



## ПРОТОКОЛ

№ 42

София, 24.02.2021 година

Днес, 24.02.2021 г. от 10:15 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Милен Трифонов,  
Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Радостина Методиева,  
Силвия Петрова, Радослав Райков

2. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-14-16-15 от 15.09.2020 г. от „Топлофикация-Разград“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,  
Радослав Наков, Диана Николкова и Христина Петрова

**По т.1.** Комисията, след като разгледа всички данни и доказателства, събрани във връзка с откритата с решение по Протокол № 30 от 12.02.2021 г., т. 1 процедура за изменение на цени на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., както и тези от проведените на 17.02.2021 г. открито заседание и

обществено обсъждане и след анализ на постъпилите предложения и възражения, установи следното:

С писмо с вх. № Е-13-01-4 от 28.01.2021 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) е уведомила Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), че са повишени разходите на дружеството за закупуване на електрическа енергия от ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“, тъй като цените на квотите парникови газове са по-високи спрямо заложените в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. В посоченото решение, при формиране на разходите на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия от тези две централи, разходите за закупуване на квоти парникови газове са остойностени по цена от 22,00 €/тон. Към настоящия момент отчетните данни сочат, че средната цена на CO<sub>2</sub> квотите за второто полугодие на 2020 г. е в размер на около 29,00 €/тон, а към настоящия момент е около 40,00 €/тон – стойност, която значително надвишава утвърдената им от КЕВР в цените. В тази връзка е необходимо да се отбележи, че при производителите на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, използващи за основно гориво природен газ, разликата в значителна степен се компенсира от по-ниските разходи за закупуване на природен газ, в сравнение с прогнозираните от Комисията, и при тези централи към настоящия момент не се налага корекция на утвърдените им преференциални цени, съответно премии. За разлика от тях, обаче, при кондензационните централи повишените разходи за квоти парникови емисии не се компенсират от намалени разходи по други ценообразуващи елементи.

Също така, след постановяване на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. с влезли в сила решения на съда е отменено Решение № Ц-10 от 01.07.2018 г., в частта по т. 4, 6, 11, 12, 13 и 14. В тази връзка и в изпълнение на указанията на съда КЕВР е приела Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-43 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-45 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-46 от 17.12.2020 г. и Решение № Ц-47 от 17.12.2020 г., с които по указания на съда са определени по-високи преференциални цени и премии на производителите. Това, от своя страна, води до непредвиден за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) в Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. финансов ресурс за компенсация на разходите във връзка с посочените решения на КЕВР за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г.

Горните факти и обстоятелства, настъпили след приемане на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР водят до отклонение между признатите от КЕВР прогнозни разходи на НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, съответно на ФСЕС и тези, които същите действително извършват. Това, от своя страна, обосновава необходимост от изменение на цените на електрическата енергия. Съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия, цените за достъп и/или пренос през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи и цената и/или компонентата от цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като изменя признатия размер на ценообразуващи елементи на цените при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В този случай, КЕВР може да приеме съкратени процедури и срокове – чл. 31б, ал. 3 от ЗЕ.

В допълнение, със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.), за гарантиране сигурността на електроенергийната система задължението на оператора на електропреносната мрежа да сключва сделките за закупуване на студен резерв се заменя със задължение да сключва сделки за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги. В тази връзка, според чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ КЕВР определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за

първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. Поради това, следва да се промени структурата на разходите на оператора на електропреносната мрежа.

Във връзка с горното, със Заповед № 3-Е-18 от 04.02.2021 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да анализира изменението на цените на електрическата енергия във връзка с писмо с вх. № Е-13-01-4 от 28.01.2021 г. от НЕК ЕАД и Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-43 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-45 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-46 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-47 от 17.12.2020 г. на КЕВР и § 1, т. 1 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., като отрази влиянието им върху ценообразуващи елементи на цените на електрическата енергия на дружествата от сектор „Електроенергетика“, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР. В хода на откритото от КЕВР с решение по Протокол № 30 от 12.02.2021 г., т. 1 административно производство на 17.02.2021 г. са проведени открито заседание и обществено обсъждане, на които е обсъден проектът на решение за изменение на утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цени на електрическата енергия. В тази връзка са постъпили становища и предложения от заинтересовани лица, както следва:

В тази връзка са постъпили становища и предложения от заинтересовани лица, както следва: с вх. № Е-13-01-7 от 19.02.2021 г. от НЕК ЕАД и с вх. № Е-12-00-90 от 19.02.2021 г. от Гражданска платформа „Исправи се.БГ“.

НЕК ЕАД посочва, че Комисията коректно е направила необходимите преизчисления съгласно прогнозираната към тогавашния момент – 28.01.2021 г., цена за квоти за емисии от 31 €/тон, но последващите отчетни данни от продажби на квоти на Европейската електроенергийна борса показват трайно покачване на цената, като към 16.02.2021 г. цената достига 40,19 €/тон. Дружеството счита, че с цел постигане на максимална актуализация при окончателното приемане на решение, КЕВР следва да преизчисли разходите на НЕК ЕАД за електрическа енергия от двете централи, приходите на ФСЕС от постъпления от продажба на квоти за въглеродни емисии, разходите на ФСЕС за компенсиране на обществения доставчик за закупена енергия, както и разходите за вноска 5% към ФСЕС от ТЕЦ „Ей И Ес Марица изток 1“ и ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“, като заложи прогнозна цена за закупуване на квоти за емисии в размер не по-малък от 40,00 €/тон. В такъв случай, допълнителните разходи за НЕК ЕАД като страна по дългосрочните договори с двете кондензационни централи ще се увеличат, като необходимите разходи за компенсиране от ФСЕС ще трябва да бъдат завишени съответно с около 91 748 хил. лв. за ТЕЦ „Ей И Ес Марица изток 1“ и с около 152 048 хил. лв. за ТЕЦ „КонтурГлобал Марица изток 3“ до края на регулаторния период. В тази връзка, НЕК ЕАД посочва, че в резултат на завишените разходи ще нарасне и дължимата вноска от 5% на приходите на централите към ФСЕС, като за компенсиране на този преразход са необходими допълнителни средства в размер на около 12 190 хил. лв.

Комисията счита възражението на НЕК ЕАД за основателно, като по-долу в решението разходите на обществения доставчик са преизчислени в съответствие с актуализираната прогнозна цена на квоти парникови емисии за първото полугодие на 2021 г. в размер на 40,00 €/тон.

Гражданска платформа „Исправи се.БГ“ счита доклада на КЕВР за необоснован и в противоречие с изискванията на чл. 31, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, според които цените следва да се определят по прозрачен начин и да възстановяват икономически обосноващите разходи на енергийните дружества. Според „Исправи се.БГ“ допълнителните разходи, които ще възникнат за ФСЕС в резултат от по-големия размер на предоставяните премии на шестте топлофикационни дружества, са посочени като обща сума, без да става ясно каква сума и за какви количества ще получи всяко от тях поотделно. Счита също, че липсва информация и въз основа на какви данни са изчислени отчетните цени на квотите на въглеродния двуокис от Европейската електроенергийна борса за второто шестмесечие на

2020 г., и на каква база са определени прогнозните цени за първото шестмесечие на 2021 г. в размер на 31 евро/тон. В допълнение посочва, че не става ясно какви количества и цени са включени в допълнителните приходи, които ще бъдат реализирани от ФСЕС от търговете за продажба на квоти, като отново е посочен само общият размер от 159 млн. лв. „Изправи се.БГ“ посочва, че в доклада липсват и конкретни изчисления по отношение приходите и разходите на производителите от ВЕКП в резултат на повишените цени на квотите за емисии на CO<sub>2</sub>, съответно по-ниските цени на природния газ спрямо прогнозираните от КЕВР.

