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка, за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна.

2. По отношение на несъгласието на дружеството относно приетия подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена, следва да се има предвид, че Комисията е изложила подробни съображения и анализи в т. 16 от общия подход. Направеното предложение от дружеството за промяна на подхода при изчисляване на прогнозната пазарна цена не може да бъде прието в това административно производство.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 527,59 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,13 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 92,84 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 238 536 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 233 093 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 424 хил. лв. и променливи – 204 669 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 124 579 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 4,37%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 323 000 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 12 391 MWh.

23. „Солвей Соди“ АД

Дружеството е представило чрез единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-12-18-1 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 244,38 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 65,47 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 272,10 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газьол – 1 201,71 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 310,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Производствена програма

Дружеството посочва, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2021 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Производствената програма за 2021 г. е изпълнена, като няма промени за календарната 2022 г., като дружеството не очаква промени и през следващата 2023 г. Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Според дружеството, съществува голям риск за неизпълнение поради големия инфлационен натиск и ръст на цените на основни суровини, материали и услуги, както и поради затварянето на руския пазар, който е основен източник на горива. Посочва се още, че изготвената производствена програма отчита възстановяването на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция, като се отбелязва, че дружеството е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO₂.

УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ:

- **Разходите за амортизации** се прогнозират на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.

- **Разходите за ремонт** се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Дружеството посочва, че повишението спрямо отчет 2021 г. се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки, по основни съоръжения, за реализираните разходи през 2021 г. и планираните за 2022 г. и 2023 г.

- **Разходи за заплати и възнаграждения** се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. спрямо отчета за 2021 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, се прогнозират на база

статистическа информация от предходни периоди, промени дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания.

- Прогнозни разходи за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.:

Застраховките са повишени на база договор със застрахователна компания в сила от 01.07. 2021 г. За регулаторния период 01.07. 2022 г. – 30.06.2023 г. е заложено допълнително 5% увеличение на застраховките от 01.07.2022 г. на база очаквана инфлация при сключване на последващ договор;

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са повишени вследствие на предоговаряне с доставчиците, извършващи тези услуги, предизвикано от повишение на минималната работна заплата;

Експертни и одиторски разходи са повишени основно поради изпълнявани консултации и оценки на възможните подходи за изпълнение на енергиен преход към въглеродно неутрални източници.

Материали за текущо поддържане и канцеларски материали са повишени вследствие по-високите пазарни цени спрямо предходната 2021 г.

Съдебните разходи са повишени в съответствие с водените към момента съдебни дела.

Абонаментно поддържане, безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт, охрана на труда и служебни карти и пътувания са повишени с 5% спрямо отчетната 2021 г. на база на очаквана инфлация;

Дружеството заявява, че всички останали елементи в тази група остават непроменени спрямо отчетната 2021 г.

ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

- Разходите за горива за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2022 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,76439, валиден към 30.03.2022 г.

- Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи (химикали, реагенти) са определени на база необходимите количества за производство на заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите, съответната ефективност на отделните инсталации и текущите пазарни цени.

- Разходи за емисии на парникови газове за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 80,60 €/t CO₂, валидна към 30.03.2022 г. на Европейската енергийна борса.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2021 г., отчита *печалба* в размер на 111 051 хил. лв., при отчетена *печалба* в размер на 93 511 хил. лв. за 2020 г.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Приходите от продажби се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 13,06%;

- Себестойността на продажбите също се увеличава през 2021 г., спрямо 2020 г. с 10,55%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 79% собствен капитал и 21% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 81% собствен капитал и 19% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 195 170 хил. лв. на 221 080 хил. лв. или с 25 910 хил. лв., като изчислените от дружеството количества през новия ценови период в размер на 1 238 077,93 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO₂ – 1 238 077,93 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 1 238 077,93 t. = 221 080 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са **323,94 t. газьол, 499 390,25 t. въглища.**

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,58% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	1 441 000
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	71,23
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	-57 015,24

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,38 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 142,23 лв./MWh;

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

■ Необходими годишни приходи – 481 835 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 474 491 хил. лв., от които условно-постоянни – 279 944 хил. лв. и променливи – 194 548 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 174 562 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 4,21%

■ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 180 979 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 173 152 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 847 639 MWh.

24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 831,69 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 127,71 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 1 202,58 лв./ knm^3 с калоричност 8 100 kcal/ knm^3 ;
- въглища – 438,25 лв./t. с калоричност 5 208 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 300,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg).

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 75 000 t. сурова захар заедно със Завод за спирт през м. септември – м. октомври 2022 г. и през м. март – м. май 2023 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-55 t/h или реализация на 136 129 MW_{th} и производство на 8 950 MW_e. Приложени са договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

Предвижда се продажба на 6 468 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, като – 5 468 MWh е високоефективната комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ и 1 000 MWh е предвидена за изкупуване на свободния пазар.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – за 2021 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 538 хил. лв. Отчитането на дълготрайните активи и амортизацията в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние.

Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява, като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи. Амортизацията започва да се начислява от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв. През новия ценови период дружеството предвижда да направи инвестиции на стойност 22 хил. лв. На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топлинна и електрическа енергия. ДМА, участващи при комбинираното производство се приемат като „обща“ за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като обща за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а

ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлинна енергия и инсталации за пренос. Клиентите на топлинна енергия са свързани с паропроводи на колектор 6 ата, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топлинна и електрическа енергия и общо за двата продукта за периода 2021 г.

Разходи за ремонт – в ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти на съоръжения в химичен цех, топлосилов цех и въглеподаване. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения – разходите за заплати и възнаграждения са 1 246 хил. лв. спрямо 1 107 хил. лв. за отчетната 2021 г. За новия ценови период разходът е съобразен с числеността на персонала, който през четвъртото тримесечие на 2021 г. е оптимизиран до 64 бр., както и с работната програма на дружеството. Увеличението се дължи на повишаването на минималната работна заплата, както и с цел доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот на работещите в дружеството. Също така с увеличението се цели намаляване на текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството.

Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – разходите, включени в тази част, са увеличени спрямо 2021 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2021 г. Увеличени са с 73 хил. лв. в позиции като горива за автотранспорт, материали за текущо поддържане и др.

Променливи разходи – следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата е образувана на база наличните въглища на склад към 29.03.2022 г., доставки на въглища по договори и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложения програма. В цената по договор от 15.03.2022 г. – 230 USD/t, не влизат разходите за транспорт. За транспорт дружеството е заплатило 20 лв./t.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД заявява, че централата работи с въглища, внос от Русия, които са висококалорични марка „Д“ и „ДОМ“ и с определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата е поставено с издаденото на дружеството Комплексно разрешително № 54/2005 г., актуализирано с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Тези обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

Цената на природния газ е определена съгласно указанията, дадени в Писмото. Цената на природен газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh.

Цена на пр. газ	113,73 лв./MWh
Цена за пренос	17,32 лв./MWh
Цена за достъп	0,79 лв./MWh
Цена + достъп + пренос	131,84 лв./MWh
Коефициент на преобразуване	10,574 kWh/m ³

Цена на биогориво: за новия вид гориво е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително № 54/2005 г. с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г., съгласно което се разрешава употребата на биомаса като гориво, отговарящо на определението, съгласно §1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Приложени са

договори с цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

СН_{ел.ен} на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2021 г. и прогнозата за производството на топлинна и електрическа енергия, съгласно наличните производствени мощности.

Разходите за закупена електрическа енергия са съобразени с:

- Изграждането на водооборотен цикъл, което налага допълнително закупуване на ел. енергия за захранване на помпи оборотна вода;
- Провеждане на две кампании с „Завод за захар“;
- Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.

Разходите за външни услуги се предвижда да са почти идентични с отчета за 2021 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.:

За 2021 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 22 027 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 17 422 t. През изтеклата година са изгорени 12 297,120 t. въглища и 83,489 km³ природен газ. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 7 544 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2021 г. са общо 830 хил. лв.

За новия ценови период е предвидено да бъдат изгорени 24 658 t. въглища и 160 km³ природен газ, които ще емитират общо 50 258 t. емисии CO₂. Безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2021 г. са 21 452 t.CO₂, при което дружеството ще трябва да закупи 28 806 t.CO₂ при прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 80 €/t., прогнозния разход за недостигащите количества CO₂ квоти е в размер на 4 507 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представения годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2021 г. реализира *печалба* в размер на 1 268 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година в размер на 499 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2021 г. намаляват спрямо 2020 г. с около 2,68%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи намаляват през 2021 г., спрямо 2020 г. с 20,16%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че дружеството е с добра обща ликвидност, както и размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови дълготрайни активи и да обезпечи обслужването на задълженията си.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 60% собствен капитал и 40% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 4 507 хил. лв. на 3 318,6 хил. лв. или с 1 188 хил. лв., като необходимите за дружеството количества през новия ценови период в размер на 18 585 t. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t., съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за

2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO₂ – 18 585 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,56 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,56 лв./t. X 18 585 t. = 3 318,6 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 106 000 knm³, 23 158 t. въглища.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,58% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,63 лв./MWh;

3. ГРД – 17,32 лв./MWh;

4. Достъп – 0,79 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 133,74 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3			Q4			Q1			Q2				
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	98	42	90	163	89	79	63	137	85	85	85	85	1 098	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,01	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,69	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0,38	-0,48	-2,11	-7,53	-3,98	-4,24	-5,31	-8,37	-5,49	-8,68	-10,34	-8,58	-66	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,69	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,69	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Количество, Qe	тона	7 544													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	71,23													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-298,49													
Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цп)t±Pt-1													=	-363,99	

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-55-1 от 02.06.2022 г., в което посочва, че прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода за спирт и захар, които са основни консуматори на топлоенергията от ТЕЦ, като се очаква добро натоварване при две кампании за преработка на сурова захар.

В заключение е изложено, че „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД изразява своето съгласие с частта от доклада, която се отнася за дружеството и приема така определените цени на електрическата и топлинната енергия.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 403,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 135,29 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 21 027 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 20 696 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 715 хил. лв. и променливи – 14 981 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 855 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 468 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 136 129 MWh.

25. „Декотекс“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. Е-14-61-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 532,01 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 166,52 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 166,52 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 983,03 лв./knm³ (без ДДС и акциз).

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. е 1 192 хил. лв.

Разходи за амортизации – разходите за амортизации за новия ценови период са планирани в съответствие с въведените в експлоатация нови ДМА в размер на 187 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 78 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 109 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт – прогнозните разходи за ремонт са в размер на 298 хил. лв. Предвиждат се разходи за ремонт вследствие на неизвършени ремонтни дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности: Подмяна на буталната група на двигателя – 260 хил. лв.; Подмяна на маслена помпа – 21 хил. лв.; Подмяна на водна помпа – 11 хил. лв.; Ремонт на отоплителни линии и тела – 6 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 485 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 130 хил. лв. са изчислени на база

предвидените работни часове на системата съответно разходите за масла, антифриз, свещи, бобини, филтри.

Променливи разходи – променливите разходи на дружеството за периода 2022 - 2023 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите е в размер на 3 683 хил. лв. към 31.12.2021 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2020 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 620 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост – за новия ценови период 2022 – 2023 г. е в размер на 4,19%, изчислена съгласно Указания-НВ като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2021 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Декотекс“ АД, съгласно представения одитиран неконсолидиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита *печалба* в размер на 12 хил. лв., намалена спрямо 2020 г. когато е 1 005 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби за 2021 г. намаляват спрямо 2020 г. с 14,74%.**

- **Общите разходи от оперативната дейност през 2021 г. без стойността на продадените активи, се увеличават спрямо 2020 г. с 3,51%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 88% собствен капитал и 12% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 96% собствен капитал и 4% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 4,19% на 4,31% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,74 лв./MWh;

3. Пренос – 2,38 лв./MWh;

4. Достъп – 4,01 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 126,12 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45,76	
		46,00				48,27		48,80			39,95				
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	890	129	0	0	0	0	0	0	1 500	0	174	900	3 593	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	45,36	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,18	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-3,51	-1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-97,40	0,00	-21,25	-91,27	-215	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,18	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,18	

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп)t + Qe * (Цпе - Цп)t \pm Pt - 1 = -214,92$$

„Декотекс“ АД е представило становище с вх. № Е-14-61-1 от 02.06.2022 г. относно
относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Декотекс“ АД счита, че преференциалната цена на електрическата енергия в доклада за периода 01.07.2022 – 30.06.2023 г. е определена от КЕВР по непрозрачен механизъм, субективен и несъобразен с отчетните и прогнозни икономически показатели на дружеството. С прилагането на различен подход при ценообразуването спрямо останалите производители в сектора, използващи природен газ, дружеството счита, че Комисията нарушава принципа на равнопоставеност и конкуренция поставяйки в по-благоприятно положение определени производители. Към възражението, дружеството е представило таблица със сравнителни данни за последните три ценови периода, от която счита, че има несъответствие при изчислението на преференциалните цени за новия период, използвайки утвърдените формули съгласно действащото законодателство. В тази връзка дружеството **предлага комисията да преразгледа корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ**, в частта корекция по природен газ и прогнозната индивидуална цена на природен газ от 117,30 лв./MWh.

Дружеството предлага Комисията да отчете и необходимостта от предоставяне на възможност производителите да възвърнат вложените инвестиции в променената икономическа обстановка.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството:

Комисията не приема възражението, тъй като предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия за новия ценови период от 01.07.2022 до 30.06.2023 г. на „Декотекс“ АД е с **86,50% по-висока** спрямо предходно утвърдената от 01.07.2021 г., което показва, че Комисията е извършила промяна на тази цена, при спазване на действащата нормативна уредба и като са отразени обективните фактори, влияещи върху цените.

В допълнение на горното, въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по тримесечия, е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която са добавени цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,74 лв./MWh;

3. Пренос – 2,38 лв./MWh;

4. Достъп – 4,01 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 126,12 лв./MWh.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 432,13 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 4,67 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,61 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 103,61 лв./MWh

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

■ Необходими годишни приходи – 5 122 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 4 964 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 407 хил. лв. и променливи – 3 558 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 3 660 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 4,31%

■ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 755 MWh

■ Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 7 296 MWh

- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 1 678 MWh.

26. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh.
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh.
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./ knm^3 , при долна работна калоричност 8 203 kcal/ knm^3 .

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

Условно постоянни разходи – планирани са в общ размер на 1 667 хил. лв.

Разходи за амортизации – амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2020 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност – 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходите за ремонт са в размер на 642 хил. лв. Те са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – общият им размер е 236 хил. лв.

Променливите разходи за прогнозния период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторната база на активите е в размер на 2 221 хил. лв. към 31.12.2021 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2021 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 481 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Нормата на възвръщаемост за новия ценови период е в размер на 7,78%, като тя е изчислена, съгласно Указания-НВ, като средно-претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2021 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Енергиен център Зебра“ ЕООД, съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита **печалба** в размер на 1 хил. лв., спрямо отчетената **загуба** за 2020 г. в размер на 307 хил. лв. Общите приходи са намалени с 74% при намаление на разходите със 90%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен

финансов ресурс, но среща затруднения да обслужва текущите си задължения със собствени оборотни средства.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 82% собствен капитал и 18% привлечени средства, в края на 2020 г. е 85% собствен капитал и 15% привлечени средства.

Образуване на цените:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,68 лв./MWh;
3. Пренос – 0,49 лв./MWh;
4. Достъп – 4,15 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 120,32 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45,76
		46,00				48,27		48,80			39,95			
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,00
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	49,94
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	49,94
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	49,94

2. Корекция по въглеродни емисии

--	--	--	--	--

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00

$$H_t = Q_g * (C_{pg} - C_{pl})_t + Q_e * (C_{pe} - C_{pl})_t \pm P_{t-1} = -0,10$$

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 451,97 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 24,51 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 161,04 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 154,74 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 7 078 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 988 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 5 321 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 150 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

27. „Белла България“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-77-1 от 04.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

„Белла България“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 357,93 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 243,23 лв./knm³ и при долна работна калоричност на природния газ – 8 189 kcal/knm³.

Към заявлението за цени е представена **обосновка** на прогнозните ценообразуващи елементи за периода от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., в която е изложено следното:

За новия ценови регулаторен период дружеството предвижда брутното производство на електрическа енергия да възлиза на 7 655 MWh, което е с 5 346 MWh повече спрямо отчетния ценови период или 231,53% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 670 MWh, което е с 6 044 MWh повече от отчетния ценови период или 230,25% увеличение. Произведената топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия се продава на ЕРП.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са увеличени средно с 8,61% спрямо отчетния ценови период 01.07.2020 – 30.06.2021 г.

През първото тримесечие на 2023 г. „Белла България“ АД е планирало да извърши основен ремонт на съоръжението, който се прави на всеки 16 000 работни часа, както и на котел-утилизатора за повишаване ефективността на производство на топлинна енергия. Планираната инвестиция възлиза на 304 хил. лв.

През новия ценови период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. се предвижда увеличение в променливите разходи спрямо отчетния, което основно се дължи на прогнозираното по-голямо производство на съоръжението и свързаните с това по-големи необходими количества за основните суровини, природен газ, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството. Освен това са взети в предвид и промяната на цените на някои основни суровини. Дружеството е представило в табличен вид цените на водата за гр. Ямбол, утвърдени от КЕВР, както и цени на закупената електрическа енергия за производството.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Белла България“ АД е представило справки по Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за 2021 г. от които е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност *загуба* в размер на 1 110 хил. лв. увеличена спрямо предходната година, когато загубата е 685 хил. лв. Общо за 2021 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита *печалба* в размер на 13 097 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година от 23 573 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в справките от ЕССО, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия, се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 2,15%;**
- **Оперативните разходи за регулираната дейност, се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 29,93%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 32% собствен капитал и 68% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 29% собствен капитал и 71% привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 6,18% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,67 лв./MWh;
3. Пренос – 0,69 лв./MWh;
4. Достъп – 3,27 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 119,62 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2					
		46,00				48,27		48,80			39,95			45,76		
		2021/2022														
		Отчетни данни														
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	2 415	2 446	2 461	1 538	1 696	1 690	1 359	1 346	2 096	1 163	1 161	1 160	20 529		
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,17		
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	97,14		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-9,51	-28,38	-57,58	-71,16	-76,16	-91,36	-114,96	-82,22	-136,09	-119,34	-141,84	-117,64	-1 046		
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	97,14		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	97,14		

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00

$$Ht = Qg * (Цпг - Цпl)t + Qe * (Цпе - Цпl)t \pm Pt - 1 = -1\,046,24$$

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Белла България“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 430,46 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 3,00 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 129 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 942 хил. лв. и променливи – 3 077 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 616 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 241 MWh.

28. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-63-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г., преференциална цена на електрическа енергия – 172,33 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 123 лв./knm³, при долна работна калоричност 8 205 kcal/knm³.

Дружеството не е представило част от изисканите с писмото на КЕВР документи, в т. ч. и обосновка на ценообразуващите елементи за прогнозния период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.

На дружеството не е извършен финансов анализ, тъй като не е представило годишен финансов отчет за 2021 г.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,61 лв./MWh;
3. Пренос – 0,67 лв./MWh;
4. Достъп – 2,27 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 118,55 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по природен газ															
		Q3				Q4			Q1			Q2			
		46,00				48,27			48,80			39,95		45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	927	1 068	1 044	1 045	1 069	1 085	1 052	963	1 100	1 100	1 023	1 050	12 526	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	45,74	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	106,35	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-3,65	-12,39	-24,44	-48,35	-48,02	-58,64	-88,99	-58,80	-71,42	-112,90	-125,01	-106,50	-759	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	106,35	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	106,35	

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 515,49 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,03 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 590 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 521 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 380 хил. лв. и променливи – 1 141 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 650 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 700 MWh.

29. „Овердрайв“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Със заявлението, дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 570,46 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 366,09 лв./knp³, при долна работна калоричност 8 190 kcal/knp³.

„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:

Производствена програма – през новия регулаторен период когенерационната инсталация се предвижда да постигне следните производствени показатели:

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 420 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 340 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 1 080 MWh;
- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 650 MWh.

Дружеството посочва, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

Инвестиционна и ремонтна програма – предвиждат се следните ремонтни дейности: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на спирателна и предпазна арматура на вход и изход от когенераторите; подмяна на два пластинчати топлообменника преди колектора; подмяна на две циркулационни помпи; частичен ремонт на тръбните трасета.

Условно-постоянни разходи – дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 862 хил. лв. към 31.12.2021 г. са амортизирани до 258 хил. лв. През 2022 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 49 хил. лв.

Променливи разходи – около 87% от тях се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Дружеството посочва, че цената на природния газ се утвърждава от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД.

Възвръщаемост на капитала – нормата за възвръщаемост на собствения капитал е определена на 7%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Овердрайв“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита *загуба* в размер на 269 хил. лв., увеличена спрямо 2020 г., когато *загубата* е в размер на 195 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2021 г. се увеличават спрямо 2020 г. с 4,66 %;
- Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2021 г., спрямо 2020 г. с 6,38 %.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и че е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 80% собствен капитал и 20% привлечени средства спрямо края на 2020 г. с дял от 84% собствен капитал и 16% привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,78% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,91 лв./MWh;
3. Пренос – 0,7 лв./MWh;
4. Достъп – 4,24 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 121,85 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по природен газ															
		Q1			Q2			Q3			Q4				
		46,00			48,27			48,80			39,95			45,76	
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0,635	4,413	10,890	22,773	14,283	16,632	15,783	11,799	40,412	45,608	28,664	23,166	235	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	44,82	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	150,00	140,00	130,00	119,51	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	-0,05	-0,25	-1,05	-0,64	-0,90	-1,34	-0,72	-2,62	-4,68	-3,19	-2,22	-18	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	121,89	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,41	-22,17	-11,36		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	151,09	135,68	119,98	

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 588,46 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 1 032 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 016 хил. лв., от които условно-постоянни – 278 хил. лв. и променливи – 739 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 379 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 080 MWh.

30. „МБАЛ – Търговище“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило документи на хартиен и електронен носител, съгласно описа към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г., преференциална цена на електрическа енергия – 890,58 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 500 лв./knm³, при долна работна калоричност 8 200 kcal/knm³.

„МБАЛ – Търговище“ АД не е представило подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период, но посочва, че съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на ко-генерационния модул, на всеки 1 250 работни часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. За поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията се спазват всички изисквания на производителя. През изминалия период, освен задължителните ремонтни дейности са били извършени множество аварийни ремонти, без влягане на резервни части, като през това време инсталацията е била в престой, което е видно от намалените работни часове.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„МБАЛ-Търговище“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2021 г. отчита *печалба* в размер на 98 хил. лв. при *загуба* 207 хил. лв. за 2020 г.

- Нетните приходи от продажба на продукцията са намалени през 2021 г., спрямо 2020 г. с 14,29%;

- Общите разходи от оперативната дейност са увеличени през 2021 г., спрямо 2020 г. с 28,60%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 21% собствен капитал и 79% привлечени средства, а в края на 2020 г. е 17% собствен капитал и 83% привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,56% на 4,21% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;

Крайна цена на природен газ – 116,27 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
		Q3				Q4			Q1			Q2		
		46,00				48,27			48,80			39,95		45,76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	36	67	68	24	0	0	14	47	53	53	53	53	468
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	44,75
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,43
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	-0,14	-0,78	-1,59	-1,10	0,00	0,00	-1,22	-2,90	-3,43	-5,42	-6,45	-5,35	-28
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,43
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	105,43
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона													
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00												
$H_t=Q_g*(C_{pr}-C_t)+Q_e*(C_{pe}-C_t)\pm P_t-1$														-28,38

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 525,00 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 362 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 337 хил. лв., от които условно-постоянни – 205 хил. лв. и променливи – 132 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 606 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 248 MWh.

31. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител: модел за образуване на цени (приложения от № 1 до № 9) и документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 124,88 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 446,60 лв./MWh.

Цените са изчислени с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 650,00 лв./knp³, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knp³.

Дружеството е предоставило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи както следва:

Разходи за амортизации – за ценовия период са увеличени на 35 хил. лв. за съоръжения от топлопреносната мрежа, разположени в централата, също с 240 хил. лв. отнесени към стойността на ДА на топлопреносната и разпределителната тръбна мрежа, с дължина 100 000 метра, които ще придобие.

Разходи за ремонт – са прогнозираны в размер на 1 875 хил. лв.

Разходи за заплати и възнаграждения – за прогнозирания ценови период са в размер на 100 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ са 648 хил. лв.

Оборотния капитал е определен като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представените справки по Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за 2021 г. е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност *печалба* в размер на 1 127 хил. лв. Общо за 2021 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита *печалба* в размер на 1 127 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и възможността да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 56% собствен капитал и 44% привлечени средства.

Образуване на цените:

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45,76
		46,00				48,27		48,80			39,95			
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	2 819	3 335	2 536	3 096	3 909	4 061	0	0	19 755
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,82
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	116,73
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-126,61	-180,31	-214,55	-189,09	-253,84	-416,77	0,00	0,00	-1 381
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	116,73
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	116,73

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00

$$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_t) + Q_e * (C_{pe} - C_{pt}) \pm P_t - 1$$

=

-1 381,17

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 452,50 лв./MWh;
 2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 25,04 лв./MWh;
 3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 203,66 лв./MWh;
 4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 8 273 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 8 173 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 333 хил. лв. и променливи – 3 840 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 207 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,52%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 195 MWh
- Количество топлинна енергия с гореща вода – 10 187 MWh.

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-75-1 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 358,30 лв./MWh (без ДДС), която е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1447,51 лв./ knm^3 , при долна работна калоричност 8 222 kcal/ knm^3 .

УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството притежава газов когенерационен модул с обща инсталирана електрическа мощност 0,15 MW и топлинна мощност 0,202 MW. Режимът на работа е непрекъснат 24 h. Разходът на природен газ по данни на производителя е 41,5 nm^3/h при максимална мощност.

Цената на природния газ в съответствие с Приложение № 2 средно претеглена до м. 06. 2022 г. е 1477,51 лв. без ДДС за 1000 nm^3 или 137,21 лв./MWh без ДДС.

Дружеството е приложило копие на договор с „Овергаз Мрежи“ АД и ценова листа от 1 март 2022 г. за клиентите на газовото дружество. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД посочва, че според заявката за 2022 г. попада в клиенти с равномерно потребление до 4 226 MWh/година.