Комисията счита възраженията на Гражданска платформа „Изправи се.БГ“ за неоснователни. Допълнителните разходи на ФСЕС във връзка с Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-43 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-45 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-46 от 17.12.2020 г. на КЕВР, Решение № Ц-47 от 17.12.2020 г. на КЕВР са изчислени и проверими въз основа на данните, съдържащи се в цитираните решения, които са публикувани на интернет страницата на регулатора. Следва да се има предвид, че всички изчисления в доклада са изготвени на база на публично достъпна информация и източници. Това важи и по отношение на информацията за постигнатите резултати от търговете за квоти за емисии, която може да бъде намерена на интернет страницата на Европейската електроенергийна борса ([www.eex.com](http://www.eex.com)). По отношение на прогнозната цена за първото шестмесечие на 2021 г. на квотите парникови газове, същата е прогнозирана на база достигнатите към настоящия момент ценови нива и очакванията на анализаторите относно динамиката на цените на пазара на CO<sub>2</sub> емисии през 2021 г.

**Предвид горното и след анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:**

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. КЕВР е определила за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв в размер на 56 940 хил. лв., като е включила тези разходи в утвърдените на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) цена за достъп до електропреносната мрежа, заплащана от производители на електрическа енергия, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 2,26 лв./MWh, без ДДС, и цена за достъп до електропреносната мрежа, заплащана от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,28 лв./MWh, без ДДС.

Размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа към момента и за които да заплаща разполагаемост, са следните:

– Резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW. Размерът на резерва за първично регулиране, който трябва да бъде поддържан, е определен съгласно Споразумението за синхронна работа (SAFA) в подгрупа „Системна честота“ на регионална група „Континентална Европа“ в рамките на SOC. Резервът е достатъчен за осигуряване на необходимия обем първично регулиране в контролен блок България при поява на смущение в синхронна зона континентална Европа;

– Резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW. Минималният размер на резерва за вторично регулиране се определя съгласно чл. 98, ал. 4 от Правилата за управление на електроенергийната система и насоките - SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485). На база емпиричната формула за определяне на резерва, съгласно политиките на ENTSO-E, стойността е 155 MW\*h. Анализът на резултатите за качество на

вторичното регулиране на честотата и обменните мощности показват, че с този резерв са изпълнявани изискванията на SOGL;

– Ръчно вторично регулиране (mFRR) – 100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВЕИ). Съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето. Съгласно Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР ЕСО ЕАД има предвидени средства за заплащане на разполагаемост за студен резерв в размер 650 MW\*h средногодишно, които следва да се трансформират в допълнително количество резерв за ръчно вторично регулиране.

<b>Разходи за разполагаемост за резерви, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители и цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия</b>			
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Коригиран и стойности</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	ХИЛ. ЛВ.	3 942
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	ХИЛ. ЛВ.	13 578
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	ХИЛ. ЛВ.	56 940
4	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (включени само в цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия)	ХИЛ. ЛВ.	8 760
5	ОБЩО	ХИЛ. ЛВ.	83 220

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. КЕВР е определила пределни стойности на разходите за разполагаемост и студен резерв, включени в цената за достъп до електропреносната мрежа за производители и цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия на ЕСО ЕАД, както следва:

<b>Разходи за разполагаемост за студен резерв и услуги, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители и цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия</b>			
<b>№</b>	<b>Позиция</b>	<b>Мярка</b>	<b>Стойност</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
1	Разходи за студен резерв	ХИЛ. ЛВ.	56 940
2	Разходи за резерв за услуги	ХИЛ. ЛВ.	17 520
3	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв (включени само в цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми	ХИЛ. ЛВ.	8 760

	източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия)		
4	ОБЩО	хил. лв.	83 220

Във връзка с горното и поради запазване на общите разходи за резерви за услуги, не е налице необходимост от изменение на утвърдените на ЕСО ЕАД с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.5.2., цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 2,26 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 82 483 хил. лв. и количества електрическа енергия 36 520 559 MWh и в частта по т. II.5.3., цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,28 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи 15 411 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия в размер на 2 919 535 MWh.

Горното, обаче, с оглед осигуряване участието на преносния оператор в търгове за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги и обезпечаване разплащането с доставчиците на тези услуги, води до изменение на структурата на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп на производителите, а именно: разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, разходи за автоматично вторично регулиране и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности.

С Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. КЕВР е утвърдила за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от ФСЕС. Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ, § 68, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., изм. и доп. ДВ, бр. 91 от 2018 г., и § 34, ал. 2 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 41 от 21.05.2019 г.;

- разходи за компенсиране разходите на обществения доставчик, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период;

- разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. на обществения доставчик;

- разходи за компенсиране на ФСЕС във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници;

- разходи на обществения доставчик за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителите със споразумения за изкупуване на енергия (СИЕ).

Описаните по-горе факти и обстоятелства, свързани с увеличените цени на емисиите парникови газове водят до изменение на разходите на ФСЕС, спрямо утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. При прилагане на отчетената цена на CO2 квотите на Европейската електроенергийна борса (EEX) за второто шестмесечие на 2020 г. в размер на 28,93 €/тон и прогноза за цените на емисиите през първото полугодие на 2021 г. от 40,00 €/тон, разходите на ФСЕС за компенсиране на обществения доставчик ще се увеличат със 247 027 хил. лв.

	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсиране на НЕК ЕАД във връзка с увеличените цени на емисиите парникови газове	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсиране на НЕК ЕАД за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	ОБЩО
ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	95 000	4 750	99 750
ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	140 264	7 013	147 277
ОБЩО	235 264	11 763	247 027

Допълнителните разходи на ФСЕС за компенсиране на НЕК ЕАД за дължима вноса по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ са и приход на ФСЕС.

След анализ на приходите на ФСЕС по чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за настоящия ценови период се установява, че в резултат на динамиката на цените, съответно на приходите от продажба на квоти емисии, във фонда ще се натрупа излишък от средства, в размер на около 251 500 хил. лв., които са достатъчни, за да не се формира дефицит във ФСЕС в резултат на по-високите разходи за компенсиране на електрическата енергия, произведена от производителите със сключени СИЕ, при запазване на цената за задължения към обществото в размера, утвърден с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г.