Съгласно извлечение от инвентарната книга стойността на газов когенерационен модул е 744 792,67 лв. с ДДС, подобрение топлопровод – 32 400 лв., ултразвуков генератор – 2 300 лв., Двигател „Либхер“ 926G-82680, бойлери 3 бр. по 7 012,87 = 21 038,61. Общо 883 211,28 лв. Посочва се, че не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвиждани ремонти и инвестиции – подмяна на 2 бр. бойлери по 7012,87 = 14025,74 лв. Когенераторът е аварирал м. декември 2018 г. и не е работил през отчетния период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. и 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. Пуснат е в редовна експлоатация през м.07.2021 г. Дружеството посочва, че за базова година следва да се счита 2021 г.

Газовият когенерационен модул е обслужван от персонал – 4 работника, брутна месечна заплата – 710 лв. или за 1 година 34 000 лв. Социалните и здравни осигуровки за сметка на работодателя са в размер на 6 000 лв. за 1 година.

Материали за текуща поддръжка

- Смяна на масло – на 1 500 часа x 70 л. x 6 лв./л. без ДДС. 5 пъти годишно – 350 литра x 6 лв. = 2 100 лв.

- Разход на масло по 0,04 литра/моточас – 300 литра x 6 лв. = 1800 лв.

- Подмяна на свещи 6 бр. – 2 пъти годишно /на 3000 моточаса/ по 2 796 лв = 5 592 лв без ДДС ,

- Подмяна на ремъци , филтри и др. – 1000 лв. годишно.

Общо материали за текуща поддръжка и ремонт 10 500 лв./год. без ДДС.

Външни услуги, данъци такси и др. разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – общо 20 000 лв. без ДДС за 1 година.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,150 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

Съгласно представените справки по Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за 2021 г. е видно, че дружеството реализира от регулираната дейност *загуба* в размер на 135 хил. лв. увеличена спрямо предходната година, когато загубата е 22 хил. лв. Общо за 2021 г. от цялостната дейност за регулирана и нерегулирана дейност дружеството отчита *печалба* в размер на 7 707 хил. лв. при отчетена *печалба* за 2020 г. в размер на 5 666 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че дружеството не е в състояние да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен капитал, както и че не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 19% собствен капитал и 81% привлечени средства, спрямо в края на 2020 г., която показва, че е изцяло с привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,66 лв./MWh;
3. Пренос – 0,69 лв./MWh;
4. Достъп – 4,06 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 120,41 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ														
		Q3				Q4		Q1			Q2			
		46,00				48,27		48,80			39,95			45,76
		2021/2022												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	54	229	203	273	310	372	293	265	179	270	280	272	3 000
Цена на пр. газ, Цпр	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	45,75
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	111,21
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0,21	-2,65	-4,74	-12,63	-13,93	-20,12	-24,81	-16,17	-11,65	-27,70	-34,16	-27,56	-196
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	111,21
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	111,21
2. Корекция по въглеродни емисии														
Количество, Qe	тона													
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00												
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	75,00												
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00												
$H_t=Qg*(Ц_{пр}-Ц_{бг})_t+Qe*(Ц_{пе}-Ц_{ц})_t-P_{t-1}$														-196,34

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 427,61 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 742 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 733 хил. лв., от които условно-постоянни – 287 хил. лв. и променливи – 446 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 194 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 062 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-79-2 от 01.04.2022 г. за утвърждаване на пределна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара, считано от 01.07.2022 г. в размер на 318,57 лв./MWh, без ДДС. Към заявлението са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението, като не е представено следното: одитиран годишен финансов отчет за 2021 г., отчетни справки за 2021 г. по прилагането на ЕССО, договори за доставка на природен газ, договори за покупко-продажба на електрическа енергия за прогнознния период, както и други разходно-оправдателни документи.

Предложената за утвърждаване пределна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1800,00 лв./ knm^3 и при долна работна калоричност 8 300 kcal/ knm^3 .

„Коген Загоре“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Дружеството притежава лицензия за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез централа с инсталирана електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента в експлоатация е промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ata (1,3 MPa). Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД, която работи при едносменен режим 5 дни в седмицата, което определя времето на работата на промишления парен котел, натоварването му и количеството на топлинната енергия за продажба.

Производствената програма е подчинена на производствените и отоплителните нужди на консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД. Производствената програма на котелната инсталация за прогнознния период, е както следва:

- Производство на топлинна енергия (суха наситена пара) – 477 MWh;
- Пара за собствени нужди – 4 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 473 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2022 г. – 2023 г.

През периода 2022 г. – 2023 г. дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Включване на нов консуматор на топлинна енергия към „Коген Загоре“ ЕООД не се предвижда поне до 2023 г.

Ремонтната програма включва текущ ремонт и поддържане на съоръженията и агрегатите в котелната инсталация. Текущото поддържане ще се извършва от собствен ремонтен персонал. Специфични ремонтни работи ще се извършват от наети контрактори.

Условно-постоянни разходи (УПР)

Дълготрайните материални активи на котелната инсталация са записани в общата книга на активите на „Коген Загоре“ ЕООД. В частта за котелната инсталация са отнесени котелът и спомагателното оборудване, както и минимална припадаща се част от газовата, ВиК и електро структура на площадката.

Отчетените разходи за амортизация на „Коген Загоре“ ЕООД за 2021 г. са в размер на 162 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 1 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 1 хил. лв., като са изчислени с

годишната амортизационна норма препоръчана от КЕВР в указанията за образуване на цените. Дружеството прилага линеен метод на амортизация.

Прогнозните условно постоянни разходи за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2021 г. на „Коген Загоре“ ЕООД и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 30 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие на указанията на КЕВР. Разходите за външни услуги отчетени за 2021 г. са в размер на 45 хил. лв., в това число:

1. Съобщителни услуги 19 хил. лв.;
2. Данъци и такси 5 хил. лв.;
3. Охрана 1 хил. лв.;

Променливи разходи

Преимуществена част от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво са оценени при настоящата цена на природния газ – 110,28 лв./MWh.

Разходът на газ е оценен, при брутен КПД на котела 88%. През 2021 г. и 2022 г. „Коген Загоре“ ЕООД периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 2 часа всяка когенерационна инсталация с цел профилактика в инсталациите за комбинирано производство поради продължителен престой, съгласно изискванията на фирмата производител.

Възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%, по указанията на КЕВР.

Котелната инсталация не е натоварена с разходи по договори за кредити.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 5,868 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Коген Загоре“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2021 г. отчита нетна **загуба** в размер на 324 хил. лв. при отчетена **загуба** за предходната година от 334 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 326,66%;

- Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 12,41%.

Съотношението собствен капитал и дълготрайни активи за текущата година е отрицателна величина и в тази връзка може да се направи извода, че дружеството не разполага със собствени средства за придобиване на нови нетекущи активи.

Коефициентът на обща ликвидност за 2021 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) е 0,01, което е индикатор, че дружеството не разполага със свободни оборотни средства за обслужване на текущите си задължения.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата финансова година е отрицателна величина. Тази стойност определя невъзможността на дружеството да покрива със собствен ресурс, както краткосрочните така и дългосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството през 2021 г. е влошена в резултат на отчетения отрицателен финансов резултат и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,00% на 5,37% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия

подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 115,73 лв./MWh;
3. ГРД – 30,43 лв./MWh;
4. Пренос – 0,69 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 146,85 лв./MWh

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45,76	
		46,00				48,27		48,80			39,95				
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	78	1	111	93	104	28	30	480	11	20	30	40	1 027	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	47,39	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	101,73	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-0,31	-0,01	-2,60	-4,32	-4,67	-1,54	-2,53	-29,33	-0,71	-2,05	-3,67	-4,06	-56	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	101,73	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	101,73	

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цц	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00

$$Ht = Qg^* (Цпр - Цц)t + Qe^* (Цпе - Цц)t \pm Pt - 1 = -55,79$$

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Коген Загоре“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 457,06 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 160 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 153 хил. лв., от които условно-постоянни – 87 хил. лв. и променливи – 66 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 134 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 350 MWh.

34. „Оранжеви Петров дол“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2022 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2022 г. преференциална цена на електрическа енергия – 399,08 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1261,67 лв./knm³ и при долна работна калоричност 8 173 kcal/knm³.

„Оранжеви Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

Производствена програма

Производствената програма е разработена при следните изходни параметри:

- | | |
|--|-----------------|
| - начална дата на ценови период | - 01/07/2022 г. |
| - номинална инсталирана електрическа мощност | - 2 000 kW |
| - номинална инсталирана топлинна мощност | - 1 977 KW |
| - собствена консумация в работен режим | - 100 kWh |

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност от септември до май от ценовия период за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжеви Петров дол“ ООД. Като приложение е представена производствена програма за прогнозния период.

Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в Регулаторната база на активите при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2022 г., е в размер на 320 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 1072 хил. лв. – активи, в т. ч.: 751 хил. лв. разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.; 321 хил. лв., оборотен капитал. АМ = 752 хил. лв. – амортизация за периода на използване

Амортизационна програма

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета прогнозната балансова (остатъчна) стойност на активите на дружеството.

Ремонтна програма

Разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторния модул, при цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа – 19,7 €/час.

Променливите разходи са както следва:

- разходи за природен газ, при цена на природния газ от 1261,67 лв./knm³;

- разход за ел.енергия - 96 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 62 хил. лв.*

Условно – постоянни разходи

През новия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложили следните прогнозни условно – постоянни разходи:

- разходи за амортизации - 270 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно ремонтната програма) - 432 хил. лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) - 342 хил. лв.
- разходи за осигурителни вноски - 63 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ - 457 хил. лв.,

в т. ч.:

- Материали за текущо поддържане - 399 хил. лв.
- Застраховки - 16 хил. лв.
- Данъци и такси - 2 хил. лв.
- Други, описани в Справка № 1 - 40 хил. лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозният период 01.07.2022 – 30.06.2023 г. е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2020 г. на база погасителните планове, формирана от:

- Договор за финансов кредит Прокредит 6/056 - 100,00 хил. лв.
- Договор за финансов кредит Прокредит 4/056 - 100,00 хил. лв.
- Договор за финансов кредит Прокредит 1/056 - 1 190,00 хил. лв.
- Собствен капитал - 47 хил. лв.

Дружеството е изчислило, съгласно Справка № 3, норма на възвръщаемост в размер на 3,39% към 31.12.2021 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„Оранжеви Петров дол“ ООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2021 г. отчита *печалба* в размер на 565 хил. лв., увеличена спрямо предходната 2020 г., когато *печалбата* е в размер на 79 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за приходите и разходите за 2021 г. е видно, че общите приходи са 3 631 хил. лв. в т. ч. нетни приходи от продажба на продукция 2 888 хил. лв., други приходи 721 хил. лв. и 22 хил. лв. от увеличение на запасите от незавършено производство. Общите разходи за оперативната дейност са 2 986 хил. лв. и разходи за лихви и други финансови разходи са 67 хил. лв. или общите разходи са 3 053 хил. лв.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но разполага със свободни оборотни парични средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Финансовата структура на дружеството и в края на 2021 г., както и в края на 2020 г. остава влошена, и показва, че дружеството осъществява дейността си с привлечени средства.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 3,39% на 5,30% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и

индивидуалното потребление по месечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,46 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $0,69 + 1,99 = 2,68$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 120,14 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		Q3				Q4		Q1			Q2			45,76	
		46,00				48,27		48,80			39,95				
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06		Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	1 263	3 509	3 237	3 462	2 734	2 940	3 541	3 406	672	0	24 763	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	46,98	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	111,47	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	-29,54	-162,38	-145,41	-187,13	-231,30	-179,58	-229,89	-349,58	-82,13	0,00	-1 597	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	111,47	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	111,47	

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	75,00
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00

$$Ht = Qg * (Ц_{пг} - Ц_{п}) + Qe * (Ц_{пе} - Ц_{п}) \pm Pt - 1 = -1\,596,93$$

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 437,70 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 10,24 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 6 486 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 443 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 669 хил. лв. и променливи – 3 774 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 797 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,30%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh.

35. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 31.03.2022 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 8 (отчетни справки за 2021 г. по ЕССО) и т. I.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 359,71 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 33,48 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 30,86 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата(без ДДС):

- цена на въглища – 75,25 лв./t при калоричност 1 600 kcal/kg;
- цена на мазут – 1500,00 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ-Бобов дол“ АД изпълнява дейността по лицензия за производство на електрическа и топлинна енергия чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно. За определяне на прогнозната информация за базисна година е избрана 2021 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2021 г. с около 10% колкото е признатата инфлация на база 12 месеца, с изключение на разходи за горива в които има по голямо увеличение.

Производствена програма: дружеството предвижда производство на топлинна и електрическа енергия за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара – дружеството планира отпусната от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 324 120 MWh с гореща вода и 262 800 MWh с водна пара. Посочва се, че тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по преноса.

Производство на електрическа енергия

Цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведена от енергийния блок, който работи в топлофикационен режим, е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство. Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блока в топлофикационен режим е 1 340 000 MWh бруто, като в това число и 219 000 MWh високоефективни произведени съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди: процентното отношение на ел. енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,13%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че

забавянето на подмяна на нагревни повърхности води до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството предвижда ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 9 139 хил. лв.

Инвестиционна програма – дружеството заявява, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период „ТЕЦ – Бобов дол“ АД планира да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум се включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 5 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2021 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 152 441 хил. лв. „ТЕЦ – Бобов дол“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Оборотен капитал – за ценови период 01.07.2021-30.06.2022 г. оборотният капитал за производство е в размер на 45 151 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2021 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,25 %, а изчислената обща НВ е 7,65%.

Условно – постоянни разходи: условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 10,0%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите които са пресметнати на база линейния метод.

Разходи за амортизации – съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ – Бобов дол“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. разходите за амортизации са 10 187 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки – за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. необходимите разходи са 16 188 хил. лв. – разходи за заплати и 4 630 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият както е в края на 2021 г. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в РБългария.

Разходи пряко свързани с дейността по лицензиите – всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрение на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложили според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи – в променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване – мазут, разходи за закупени CO₂ квоти, разходи за балансираща електроенергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво за периода 01.07.2022 – 30.06.2023г.

Дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в „ТЕЦ – Бобов дол“ АД да се състои от въглища – доставяни от „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв./т. усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 150,0 лв./т.

Гориво за разпалване (мазут) – разходите за мазут са изчислени по цена 1 500,00 лева/т.

Разходи за консумативи – за новия ценови период възлизат на 6 447 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии;

Квоти за емисии на парникови газове – производственият процес е свързан с изгарянето на въглищата, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради изгаряните въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ПГ от ИАОС към МОСВ в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад /в приложение/ за 2021 г., EF за въглища от 84,900485 t.CO₂/TJ и фактор на окисление от 95,04786% и за мазут EF 77,40 t.CO₂/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид което се очаква да емитира топлофикационния блок на централата е изчислено на 780 985 t.CO₂. Безплатни разрешителни по чл. 10а и чл. 10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване за прогнозния период – на база планираните количества въглища и мазут необходими за изпълнение на производствената програма, при цена 88,83 евро/t.CO₂ валидна към края на отчетната година.

С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 05.05.2022 г. дружеството е представило допълнително информация, във връзка с подаденото заявление за цени за периода 01.07.2022 г. 30.06.2023 г. Дружеството посочва, че за прецизиране на цените на суровините, формиращи в периода на планиране на „ТЕЦ – Бобов дол“ АД, същите отразяват влошената обстановка в света по достоверно. В заявлението е допусната техническа грешка и следва да се чете въглища на цена от 207,63 лв./т. съгласно представен анекс с „Тибиел“ АД и биомаса на цена от 342,50 лв./т. – цена определена средноаритметично на база на предоставените анекси с „Тибиел“ АД и договор за доставка с „Хийт Енерджи“ ЕООД.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 210,00 MW.

Анализ на общото финансово състояние за 2021 г.

„ТЕЦ-Бобов дол“ АД, съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2021 г. отчита нетна *печалба* в размер на 6 914 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е 1 721 хил. лв.

От анализа на данните съдържащи се в Отчета за дохода могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 48,43%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност без балансовата стойност на продадените активи също се увеличават през 2021 г. спрямо 2020 г. с 8,40%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2021 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, както и възможността да обезпечи обслужването на задълженията си със

собствен финансов ресурс.

Финансовата структура на дружеството в края на 2021 г. е 52% собствен капитал и 48% привлечени средства спрямо края на 2020 г. с дял от 78% собствен капитал и 22% привлечени средства.

Образуване на цените:

В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 135 686 хил. лв. на 139 458 хил. лв. или с 3 772 хил. лв., като необходимите на дружеството количества през новия ценови период в размер на 780 985 t. са умножени по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 91,30 €/t, съгласно т. 13 от общия подход. Към тези разходи е добавен недовзетият приход по CO₂ квоти в размер на 29 791,27 хил. лв., което прави общо разходи за CO₂ квоти в размер на 169 250 хил. лв., отразени в Справка № 1.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2021 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Показател	Дименсия	Вид гориво			Общо
		въглища	ВЕИ	мазут	
1. Емисионен фактор	t.CO ₂ /TJ	84,9005	0	77,40	
2. Долна топлина на изгаряне	kcal/kg				
3. Долна топлина на изгаряне	GJ/t.	6,9525	0,0000	40,00	
4. Коефициент на окисление	-	0,950479	1	1	
5. Количество гориво	t.	1 358 375	0	6 100	
6. Количество емисии CO ₂	t.	762 099,5	0	18 885,6	780 985

Прогнозни емисии CO₂ – 780 985 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 91,30 €/t. (178,57 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 178,57 лв./t. X 780 985 t. = 139 458 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 6 100 t. мазут и 1 358 375 t. въглища.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,65% на 4,26% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	752 943
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	71,23
надзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	-29 791,27

„ТЕЦ – Бобов дол“ АД е представило становище с вх. № Е-14-33-1 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Посочва се, че в Справка № 1 „Разходи“ са извършени корекции на разходите за балансиране, като считат, че включването на този разход заменя разхода за суровини за производство, поради факта че изпълнението на производствената програма (графиците) е функция от тези два разхода и е задължително по правила и закони в производството на електрическа енергия. Цените на борсата са в границите на 211 лв./MWh за 2021 г. и 392 лв./MWh за 2022 г. (1-во четиримесечие).