Във връзка с гореизложеното допълнителните приходи и допълнителните разходи, които ФСЕС следва да покрива, са представени в следващата таблица:

<b>Разпределение на допълнителните приходи и допълнителните разходи във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“</b>		
		хил. лв.
<b>I</b>	<b>Приходи</b>	<b>264 099</b>
1	Допълнителни приходи по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	11 763
2	Допълнителни приходи по чл. 36е от ЗЕ, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения	836
3	Допълнителни приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ	251 500
<b>II</b>	<b>Разходи</b>	<b>263 757</b>
1	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсиране на обществения доставчик за производителите със сключени СИЕ, във връзка с увеличените цени на емисиите парникови газове	247 027
2	Допълнителни разходи, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за изминали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения (Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-43 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-45 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-46 от 17.12.2020 г. и Решение № Ц-47 от 17.12.2020 г.)	16 730

С оглед горните аргументи, не следва да се изменят утвърдените с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. цена за задължения към обществото и цените за достъп до

електропреносната мрежа на производителите. Допълнителните разходи на обществения доставчик за производителите по чл. 93а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, както и за разходите за предоставяне на премии във връзка с Решение № Ц-42 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-43 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-44 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-45 от 17.12.2020 г., Решение № Ц-46 от 17.12.2020 г. и Решение № Ц-47 от 17.12.2020 г., следва да се покрият от Фонда чрез натрупания от него излишък от средства.

Изказвания по т.1.:

Докладва П. Младеновски. Работната група е изготвила доклад по административното производство, който е приет от Комисията на закрито заседание. След това са проведени открито заседание и обществено обсъждане. В Комисията са получени две становища: от НЕК ЕАД и от Гражданска платформа „Изправи се.БГ“.

Относно възражението на НЕК ЕАД. Най-общо казано НЕК ЕАД възразява срещу неактуалната цена към настоящия момент, която е приложена в решението, а именно прогнозата за 31€ за квота и визира, че цената е достигнала 40,19€/тон въглеродни емисии. Настоява да бъде приложена актуална прогноза към настоящия момент. Приложени са и изчисления от страна на дружеството. Това възражение е счетено за основателно от работната група. Разходите на обществения доставчик са преизчислени в съответствие с актуализираната прогнозна цена на квотите парникови емисии за първото шестмесечие на 2021 г. в размер на 40 €/тон. Анализът на постигнатите цени показва, че при последните три търга (проведени в петък, понеделник и вторник) постигнатите цени са 37; 38 и 36 €/тон, което показва, че цената от 40 €/тон не е устойчиво преминала. Тя е преминала само за един търг, но на вторичния пазар трайно цената е над 40 €. Анализът на бидовете на участниците показва, че на последните два търга има бидове от 44 до 50 €, което показва, че тази цена много скоро ще бъде прехвърлена. За един период от четири месеца това показва, че средната цена би могла да бъде около 40 €, дори може би и повече. Интересен е фактът, че единственият момент, когато се постигат по-ниски цени е когато тържното количество е над три милиона квоти. Когато е под три милиона – тогава се получават и по-високите цени. Никой не може да прогнозира какво ще се случи, но на база данните към настоящия момент средна цена от около 40 €/тон е напълно реална до края на регулаторния период.

Относно възражението на Гражданска платформа „Изправи се.БГ“. В писменото възражение са изтъкнати същите мотиви, които са изтъкнати и на самото обществено обсъждане, а именно: липсва прозрачност; не е ясно за коя топлофикация откъде са взети данните; в доклада липсва анализ по отношение на приходите и разходите на производителите от високоефективно комбинирано производство в резултат на повишените цени на квотите за емисии  $CO_2$  и съответно на по-ниските цени на природния газ. Цялата информация, която е използвана за изчисленията се съдържа на сайта на Комисията. Там са публикувани съответните решения: Решение № Ц-42, Решение № Ц-43, Решение № Ц-44, Решение № Ц-45, Решение № Ц-46, Решение № Ц-47, които са цитирани в доклада и може да се направи елементарна сметка. Публикувани са и издадените сертификати за произход на електрическата енергия за тези централи. Информацията върху която са направени изчисленията е напълно публична. По отношение на цените на квотите – цялата информация се намира на сайта на Европейската електроенергийна борса. Всички изчисления и всички прогнози са направени в резултат на публично достъпна информация, която може да бъде намерена както на сайта на Комисията, така и в други интернет източници, какъвто в случая е сайтът на Европейската електроенергийна борса.

В решението са представени новите изчисления - съобразно новата прогнозна цена от 40 €/тон за първото полугодие на 2021 г. Отново не се налага промяна на цените на електрическата енергия, тъй като приходите на Фонда надвишават допълнителните разходи, които са предизвикани от по-високите квоти за емисии. Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал.



1, т. 10 и 17 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

*1. Не изменя цените, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.*

И. Иванов каза, че не възразява корекцията да бъде направена със стойността 40 €/тон. Причината е, че макар цена от 40 €/тон да е достигната само при един търг, трябва да се отчете тенденцията, която в последните месеци се засилва. Няма съмнение, че ако не сега, то през следващите няколко месеца цената трайно ще достигне тези нива. И. Иванов каза, че това е прогноза, но според него тя е по-близка до реалните стойности за търговия с емисии от тези, които са били заложиени (32€/тон).

П. Младеновски допълни, че това не е прогноза, която влиза в цените и остава там. „КонтурГлобал Марица Изток 3” и „ЕЙ И ЕС-3С Марица Изток I“ биха могли да надвземат от тези средства, тъй като прогнозата е по-голяма. Там Фондът плаща само и единствено въз основа на разходоориентирани документи. Тук се дава по-голяма свобода на Фонда, за да може да се разплаща дори и цените на квотите да достигнат едни по-високи нива, тъй като това е само и единствено за лимита, до който Фондът може да плаща.

И. Иванов каза, че по този начин се удовлетворява и искането, което е било предявено от НЕК за такава корекция - поради неактуалната стойност на цената на емисиите, заложиени в доклада, който Комисията е приела преди общественото обсъждане.

От страна на членовете на Комисията нямаше други въпроси и коментари по проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 31б, ал. 1, т. 3 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 и 17 от Закона за енергетиката

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Не изменя цените, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за”** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимирев - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията, като разгледа заявление с вх. № Е-14-16-15 от 15.09.2020 г. за **одобряване на бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г., подадено от „Топлофикация-Разград“ АД**, и събраните данни от проведеното открито заседание на 18.02.2021 г., установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-14-16-15 от 15.09.2020 г. от „Топлофикация-Разград“ АД с искане за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г.

Предвид горното със Заповед № 3-Е-178 от 02.10.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на посоченото по-горе заявление и

приложения към него бизнес план за периода 2020 г. - 2023 г. за съответствието им с изискванията на нормативната уредба.