2. Възражава срещу извършената корекция на нормата на възвръщаемост на капитала, която е намалена от 7,65% на 4,17% и посочва, че привлечените средства на дружеството са на база публична емисия на облигации, договори за лизинг с водещи компании и банкови заеми. Равнището на лихвените нива и конспекта за публичното предлагане са одобрени от КФН и са регистрирани емисии в ЦД със съответните кодове. Дружеството посочва, че са представили подробна информация за всеки договор и с оглед на обоснована информация, прилагането на общ подход е неправилно. Към становището, дружеството е приложило договори и протокол от ОСО за двете емисии облигации. „ТЕЦ – Бобов дол“ АД счита, че непризнаването на лихвените нива ще увреди неоснователно финансовото състояние на дружеството. Също така, непризнаването на разходите за ФСЕС, което е вменено от закона, допълнително намалява нормата на възвръщаемост на дружеството. Дружеството предлага на Комисията да бъде възстановена нормата на възвръщаемост на привлечения капитал и да бъде преизчислено в цените на дружеството. Посоча се, че корекцията по отношение на процента е в размер на 4 146 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за балансиране за електрическа енергия не се приема. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

2. Възражението на дружеството по отношение корекцията в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ не се приема. Съгласно справка № 3, нормата на възвръщаемост на капитала е в размер на 4,26%. Комисията е изложила подробно и мотивирано начинът за определяне на нормата на възвръщаемост в т. 3 от общия подход.

Съгласно формулата по чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е регламентирано изрично изискване за съответствие ѝ с пазарната норма. В същия смисъл, според т. 41 от Указания-НВ, Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В тази връзка, преценката на КЕВР е за съответствие на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал с пазарната норма, като Комисията няма задължение да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, би било в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаване на цените КЕВР следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка, за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ-Бобов дол“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 512,51 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,05 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 39,63 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 38,24 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 613 553 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 605 818 хил. лв., от които условно-постоянни – 45 032 хил. лв. и променливи – 560 787 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 181 744 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,26%
 - Електрическа енергия – 1 164 000 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh.
 - от нискоефективно производство – 945 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh.

36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-71-1004 от 18.05.2022 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 220,23 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 400,43 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 500,00 лв./knm³, без ДДС.

Дружеството не е представило част от изисканите с писмото на КЕВР документи, в т. ч. и обосновка на ценообразуващите елементи за прогнознния период.

Образуване на цените:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 5,60% на 4,67% в съответствие с глава втора, раздел III, от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2022 – 2023 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,48 лв./MWh;
3. Пренос – 0,7 лв./MWh;
4. Достъп – 5,95 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 124,13 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ															
		Q3				Q4				Q1			Q2		
		46,00				48,27				48,80			39,95		45,76
		2021/2022													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	0	0	0	0	0	0	0	193	704	38	0	0	936	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	46,00	46,00	46,00	48,27	48,27	48,27	48,80	48,80	48,80	39,95	39,95	39,95	48,44	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,12	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-11,78	-45,74	-3,92	0,00	0,00	-61,45	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,12	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	49,94	57,60	69,40	94,54	93,19	102,33	133,41	109,88	113,73	142,59	162,17	141,36	114,12	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Количество, Qe	тона														
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	51,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	71,23													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	0,00													
Ht=Qg*(Цпг-Цп)t+Qe*(Цпе-Цп)t±Pt-1													=	-61,45	

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило писмо с вх. № Е-14-71-1004 от 02.06.2022 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството заявява, че във връзка с променени заявки от клиентите на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, с които се намаляват заявените количества топлинна енергия за периода 01.07.2022 г. 30.06.2023 г., поради промяна на производствените им схеми, обосновани с покачващите се цени на енергоносителите, оттам и на топлинната енергия и високия им дял в себестойността на произвежданите от тях оранжерийни зеленчуци, „Топлофикация Петрич“ ЕАД е принудена да промени прогнозните количества производство на топлина и електрическа енергия, както следва:

1. Електрическа енергия от ВЕКП: общо 33 000 MWh, в т.ч.:

- Електрическа енергия за продажба: 30 000 MWh;
- Електрическа енергия за СН: 3 000 MWh.

2. Топлинна енергия от ВЕКП и ВК: общо 4 100 MWh

- Продажба на топлинна енергия от ВЕКП и ВК: общо 3 700 MWh;
- Топлинна енергия за СН и загуби в мрежата: 400 000 MWh.

Във връзка с направените изменения на прогнозните количества на топлина и електрическа енергия, дружеството предлага да бъде утвърдена преференциална цена на електрическата енергия от 01.07.2022 г. в размер на 543,38 лв.

Към писмото са приложени ценообразуващи справки: № 1, № 4 и № 5.

След преглед на постъпилото предложение от „Топлофикация Петрич“ ЕАД за промяна на прогнозните количества на топлина и електрическа енергия за новия ценови период от 01.07.2022 г., Комисията приема така обоснованото предложение и същото е отразено при ценообразуването.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 437,84 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 10,38 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 128,84 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 22 798 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 21 869 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 438 хил. лв. и променливи – 16 430 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 19 898 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,67%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 75 000 MWh.

След проведеното обществено обсъждане на 07.06.2022 г., с писмо с вх. № Е-04-04-1008 от 07.06.2022 г. проф. д-р Диана Ковачева - Омбудсман на Република България е представила следното становище:

Омбудсманът възразява срещу повишението на цените на топлинната енергия, считано от 01.07.2022 г., като изказва несъгласие с предложените за обществено обсъждане цени. Излага аргументи за неприемливост на цените спрямо доходите на потребителите и задължението на същите да заплащат топлинна енергия и за сградна инсталация. Смята за недостатъчно аргументирани и поради това за неприемливи предложените цените на топлинната енергия, както следва: за гр. София – с 38,93%, за гр. Пловдив – с 23,36%, за Плевен – с 48,40%, за Бургас – с 45,52%, за Варна – с 30,66%, за Враца – с 35,67%, за Велико Търново – с 45,57%, за Разград – с 51,48%, за Русе – с 32,80%, за Перник – с 47,38%, за Сливен – с 39,55%, и за Габрово – с 30,77%.

Обръща внимание, че за пореден път регулаторът не анализира ползите и недостатъците на прилагания през последните 10 години метод за регулиране на цените в сектор „Топлоенергетика“, а именно „норма на възвръщаемост на капитала“. Според Омбудсмана, прилаганият метод не е достатъчно чувствителен към качеството на предоставяните топлоснабдителни услуги за гражданите. Смята, че е в интерес на обективната регулаторна

политика да се анализират ползите и недостатъците на този метод и необходимостта от евентуална промяна.

Омбудсманът намира за основателни изразените от дружествата съмнения в достоверността на прогнозите на КЕВР за цените на природния газ за предстоящия 12-месечен период от 01.07.2022 г. Посочва, че Докладът визира договора на „Булгаргаз“ ЕАД с ООО „Газпром Експорт“, който твърди, че не се изпълнява от 27 април, а в средата на новия ценови период – на 31.12.2022 г., изтича, като нов няма да се подпише. В тази връзка, смята прогнозите на КЕВР за неправилни, като счита, че следва да бъдат отчетени икономическите реалности.

Предвид обективните трудности при прогнозиране на стойността на разходите за природен газ, като основен ценообразуващ фактор в сектор „Топлоснабдяване“, предлага КЕВР да преразгледа НРЦТЕ относно условията за изменение на цените в рамките на един регулаторен период. В подкрепа на това предложение сочи факта, че в прогнозните разходи на топлофикационните дружества за природен газ не са взети предвид бъдещите компенсаци, анонсирани от представители на изпълнителната власт, както и намеренията за въвеждане на нулев акциз за природния газ. Разходите за акциза представляват значителни суми. Дава пример, че само за „Топлофикация София“ ЕАД е в размер на 12,783 млн. лв. Към датата на окончателното ценово решение, Омбудсманът очаква всички новоприети компенсаторни инструменти своевременно да бъдат отчетени от КЕВР в цените на топлинната енергия за крайните потребители.

Според Омбудсмана, от Доклада не става ясно какъв е ефектът от рекордно високите борсови цени на електрическата енергия през 2021 г. върху приходите на топлофикационните дружества, които произвеждат електрическа енергия по високоефективен комбиниран начин. В тази връзка счита, че крайните цени на топлинната енергия за клиентите следва да бъдат калкулирани с евентуално надвзетия от дружествата приход от продажбите на електрическа енергия на свободния пазар.