С писмо с изх. № Е-14-16-15 от 14.10.2020 г. на КЕВР, от дружеството е изисквано да представи допълнителна информация във връзка със заявлението за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. - 2023 г., която е представена с писмо с вх. № Е-14-16-15 от 26.10.2020 г.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенията към него са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-164 от 03.02.2021 г., приет с решение на КЕВР на закрито заседание по Протокол № 30 от 12.02.2021 г., т. 2, и публикуван на интернет страницата на Комисията. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 1 от ЗЕ на 18.02.2021 г. е проведено открито заседание, за което лицензиантът е уведомен с писмо с изх. № Е-14-16-15 от 12.02.2021 г. На откритото заседание е взел дистанционно участие чрез програмата за съобщения Skype г-н Михаил Ковачев – изпълнителен директор на дружеството, който е изразил принципно съгласие с изложеното в доклада, като е посочил че „Топлофикация-Разград“ АД разполага с ресурси, но среща затруднения при осъществяване на лицензионните си задължения.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства Комисията приема за установено следното:

„Топлофикация-Разград“ АД е търговец по смисъла на чл. 1, ал. 2, т. 1 от Търговския закон. „Топлофикация-Разград“ АД е акционерно дружество, с ЕИК 116019472, със седалище и адрес на управление: област Разград, община Разград, гр. Разград 7200, Западна индустриална зона, ул. „Черна“. Регистрираният основен капитал на дружеството възлиза на 7 000 000 лв. и е разпределен в 7 000 000 бр. поименни акции с номинална стойност на една акция 1,00 лв. Дружеството е с едностепенна система на управление и се ръководи от 3 членен съвет на директорите, като представляващ дружеството е изпълнителният директор Михаил Ковачев. Предметът на дейност на „Топлофикация-Разград“ АД е производство на електрическа и топлинна енергия, пренос на топлинна енергия и други дейности и услуги, обслужващи основните дейности, за която дейност дружеството е получило необходимите лицензии.

За осъществяване на дейностите по Закона за енергетиката (ЗЕ), дружеството притежава следните лицензии:

- лицензия № Л-082-02 от 21.02.2001 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и

- лицензия № Л-083-05 от 21.02.2001 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“, всяка от които, издадени за срок от 20 (двадесет) години.

По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ), одобреният от КЕВР бизнес план е неразделна част от лицензиите и се оформя като приложение към тях, което периодично се актуализира.

Бизнес плана на „Топлофикация-Разград“ АД за периода 2015-2019 г. е одобрен с решение № БП-2 от 21.01.2015 г. на Комисията.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, всеки следващ бизнес план се представя от лицензиантите за одобряване от Комисията със заявление не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план. Заявлението за одобряване на нов бизнес план е постъпило в КЕВР на 15.09.2020 г., поради което това нормативно изискване не е изпълнено от лицензианта.

След извършен преглед на представеният от „Топлофикация-Разград“ АД бизнес план за периода от 2020 г. до 2023 г., се установи, че същият съдържа задължителните реквизити, съгласно чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, съставен е за 4 годишен период, което отговаря на нормативното изискване бизнес плана да бъде съставен за срок до 5 години.

Във връзка с необходимост от преглед и анализ на изпълнението на програмите от предходния бизнес план на дружеството, в настоящия Доклад по т. I се представят:

**I. ОТЧЕТИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПРОГРАМИТЕ ОТ БИЗНЕС ПЛАНА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.**

### I.1. Изпълнение на инвестиционни програми

През периода 2015-2019 г. „Топлофикация-Разград“ АД е изпълнявало основно инвестиционни дейности в направление „пренос на топлинна енергия“. Дружеството е представило за всяка година в периода отчети с посочени: наименование, отчетна стойност и дата на въвеждане в експлоатация на инвестицията.

В таблица № 1 са представени обобщени данни за планираните, отчетените разходи за инвестиции и тяхното изпълнение по години за отчетния период.

Таблица № 1

	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	общо за периода
План, лв.	15 000	15 000	148 000	59 000	404 000	641 000
Отчет, лв.	89 175	79 748	99 136	40 000	254 611	562 670
Резултат (отчет/план), %	+494,5	+431,65	-33,016	-32,20	-36,97	-12,22

Дружеството е изпълнило следните инвестиционни дейности, както следва:

▪ 2015 г.: подмяна на участък от топлопреносната мрежа с дължина 85 л. м. на стойност 51 хил. лв.; подмяна на една абонатна станция на стойност 9 хил. лв.; 3 броя клапани, предназначени за работата на котлите – 7 хил. лв.; инвестиции в софтуера за събиране на вземания – 10 хил. лв. и др.

При планирани разходи за инвестиции в размер на 15 хил. лв. (10 хил. лв. – подмяна и ремонт на топлопроводи и 5 хил. лв. – други) са отчетени инвестиции в размер на 89,175 хил. лв. или се отчита преизпълнение на плана.

▪ 2016 г.: подмяна на 7 броя абонатни станции на стойност 59 хил. лв.; закупуване на система за дистанционно управление на данни – 8 хил. лв.; подмяна на участъци от топлопреносната мрежа – 11 хил. лв., и закупуване на два броя трансмитери за диференциално налягане – 2 хил. лв.

При планирани разходи за инвестиции в размер на 15 хил. лв. (10 хил. лв. – подмяна и ремонт на топлопроводи и 5 хил. лв. – други), са отчетени инвестиции в размер на 79 748 хил. лв. или се отчита преизпълнение на плана.

▪ 2017 г.: подмяна на 5 броя абонатни станции на стойност 42 хил. лв. (при план 41 хил. лв.); закупуване на три броя предпазно-изпускателни пружинни клапани – 7 хил. лв. (при план – 8 хил. лв.); подобряване състоянието на използвания желязо-бетонен комин (подмяна на предпазен кош, изработка на детайли и монтаж на нова мълниезащитна и осветителна инсталация, подмяна на цялостна горна площадка) – 42 хил. лв. (при план – 50 хил. лв.); закупуване на два броя расходомери – 7 хил. лв. (при план – 4 хил. лв.) и др.

Не са изпълнени мероприятия, свързани с:

- подмяна на участъци от топлопреносната мрежа – 16 хил. лв.;
- закупуване на циркуляционни помпи, спирателна апаратура и др. – 11 хил. лв.;
- размяна на горелки от парен на водогреен котел – 15 хил. лв.;
- други – 3 хил. лв.

При планирани разходи за инвестиции за 2017 г. в размер на 148 хил. лв., са отчетени инвестиции в размер на 99,136 хил. лв. или се отчита неизпълнение на плана.

▪ 2018 г.: подмяна на 3 броя абонатни станции на стойност 29 хил. лв. (при план 25 хил. лв.); закупуване на един брой ротационен расходомер – 2 хил. лв. и изграждане на допълнителна функционалност на софтуера за събиране на вземания – 9 хил. лв.

Не са изпълнени мероприятия, свързани с:

- подмяна на участъци от топлопреносната мрежа – 4 хил. лв.;
- закупуване на циркуляционна мрежова помпа – 10 хил. лв.;
- изработка и монтаж на защитна шапка на комина, както и изкърпване на бетонно покритие – 20 хил. лв.

При планирани разходи за инвестиции за 2018 г. в размер на 59 хил. лв. са отчетени инвестиции в размер на 40 хил. лв. или се отчита неизпълнение на плана.

▪ 2019 г.: изграждане на котелна газова инсталация – РОКА, на стойност 188 хил. лв.; подмяна на четири броя абонатни станции – 51 хил. лв. (при план – 38 хил. лв.); подмяна на участък от топлопреносната мрежа – 5 хил. лв. (при план – 100 хил. лв.); наем офис – 10 хил. лв. и други – 2 хил. лв. Допълнително са направени разходи за изграждане на втора котелна газова инсталация, която към края на годината все още не е въведена в експлоатация в размер на 179 хил. лв.

Не са изпълнени мероприятия, свързани с: обновяване на водогрейни котли на стойност 15 хил. лв. и други в размер на 1 хил. лв.

При планирани разходи за инвестиции за 2019 г. в размер на 404 хил. лв. са отчетени инвестиции в размер на 254,611 хил. лв. или се отчита неизпълнение на плана.

При планирани разходи за инвестиции в периода 2015-2019 в размер на 641 хил. лв., дружеството отчита 562,670 хил. лв. или изпълнението за целия период е 87,7%, като следва да се отбележи, че дружеството е отчетело неизпълнение на планираните разходи за инвестиционни дейности през 2017 г., 2018 г. и 2019 г.

#### 1.2. Изпълнение на производствените програми

Изпълнението на производствените програми е в пряка зависимост от няколко основни фактори, а именно: действия, насочени към постигане на поставените цели в програмата, климатичните условия и поведението на клиентите на дружеството.

Производството на електрическа енергия през отчетния период 2015 г. – 2019 г. възлиза на 76 836 MWh и е с 576 MWh повече от планираното (около 0,75%). При планирано количество топлинна енергия в размер на 178 320 MWh, дружеството отчита 171 562 MWh или с 6 758 MWh по-малко от планираното. Отчетените загуби на топлинна енергия за периода са 48 759 MWh, което е с 10 365 MWh повече от планираните.

В таблица № 2 са представени планираните и отчетените производствени показатели съответно за топлинна и електрическа енергия, по години за периода 2015 г. – 2019 г.

Таблица № 2

Показатели	Мярка	2015		2016		2017		2018		2019	
		План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет
Общо производство на топлинна енергия	MWh	36 655	33 652	36655	33499	35590	36401	35120	35610	34300	32400
Производство на топлинна енергия от ВК, ПК и от доб. вода	MWh	24 900	21 528	24900	19044	18590	20487	19160	20806	18000	17907
Производство на топлинна енергия от ИКПТЕЕ	MWh	11 755	12 124	11755	14455	17000	15914	15960	14804	16 300	14493
Топлинна енергия за собствени нужди	%	1,25	2,10	1,25	2,6	2,6	1,8	2,3	2	2,30	2,2
	MWh	458	717	458	885	930	675	800	728	800	696
Отпусната топлинна енергия	MWh	36 197	32 935	36197	32614	34660	35726	34320	34 882	33500	31704
Загуби на топлинна енергия	%	17,10	26,0	17,10	26,0	25,0	28,5	25,0	31,0	26,50	34,1
	MWh	6 197	8 557	6197	8498	8520	10022	8600	10 883	8880	10799
Произведена електрическа енергия от	MWh	11 860	13 433	11860	15731	18000	16417	17640	15 981	16900	15274

ИКПТЕЕ											
Електроенергия за собствени нужди	%	12,22	9,10	12,22	9,8	7,2	9,5	7,6	8,7	6,80	9
	MWh	1 440	1 453	1449	1542	1300	1566	1340	1 398	1140	1380

Дружеството посочва, че различията между планираните и отчетните данни на производствените показатели в периода 2015-2019 г. се дължат на следните фактори, както следва:

- 2015 г.:
  - Седемгодишен дългосрочен период на планиране (от 2008 г.);
  - Променена е структурата и количеството на произведената топлинна енергия, като намалява тази от водогрейните котли за сметка на увеличението при Когенерацията;
  - Общо произведената топлинна енергия бележи лек спад, но в крайна сметка тя е функция на климатичните условия;
  - Разликата при топлинната енергия за собствени нужди е незначително, по-малко от 1%;
  - При собствените нужди от електрическа енергия намалението е повече от 3%, което е добър показател;
  - Регистрирана авария на Когенераторната инсталация (междуфазно късо съединение на статорната намотка на генератора) по време на отоплителния сезон, която се отразява неблагоприятно на производствената програма.
- 2016 г.:
  - Осемгодишен (от 2008 г.) дългосрочен период на планиране;
  - Променена е структурата и количеството на произведената топлинна енергия, като намалява тази от водогрейните котли за сметка на увеличението при Когенерацията;
  - Количеството топлинна енергия за собствени нужди бележи леко завишение;
  - Загубите на топлинна енергия също бележат завишение, при планирани 17,1% отчитат 26,0%;
  - Отчита се увеличение на производството на електрическа енергия спрямо плана с 33%.
- 2017 г.:
  - При топлинната енергия се забелязва завишение на общото производство, отпуснатата енергия към консуматорите и на загубите на топлинна енергия спрямо плана. Това се дължи на климатичните условия през отчетната година – по-студена зима от обичайното;
  - Отчита се намаление на топлинната енергия за собствени нужди, както в натурални показатели, така и като относителен дял;
  - Количеството на произведената топлинна енергия намалява от водогрейни котли за сметка на увеличението при Когенерацията;
  - При електрическата енергия се отчита неизпълнение на планираните количества за производство и продажба, съответно 8,8% и 10,2%, което е довело до минимално завишение на собствените нужди от електрическа енергия с 2,3%;
  - Физическото стареене на основните генериращи мощности и по-честите аварии и ремонти се отразяват неблагоприятно върху изпълнението на производствената програма.
- 2018 г.:
  - Отчетено е намаление на топлинната енергия за собствени нужди, както в натурални показатели, така и като относителен дял;
  - Негативен факт за отчетния период са завишените загуби на топлинна енергия в натурален и относителен дял спрямо планираното;
  - При електрическата енергия имаме незначително неизпълнение на планираните количества за производство и продажба, съответно 9,4% и 8,9%, което е довело до минимално завишение на собствените нужди от електрическа енергия с 1,1%;

- Физическото стареене на основните генериращи мощности и по-честите аварии и ремонти се отразяват неблагоприятно върху изпълнението на производствената програма.

▪ 2019 г.:

- Общо произведената топлинна и електрическа енергия бележат лек спад спрямо плана, най-вече поради намалена часова работа на Когенераторната инсталация, но в крайна сметка производството е функция на климатичните условия;

- Производството на топлинна енергия чрез водогрейни котли е много близко до планираното;

- Отчита се намаление спрямо плана при топлинната енергия за собствени нужди, което е добър показател;

- Отчитат се завишени загуби на топлинна енергия в натурални и в относителни единици (при планирана стойност 26,50% се отчита 34,1%);

- Относителният дял на брутното количество електрическа енергия за собствени нужди е увеличен, поради намалено производство от Когенераторната инсталация и поради необходимост от закупуване на електрическа енергия, посочват от дружеството.

### 1.3. Изпълнение на ремонтните програми

Дружеството е представило отчети за ремонтни дейности по години за периода 2015-2019 г., както следва:

▪ 2015 г.: при планирани разходи за ремонт в размер на 113 хил. лв., дружеството отчита 50 хил. лв., разпределени, както следва:

- Разходи за ремонт, отнесени към топлоизточника – 37 хил. лв. и

- Разходи за ремонт, отнесени към преноса – 13 хил. лв.