Омбудсманът посочва, че друг ценообразуващ фактор, който има съществена роля при формирането на цените за потребителите, са разходите на топлофикационните дружества за закупуване на квоти за въглеродни емисии. Според Омбудсмана, при условията на НРЦТЕ енергийните дружества не са мотивирани да търсят възможности за закупуване на квоти по най-изгодни цени, тъй като в края на едногодишния период фактурите им за емисиите ще бъдат осребрени от регулатора. В тази връзка, счита, че е важно да се изясни дали топлофикационните дружества са положили усилия да минимизират разходите си за въглеродни квоти и какви са възможностите за това в бъдеще. Според становището, подходът за определяне на прогнозната цена на въглеродните емисии чрез симулация, в диапазона от 80,0 до 99,0 €/t, е неубедителен, вследствие на което в ценовия модел е заложена цена на квотите в размер на 91,30 €/t. В тази връзка се посочва, че при преглед на статистическите данни за цените на въглеродните емисии в ЕС, тази стойност е установена близо до историческия максимум през м. февруари 2022 г. и превишава стойностите през по-голямата част от търговията през годината.

След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България Комисията счита:

По отношение на възражението срещу повишението на цените на топлинната енергия, считано от 01.07.2022 г. и изразеното несъгласие с предложените за утвърждаване цени за гр. София, гр. Пловдив, гр. Плевен, гр. Бургас, гр. Варна, гр. Враца, гр. Велико Търново, гр. Разград, гр. Русе, гр. Перник, гр. Сливен и гр. Габрово следва да се има предвид, че конкретни мотиви относно анализа на ценообразуващите елементи са изложени по-горе в разделите за съответните дружества.

По отношение на предложението КЕВР да предприеме действия за изменение на НРЦТЕ относно условията за изменение на цените в рамките на един регулаторен период, Комисията счита, че същото не е относимо към настоящото административно производство за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

По отношение на прилагания метод на регулиране на цените в сектор „Топлоенергетика“ „норма на възвръщаемост на капитала“ с настояване КЕВР да анализира ползите и недостатъците на този метод и необходимостта от евентуална промяна, следва да се отбележи, че искането за промяна на метода на регулиране не може да бъде извършено в рамките на настоящото административно производство.

По отношение на определените прогнозни цени на природния газ за предстоящия

12-месечен период от 01.07.2022 г., подробни съображения са изложени в мотивите по-горе в т. 11 от общия подход.

По отношение на твърдението, че топлофикационните дружества не са мотивирани да търсят възможности за закупуване на CO₂ квоти по най-изгодни цени, следва да се има предвид, че CO₂ квотите са специфичен борсов продукт, който се търгува на Европейската енергийна борса и цените се влияят силно от различни фактори. За целите на изчисленията в ценовите модели, Комисията приема средна отчетна борсова цена на CO₂ квоти за определен период, като по този начин се гарантира прилагане на една и съща отчетна цена за всички топлофикационни дружества, независимо от това, на каква цена и стойност са закупените количества от дружествата. Подробни съображения за изчислената от КЕВР средна отчетна борсова цена на CO₂ квоти са изложени в мотивите по-горе в т. 13 от общия подход.

На проведено на 07.06.;2022 г. обществено обсъждане, г-жа Мая Манолова, представител на Гражданска платформа „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“, изразява следното становище:

Възражава срещу предложеното увеличение на цените на топлинната енергия, средно за топлофикациите с 39,26%. В тази връзка посочва, че в условията на икономическа, социална и ценова криза за клиентите ще бъде невъзможно да плащат сметките за парно, като това ще доведе или до това, че топлофикациите ще продължат да не си събират вземанията, или клиентите ще направят всичко възможно да сменят парното с друго отопление, което във всички случаи ще отрази негативно върху финансовото състояние на топлофикационните дружества. Г-жа Манолова посочва, че в Доклада не е направен регулаторен преглед на дейността на топлофикационните дружества за предходния отчетен период от 01.06.2021 г. до 30.06.2022 г. В тази връзка, сочи, че видно справка на данните на Софийската стокова борса дори топлофикации, които през 2020 г. са били на печалба, например тази в гр. Русе – с печалба от 5 320 000 лв. е приключила 2021 г. със загуба от 37 000 000 лв. Резултатите за първото тримесечие на топлофикациите (за които има данни) са катастрофални. Загубата в гр. Русе е над 7 000 000 лв., топлофикацията в Плевен е 24 000 000 лв., във Враца е 2 000 000 лв., в Бургас е 5 000 000 лв. Очаква в решението да има пълен регулационен преглед за дейността на всяко едно от топлофикационните дружества, като освен това настоява в решението да има и данни, относно, приходите, които всяка от топлофикациите е получила за високите борсови цени на електрическата енергия от август 2021 г. Поставя въпрос относно компенсациите, които държавата е дала на топлофикациите за разликата в цените на природния газ и в цените на електрическата енергия – вече в качеството им на стопански потребители. Изразява съмнение, по отношение на цената на природния газ, която е заложена в изчисленията, тъй като е използвана формула, по която се определя цената на природния газ, купуван от „Газпром“, въпреки, че правителството, макар договърът да не е прекратен, няма намерение да получава газ от Газпром.

По становището на Гражданска платформа „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“, Комисията счита:

По отношение на възражението срещу повишението на цените на топлинната енергия, считано от 01.07.2022 г. и изразеното несъгласие с предложените за утвърждаване цени за следва да се има предвид, че конкретни мотиви относно анализа на ценообразуващите елементи за всяко от дружество са изложени по-горе в разделите.

Регулаторен преглед на дейността на топлофикационните дружества е извършен и е представен в мотивите по-горе.

По отношение на определените прогнозни цени на природния газ за предстоящия 12-месечен период от 01.07.2022 г., подробни съображения са изложени в мотивите по-горе в т. 11 от общия подход. Компенсациите, във връзка с цената на природния газ, отпуснати с решения на Министерския съвет, са отчетени при ценообразуването за дружества, чието основно гориво е природния газ.

С писмо с вх. № Е-12-00-1248 от 17.06.2022 г. инж. Ясен Цветанов е представил следното становище:

Изразява несъгласие с начина на работа на „Топлофикация София“ ЕАД, състоящ се в централизирано изгаряне на горива, при което се произвеждат топлинна и електрическа енергии, който начин, според него е остарял, притежава множество недостатъци, скъп е, мръсен, неефективен, не отговаря нито на екологичните изисквания, нито на съвременните нива на

ефективност на техниката и технологиите, и няма никакво бъдеще. Според изчисление, направено от инж. Цветанов, въз основа на заложените параметри за планираната продажба на количества топлинна и електрическа енергии за следващия регулаторен период 01.07.2022 – 30.06.2023 г., при предложените цени от КЕВР, загубите за „Топлофикация София“ ЕАД ще бъдат над 500 млн. лв. Изразява становище, че топлинните загуби и разходи за квоти не могат да бъдат приети за икономически обосновани разходи, тъй като те могат да бъдат избегнати на 100%, ако „Топлофикация София“ ЕАД работи по друг, значително по-ефективен, по-екологичен, широко разпространен и доказан с десетилетия начин. В тази връзка, излага доводи, че КЕВР компенсира разходи на топлофикационните дружества без значение дали те са икономически обосновани или не, което противоречи на нормативната уредба. В тази връзка, посочва, че ако се използва технология за локално получаване на същата топлинна енергия, нейната себестойност ще бъде по-ниска от текущата. На следващо място, в становището се изразява несъгласие с работата на КЕВР по отношение на защита на интересите на потребителите и на енергийните предприятия. Излагат се съображения за дейността на „Топлофикация София“ ЕАД, постигнатите финансови резултати на дружество, неговото управление. Инж. Цветанов посочва, че е необходимо да се разгледат алтернативни начини на работа на ТЕЦ-овете – газификацията, използването на термопомпи и слънчевата енергия. В становището се поставят въпроси, свързани с за продажбата на топлинна енергия въз основа на писмени договори.

След преглед на становището Комисията счита:

Въпросите, касаещи начина на работа на „Топлофикация София“ ЕАД и предложенията за промяната в технология за производство на енергия, както и регламентирането на договорните отношения по продажбата на топлинна енергия с клиентите на дружеството, са неотносими към предмета на административното производство по утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г. По отношение на разходите за въглеродни емисии следва да се посочи, че същите са икономически обоснован разход. Подробни съображения за начина на определяне на тези разходи, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, са изложени в мотивите на общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД.

С писмо с вх. № Е-110-00-1 от 16.06.2022 г. е постъпило становище от инж. Огнян Винаров, пълномощник на Българска търговско-промишлена палата и „Граждански контрол“, в което са доразвиват съображенията, изложени на проведеното обществено обсъждане. Поставя се въпрос как се отразява доставеният втечен природен газ от САЩ по отношение на прогнозната цена на природния газ, която е използвана при изчисляването на цените на топлоенергията и електроенергията. Направени са предложения прогнозната цена на природния газ да се определя на тримесечия, а не за една година. Да се въведат индивидуални договори за топлоснабдяване за всичките потребители, каквито се посочва, че сключва „Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, както и да се внедрят интелигентните измервателни системи и уреди за дистанционно ежесмесечно отчитане на разходите на топлинна и електрическа енергия, което да е за сметка на „Топлофикация София“ ЕАД.