Отчетени са разходи за ремонт на Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) в размер на 7 хил. лв., разходи за ремонт на водогрейните котли – 7 хил. лв. и други разходи в топлоизточника и преноса, свързани с ремонтниране на проблемни участъци от топлопреносната мрежа.

При изготвянето на Бизнес плана са били планирани разходи за ремонт на ИКПТЕЕ в размер на 97 хил. лв., които включват и разходи по договор за профилактична поддръжка на ИКПТЕЕ, както и разходи за ремонт на водогрейни котли в размер на 16 хил. лв. В отчетените разходи за ремонт не са включени разходите по договора за профилактична поддръжка на Инсталацията, тъй като същите са отчетени като разходи за текущо и абонаментно поддържане и са в размер на приблизително 110 хил. лв.

▪ 2016 г.: при планирани разходи за ремонт в размер на 115 хил. лв., дружеството отчита 25 хил. лв., разпределени, както следва:

- Разходи за ремонт, отнесени към топлоизточника – 7 хил. лв. и

- Разходи за ремонт, отнесени към преноса – 18 хил. лв.

Отчетените разходи за ремонт в топлоизточника в размер на 7 хил. лв. включват ремонтни дейности по ИКПТЕЕ (ремонт на ротационен расходомер, отстраняване на повреда на аналогово-цифров преобразувател на двигателя на ИКПТЕЕ и др.), ремонтни дейности на коректора за обем на газ и електрическият блок на главния топломер на централата, ремонт на автоматични филтри и др. Разходите в преноса са свързани с обследване на проблемни участъци от топлопреносната мрежа, отстраняване на аварии и свързаните с тях строително-монтажни дейности за възстановяване на пътна и тротоарна настилка и др.

При изготвянето на бизнес плана са били планирани разходи за ремонт на ИКПТЕЕ в размер на 98 хил. лв., които включват и разходи по договора за профилактична поддръжка на ИКПТЕЕ, както и разходи за ремонт на водогрейни котли в размер на 17 хил. лв. В отчетените разходи за ремонт не са включени разходите по договора за профилактична поддръжка на Инсталацията, тъй като същите са отчетени като разходи за текущо и абонаментно поддържане и са в размер на приблизително 130 хил. лв.

▪ 2017 г.: при планирани разходи за ремонти в размер на 69 хил. лв., дружеството отчита 106 хил. лв., разпределени както следва:

- Разходи за ремонт отнесени към топлоизточника – 100 хил. лв.

- Разходи за ремонт отнесени към преноса – 6 хил. лв.

Основна част от разходите за ремонт, отнесени към топлоизточника заемат непризнат от застраховател аварийен ремонт на ИКПТЕЕ на стойност 74 хил. лв., разходи за аварийен ремонт на ИКПТЕЕ – подмяна на гарнитура на глава на цилиндър, подмяна на лагери и други – 24 хил. лв. Отчетените разходи, отнесени към преноса са свързани с ремонтни дейности по участъци от ТПМ – откриване на течове, отстраняване на аварии, строително-монтажни дейности и др.

▪ 2018 г.: при планирани разходи за ремонти в размер на 73 хил. лв., дружеството отчита 27 хил. лв., разпределени както следва:

- Разходи за ремонт, отнесени към топлоизточника – 25 хил. лв. и

- Разходи за ремонт, отнесени към преноса – 2 хил. лв.

Основен дял от разходите за ремонт заемат извършените през годината ремонтни дейности на ИКПТЕЕ на обща стойност приблизително 21 хил. лв. Същите са свързани с подмяна на цилиндрова втулка на ИКПТЕЕ – 5 хил. лв., монтаж и демонтаж на цилиндрови глави на ИКПТЕЕ, подмяна на уплътнения на цилиндрови глави и проверка за изпускане на изгорели газове – 9 хил. лв., подмяна на радиални лагери на турбокомпресорни агрегати – 7 хил. лв. Допълнително са отчетени други ремонтни дейности на стойност около 2 хил. лв., както и разходи за материали за ремонт на обща стойност 4 хил. лв., 2 хил. лв. от които са свързани с материали за извършване на ремонтни дейности по проблемни участъци от ТПМ.

▪ 2019 г.: при планирани разходи за ремонти в размер на 118 хил. лв., дружеството отчита 50 хил. лв., разпределени както следва:

- Разходи за ремонт отнесени към топлоизточника – 22 хил. лв. и

- Разходи за ремонт отнесени към преноса – 28 хил. лв.

Отчетените разходи за ремонт в топлоизточника са свързани основно с ремонтни дейности на ИКПТЕЕ, докато тези в преноса на топлинна енергия са за извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по ТПМ – подмяна на няколко метра напълно амортизирани аварирани участъци от мрежата, трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилка след отстраняване на аварията. Подмяната на отделни метри от участъка от топлопреносната мрежа няма инвестиционен характер, тъй като реално не представлява смяна на цял участък, посочват от дружеството.

„Топлофикация-Разград“ АД заявява, че поради липса на финансови ресурси, голяма част от планираните в ремонтната програма мероприятия остават неизпълнени.

В таблица № 3 са представени обобщени данни за планираните и отчетени средства за ремонтни програми през периода 2015-2019 г. и тяхното изпълнение спрямо плана.

Таблица № 3

	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо за периода 2015-2019 г.
План, хил. лв.	113	115	69	73	118	488
Отчет, хил. лв. в т. ч.:	50	25	106	27	50	258
- Топлоизточник	37	7	100	25	22	191
- ТПМ	13	18	6	2	28	67
Резултат (отчет/план), %	-55,75	-78,26	+53,62	-63,013	-57,63	-47,13

#### 1.4. Изпълнение на социалните програми

През периода 2015-2019 г. дружеството отчита социални разходи в общ размер на 229 хил. лв., в които са включени разходи за застраховка „Живот“, допълнително здравно осигуряване, позволяващо използването на здравни пакети, ежегодни профилактични

прегледи на всеки служител, предоставяне на ваучери за храна и др. Като част от социалните програми, дружеството осигурява разходи за еднократна финансова помощ при раждане на дете и ежемесечна финансова помощ по време на втората година от майчинството.

В таблица № 4 са представени отчетените разходи за социални дейности, които са изпълнявани от дружеството през отчетния период.

Таблица № 4

в хил. лв.

ОТЧЕТ НА РАЗХОДИТЕ ЗА СОЦИАЛНА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015-2019 Г.					
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Социални разходи	50	38	31	44	47
Разходи за еднократна финансова помощ при раждане на дете	1	1	1	2	1
Финансова помощ по време на втората година от майчинството	7	1	0	3	2
<b>ОБЩО:</b>	<b>58</b>	<b>40</b>	<b>32</b>	<b>49</b>	<b>50</b>

Предвид гореизложеното, може да се направи следното обобщение: за периода 2015 г. – 2019 г. дружеството отчита следните резултати:

- При планирани разходи за инвестиции в посочения период в размер на 641 хил. лв., дружеството отчита 562,670 хил. лв. или изпълнението за целия период е 87,7%, но същевременно през 2017 г., 2018 г. и 2019 г. е отчетено неизпълнение на планираните разходи за инвестиции;

- Изпълнението на производствените показатели е в пряка зависимост от климатичните условия и от поведението на клиентите на дружеството, като производството на електрическа енергия възлиза на 76 836 MWh, което е с около 0,75% повече от планираното, производството на топлинна енергия е с 6 758 MWh по-малко от планираните 178 320 MWh и за периода са отчетени завишени загуби на топлинна енергия при преноса;

- Голяма част от планираните разходи за ремонтни дейности през отчетния период не са изпълнени. При планирани за периода 488 хил. лв., дружеството отчита само 258 хил. лв., което е недостатъчно за обезпечаване на нормалната и безопасна експлоатация на съоръженията и топлопреносната мрежа;

- Отчита разходи за дейности и мероприятия със социална насоченост в изпълнение на социална програма за периода в общ размер на 229 хил. лв.