След преглед на становището Комисията счита:

По отношение на определените прогнозни цени на природния газ за предстоящия 12-месечен период от 01.07.2022 г., подробни съображения са изложени в мотивите по-горе в т. 11 от общия подход. Предложението прогнозната цена на природния газ да се определя на тримесечия, а не за една година, изисква изменение на нормативната уредба, поради което е неотносимо към настоящото административно производство за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г. Въпросите, касаещи регламентирането на договорните отношения по продажбата на топлинна енергия с клиенти на дружествата, както и внедряването на интелигентни измервателни системи и уреди за дистанционно ежесмесечно отчитане на разходите на топлинна и електрическа енергия са неотносими към предмета на настоящото административно производство.

На проведеното обществено обсъждане на 07.06.2022 г. е изразено становище от г-жа Мадлен Кирчева – представител Сдружение „Защита на гражданите и държавата“, в което изразява несъгласие по отношение на дължимостта на разходите за сградна инсталация, начислявани от „Топлофикация София“ ЕАД на клиентите на топлинна енергия в сгради – етажна

собственост, съответно с предприеманите от дружеството действия спрямо клиентите за събиране на вземанията по съдебен ред.

След преглед на становището Комисията счита, че въпросите, поставени от г-жа Кирчева са неотнормими към предмета на административното производство по утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2022 г.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

считано от 01.07.2022 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 1 213,28 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 785,82 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,86 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 133,06 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 1 220 512 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 200 135 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 193 хил. лв. и променливи – 1 097 942 хил. лв;
 - Регулаторна база на активите – 475 535 хил. лв;
 - Норма на възвръщаемост – 4,28%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 805 588 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 173 765 MWh.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 598,52 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 171,06 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,66 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 136,66 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 157 321 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 150 521 хил. лв., от които условно-постоянни – 46 129 хил. лв. и променливи – 104 392 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 151 953 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 4,48%;
- Количество електрическа енергия – 276 130 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 260 891 MWh;
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 15 239 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 208 929 MWh.

3. „Топлофикация - Плевен“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 717,55 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 290,09 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,88 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 110,24 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 179 806 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 177 312 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 319 хил. лв. и променливи – 160 993 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 50 138 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,98%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 285 000 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 201 000 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

4. „Топлофикация - Бургас“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 667,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 240,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 94,93 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 67 123 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 66 089 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 131 хил. лв. и променливи – 57 958 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 22 969 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,50%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 101 989 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 529 MWh.

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 632,20 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 204,74 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 136,51 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 41 557 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 40 000 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 480 хил. лв. и променливи – 33 519 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 31 758 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 4,90%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 655 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 071 MWh.

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 802,63 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 375,17 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 113,15 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 46 052 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 45 472 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 180 хил. лв. и променливи – 39 292 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 12 391 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,68%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 56 350 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 102 847 MWh.

7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 838,35 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 410,89 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 131,68 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 16 647 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 519 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 010 хил. лв. и променливи – 14 509 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 388 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 947 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 37 313 MWh.

8. „Топлофикация-Разград“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 636,37 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 208,91 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 144,85 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 11 125 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 10 904 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 805 хил. лв. и променливи – 9 099 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 4 933 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,48%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано

производство – 15 200 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 26 660 MWh.

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 733,63 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 102,02 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
 - Необходими годишни приходи – 1 667 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 629 хил. лв., от които условно-постоянни – 723 хил. лв. и променливи – 906 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 988 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,36%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 384 MWh.

10. „Топлофикация Русе“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 637,54 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 210,08 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 105,48 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 120,09 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 168 143 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 165 736 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 716 хил. лв. и променливи – 137 020 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 51 277 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,69%;
 - Електрическа енергия – 221 565 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh;
 - от некомбинирано производство – 1 565 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 030 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 313 395 MWh.

11. „Топлофикация - Перник“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 657,54 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 230,08 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 116,71 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 62,68 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 190 029 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 186 921 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 470 хил. лв. и променливи – 163 451 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 73 672 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,22%;
 - Електрическа енергия – 224 268 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 212 468 MWh;
 - от невисокоефективно комбинирано производство – 11 800 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 261 156 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 560 MWh.

12. „Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 542,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 115,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,92 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 96,75 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 92 363 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 90 766 хил. лв., от които условно-постоянни – 15 223 хил. лв. и променливи – 75 544 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 29 749 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%;
 - Електрическа енергия – 133 007 MWh;
 - от високоефективно комбинирано производство – 130 507 MWh;
 - от невисокоефективно производство – 2 500 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107 153 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 123 140 MWh.

13. „Топлофикация - Габрово“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 707,65 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 280,19 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,51 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 9 870 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 763 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 681 хил. лв. и променливи – 7 082 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 008 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,35%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 500 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 328 MWh.

14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 53,27 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 520 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 463 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 429 хил. лв. и променливи – 34 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 10 223 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81 915 MWh.

15. „КОГРИЙН“ ООД – гр. Първомай

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 526,77 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,31 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 228,18 лв./MWh;

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 23 554 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 22 832 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 804 хил. лв. и променливи – 12 028 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 13 510 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,34%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 856 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

16. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 500,59 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,13 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 18 179 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 17 810 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 951 хил. лв. и променливи – 9 859 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 7 938 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,65%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh.

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 510,61 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,15 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 14 547 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 255 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 534 хил. лв. и променливи – 7 721 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 5 502 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,30%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh.

18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 527,12 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 99,66 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 8 043 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 811 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 598 хил. лв. и променливи – 4 212 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 4 339 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 871 MWh.

19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 528,27 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,81 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 14 899 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 14 736 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 555 хил. лв. и променливи – 8 181 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 4 497 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 4,92%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 600 MWh.

20. ЧЗП „Румяна Величкова“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 442,32 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 14,86 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 3 736 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 614 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 396 хил. лв. и променливи – 2 219 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 898 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 813 MWh.

21. „Алт Ко“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 487,81 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 60,35 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 480 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 405 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 491 хил. лв. и променливи – 2 914 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 776 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 528 MWh.

22. „Брикел“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 527,59 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,13 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 92,84 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 238 536 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 233 093 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 424 хил. лв. и променливи – 204 669 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 124 579 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,37%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 323 000 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 12 391 MWh.

23. „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,38 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 142,23 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 481 835 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 474 491 хил. лв., от които условно-постоянни – 279 944 хил. лв. и променливи – 194 548 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 174 562 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 180 979 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 173 152 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 847 639 MWh.

24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 403,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 0,00 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 135,29 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 21 027 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 20 696 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 715 хил. лв. и променливи – 14 981 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 7 855 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 468 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 136 129 MWh.

25. „Декотекс“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 432,13 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 4,67 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,61 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 103,61 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 5 122 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 964 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 407 хил. лв. и променливи – 3 558 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 660 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,31%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 755 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 7 296 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 1 678 MWh.

26. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 451,97 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 24,51 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 161,04 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 154,74 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 7 078 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 6 988 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 5 321 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 2 150 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 4,21%;
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

27. „Белла България“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 430,46 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 3,00 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 129 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 942 хил. лв. и променливи – 3 077 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 616 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 241 MWh.

28. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 515,49 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,03 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 2 590 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 521 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 380 хил. лв. и променливи – 1 141 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 650 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 700 MWh.

29. „Овердрайв“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 588,46 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 1 032 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 016 хил. лв., от които условно-постоянни – 278 хил. лв. и променливи – 739 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 379 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 080 MWh.

30. „МБАЛ – Търговище“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 525,00 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 362 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 337 хил. лв., от които условно-постоянни – 205 хил. лв. и променливи – 132 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 606 хил. лв.;

- Норма на възвръщаемост – 4,21%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 248 MWh.

31. „Нова Пауър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 452,50 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 25,04 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 203,66 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 8 273 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 8 173 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 333 хил. лв. и променливи – 3 840 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 207 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,52%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 195 MWh;
 - Количество топлинна енергия с гореща вода – 10 187 MWh.

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 427,61 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 742 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 733 хил. лв., от които условно-постоянни – 287 хил. лв. и променливи – 446 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 194 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,21%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 062 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 457,06 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 160 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 153 хил. лв., от които условно-постоянни – 87 хил. лв. и променливи – 66 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 134 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 350 MWh.

34. „Оранжерии Петров дол“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 437,70 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 10,24 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 6 486 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 6 443 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 669 хил. лв. и променливи – 3 774 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 797 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 5,30%;

▪ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh.

35. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 512,51 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,05 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 39,63 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 38,24 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 613 553 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 605 818 хил. лв., от които условно-постоянни – 45 032 хил. лв. и променливи – 560 787 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 181 744 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,26%;
 - Електрическа енергия – 1 164 000 MWh:
 - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh;
 - от невисокоефективно производство – 945 000 MWh.
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 262 800 MWh.

36. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 437,84 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 10,38 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 128,84 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 22 798 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 21 869 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 438 хил. лв. и променливи – 16 430 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 19 898 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,67%;
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 000 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 75 000 MWh.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София – град в 14 (четирнадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

СТАНИСЛАВ ТОДОРОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

ИСКРА СТАЙКОВА