## II. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2023 г.

Представеният от „Топлофикация-Разград“ АД бизнес план е съставен за 4 годишен период, като поисканият срок е обоснован с натрупаните загуби през последните години и невъзможността за дългосрочно планиране на дейността и осигуряване на финансов ресурс за инвестиции в подмяна на амортизираните топлопреносни мрежи и съоръжения. Бизнес плана е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13 от НЛДЕ и е разработен въз основа на събраната през годините статистическа информация за развитието на топлопреносната мрежа, броя на клиентите и тяхната консумация.

### II.1. Инвестиционна програма

За периода 2020-2023 г. дружеството не планира средства за инвестиции в топлоизточника и в развитие на топлопреносната мрежа, като се посочва, че това е обусловено от невъзможността да осигури собствен и привлечен финансов ресурс за финансиране на инвестициите, в следствие на претърпените загуби през последните пет години.



## II.2. Производствена програма

Очакваната годишна консумация на топлинна енергия за потребителите на „Топлофикация-Разград“ АД за периода 2020 г. – 2023 г. се предвижда да е в размер 24 620 MWh/годишно. Производството на електрическа енергия се очаква да е в размер на 10 330 MWh за всяка година от бизнес плана. Броят на клиентите през годините на бизнес плана е запазен – 3 814 клиенти, от които 175 стопански, 37 бюджетни и 3 602 битови.

## II.3. Ремонтна програма

Ремонтната програма на „Топлофикация-Разград“ АД за периода 2020-2023 г. цели да обезпечи основната дейност на дружеството. Вследствие на липсата на инвестиции за подмяна на топлопреносната мрежа и основни възли и детайли в топлоцентралата се наблюдава завишена аварийност и нужда от ремонт на почти всяко едно съоръжение. Предвидените ремонтни дейности са конфигурирани с цел обезпечаване на минималната необходима сигурност по изпълнение на лицензионната дейност на дружеството. Общият прогнозен размер на разходите за ремонти за периода 2020-2023 г. възлиза в размер на 695,400 хил. лв.

Дружеството е представило подробни прогнозни разчети за ремонти в периода 2020-2023 г., като в таблица № 5 са представени обобщени данни за планираните разходи за ремонтни дейности за прогнозния период, представени по направления (цехове).

Таблица № 5

в хил. лв., без ДДС

Направление/цех	година от бизнес плана			
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Котелен цех	14,2	14,2	30,0	30,0
ИКПТЕЕ	100,6	100,6	100,0	100,0
ХВО	1,1	0,5	5,0	5,0
Електро цех (част)	13,9	2,9	0,0	0,0
КИП и А	1,2	1,2	5,0	5,0
Мазутно стопанство	0,0	0,0	0,0	0,00
ТПМ и АС	34,0	34,0	30,0	30,0
Сграден фонд	10,0	15,0	5,0	5,0
Други	0,0	0,0	1,0	1,0
ОБЩО:	175,0	168,4	176,0	176,0

## II.4. Социална програма

„Топлофикация-Разград“ АД посочва, че развива активна социална програма, насочена към служителите, която включва осигуряване на социално-битовите и културни потребности, съгласно чл. 294 от Кодекса на труда, в т. ч. застраховка „Живот“; средства за образование, предоставяне на ваучери за храна; допълнително здравно осигуряване; подпомагане на работници и служители при настъпване на значими събития в личен план (раждане и отглеждане на дете до 2-годишна възраст), подпомагане на самотен родител, както и при необходимост от скъпо струващо лечение и други. За служителите на дружеството са осигурени корпоративни отстъпки от доставчици на стоки и услуги.

Като основни цели на социалната програма се посочват: повишаване на мотивацията на служителите и лоялността към компанията; създаване на предпоставки за поддържане нормален жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на социалния статус на компанията; удовлетворяващи социално-битови и културни потребности и интереси на различни групи персонал, както и привличане на висококвалифицирани служители.

Безопасността и здравето при работа се посочва като основен акцент в социалната политика. Като се цели на всички работни площадки да са осигурени здравословни и безопасни условия на труд, изпълнени са всички нормативни изисквания, които контролират факторите на работната среда. Дружеството акцентира, че полага усилия за непрекъснато подобряване на организацията на дейността за осигуряване на здравословни

и безопасни условия на труд. Извършена е оценка на професионалния риск и са идентифицирани опасностите, свързани с работата, работния процес и работната среда. Изготвена е програма за превенция на риска, в която са включени действия и мерки за неговото намаляване. Оценката на риска се обсъжда и актуализира периодично и при необходимост се набелязват допълнителни мерки за превенция на риска и допълнителни форми за обучение по здраве и безопасност.

В таблица № 6 са представени прогнозни разходи за дейности и мероприятия със социална насоченост в изпълнение на социална програма в периода 2020-2023 г.

Таблица № 6

в лева

Вид социална дейност	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Групова застраховка „Живот“	11 160	11 160	11 160	11 160
Групова застраховка „Трудова злополука“	500	500	500	500
Здравна (медицинска) застраховка по смисъла на чл. 427 от КЗ	10 320	10 320	10 320	10 320
Ваучери за храна	27 360	27 360	27 360	27 360
Разходи за еднократна финансова помощ при раждане на дете	1 000	0,0	0,0	0,0
Финансова помощ по време на втората година от майчинството	0,0	1 300	2 600	0,0
<b>ОБЩО:</b>	<b>50 340</b>	<b>50 640</b>	<b>51 940</b>	<b>49 340</b>

### III. ИКОНОМИЧЕСКИ АСПЕКТИ

#### III.1. Финансови резултати за 2019 г.

„Топлофикация-Разград“ АД е представило одитиран годишен финансов отчет за 2019 г. и прогноза за периода 2020-2023 г. Дружеството отчита загуба от осъществяване на дейността през 2019 г. в размер на 1 201 хил. лв., намалена спрямо 2018 г., когато отчетената загуба е 1 728 хил. лв. и общо всеобхватен доход за годината, нетно от данъци печалба от 1 025 хил. лв. за 2019 г. при загуба от 1 728 хил. лв. за 2018 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода е видно, че финансовият резултат от дейността на дружеството през 2019 г., спрямо 2018 г. е подобрен, вследствие на намалените общо разходи от оперативна дейност с 9,37%. Приходите и разходите на дружеството са представени в Таблица № 7:

Таблица № 7

Показатели	Мярка	2019 г.	2018 г.	Изменение %
Приходи от договори с клиенти	хил. лв.	4 968	5 017	-0,98
Други приходи	хил. лв.	53	38	39,47
Общо приходи от оперативна дейност	хил. лв.	5 021	5 055	-0,67
Финансови приходи	хил. лв.	53	38	39,47
<b>Общо приходи</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>5 074</b>	<b>5 093</b>	<b>-0,37</b>
Разходи за материали, суровини и консумативи	хил. лв.	3 792	3 653	3,81
Разходи за външни услуги	хил. лв.	438	424	3,30
Разходи за амортизации	хил. лв.	437	319	36,99
Разходи за персонала	хил. лв.	579	571	1,40
Разходи за обезценка на нефинансови активи	хил. лв.	5	29	-82,76
Други разходи	хил. лв.	544	1 398	-61,09

Общо разходи от оперативна дейност	хил. лв.	5 795	6 396	-9,37
Финансови разходи	хил. лв.	517	467	10,71
<b>Общо разходи</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>6 312</b>	<b>6 861</b>	<b>-8,00</b>
Печалба/загуба преди облагане	хил. лв.	-1 238	-1 768	-29,98
Данъци	хил. лв.	-37	-40	-7,5
<b>Печалба/загуба след облагане</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>-1 201</b>	<b>-1 728</b>	<b>-30,50</b>

Нетекущите активи се увеличават на 4 598 хил. лв. за 2019 г. от 2 316 хил. лв. за 2018 г. или с 98% основно в частта на имоти, машини, съоръжения и оборудване. Текущите активи незначително са увеличени на 1 547 хил. лв. за 2019 г. от 1 542 хил. лв. за 2018 г., от увеличените парични средства, независимо от намалените активи в частта материални запаси и намалените текущи търговски и други вземания.

От изчислените към 31.12.2019 г. на база обща балансова структура финансови показатели, е видно, че общата ликвидност на дружеството се подобрява спрямо предходната година. Размерът на собствения капитал позволява на дружеството да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Направеният анализ на финансовите показатели показва, че финансовото състояние на „Топлофикация-Разград“ АД спрямо 2018 г. се подобрява.

### III.2. Финансови резултати за периода на бизнес плана 2020 г. - 2023 г.

За периода 2020 г. – 2023 г. дружеството е представило предварителен годишен финансов отчет за 2020 г. и прогнозни годишни финансови отчети за периода 2021 г.-2023 г., От представената информация за 2020 г. е видно, че „Топлофикация-Разград“ АД реализира загуба от осъществяване на дейността в размер на 153 хил. лв. За останалите години на бизнес плана се предвижда финансов резултат печалба, както следва: 2021 г.: 88 хил. лв.; 2022 г.: 93 хил.лв.; 2023 г.: 81 хил. лв., дължащи се на прогнозираните по-високи приходи в сравнение с разходите.

Финансовите резултати за периода на бизнес плана са прогнозиран при следните приходи и разходи, представени в таблица № 8.

Таблица № 8

Показатели	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Приходи от продажба на топлинна енергия	хил. лв.	1 903	3 054	3 117	3 228
Приходи от продажба на ел. енергия	хил. лв.	3 134	1 795	1 771	1 774
Общо приходи от дейността	хил. лв.	5 209	4 849	4 888	5 002
<i>Условно-постоянни разходи, в т.ч.:</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>1 665</i>	<i>1 880</i>	<i>1 926</i>	<i>2 060</i>
Разходи за амортизации	хил. лв.	417	432	430	429
Разходи за ремонт	хил. лв.	45	174	168	176
Разходи за заплати и възнаграждения	хил. лв.	535	603	633	665
Начисления върху РЗ	хил. лв.	107	119	124	130
Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ	хил. лв.	561	552	571	660
<i>Променливи разходи, в т. ч.:</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>3 245</i>	<i>2 735</i>	<i>2 740</i>	<i>2 742</i>
Закупен природен газ	хил. лв.	3 015	2 502	2 502	2 502

Акциз	хил. лв.	104	109	109	109
Други променливи разходи	хил. лв.	127	124	129	131
Вноски във ФСЕС	хил. лв.	157	90	89	89
Разходи за достъп	хил. лв.	32	22	22	22
Общо разходи за дейността	хил. лв.	5 099	4 726	4 776	4 912
Печалба/загуба преди облагане	хил. лв.	-134	98	103	90
Данъци	хил. лв.	19	10	10	10
Печалба/загуба след облагане	хил. лв.	-153	88	93	81

### III.2.1. Приходи и разходи за периода на бизнес плана

В отчета за приходите и разходите, са включени само приходите и разходите от лицензионни дейности. По предварителен годишен финансов отчет за 2020 г. общо приходите от дейността са в размер на 5 209 лв., от тях 1 903 хил. лв. са приходи от топлинна енергия и 3 194 хил. лв. от електрическа енергия. Дружеството прогнозира за периода 2021 г.-2023 г. приходите от дейността да нарастват от 4 849 хил. лв. на 5 002 хил. лв., включващи приходи от топлинна енергия, които за 2021 г. са в размер на 3 054 хил. лв. и нарастват до 3 228 хил. лв. за 2023 г., а приходите от електрическа енергия намаляват от 1 795 хил. за 2021 г. на 1 774 хил. през 2023 г.

Общо разходите за дейността за 2020 г. са в размер на 5 341 хил. лв., а за периода 2021 г.-2023 г. се прогнозира да нарастват от 4 726 хил. на 4 912 хил. лв. Дружеството е представило информация, в която разходите са класифицирани на условно-постоянни и променливи, като от тях с най-голям относителен дял са разходите за гориво – природен газ, които по предварителен отчет за 2020 г. са в размер на 3 015 хил. лв., а за останалите години от бизнес плана са в размер на 2 502 хил. лв.

### III.2.2. Активи и пасиви за периода 2020 г.-2023 г.

Нетекучи активи за 2020 г. са в размер на 4 188 хил. лв., а за периода 2021 г.-2023 г. се прогнозира да намаляват от 3 756 хил. лв. за 2021 г. на 2 897 хил. лв. за 2023 г. или с около 23%. Текущите активи за 2020 г. са в размер на 1 442 хил. лв., а за останалите години от бизнес плана се предвиждат да се увеличават от 750 хил. лв. за 2021 г. на 1 410 хил. лв. за 2023 г. или с около 70%, основно от увеличение на паричните наличности.

Дългосрочни задължения се прогнозира в размер на 66 хил. лв. за целия период на бизнес плана, основно в частта възнаграждения и данъци. Текущите задължения са в размер на 2 146 хил. за 2020 г., предимно за закупуване на гориво, докато за периода 2021 г.-2023 г. се прогнозира да намаляват от 934 хил. лв. на 562 хил. лв., в резултат на изплатени задължения по получен заем.

### III.2.3. Структура на капитала и парични потоци за периода на бизнес плана

По предварителен годишен финансов отчет към 31.12.2020 г. собствения капитал е в размер на 3 418 хил. лв. и бележи ръст в периода до 2023 г. в резултат на прогнозираната печалба от осъществяване на дейността. Привлеченият капитал е в размер на 2 212 хил. лв., с тенденция да намалява в разглеждания период в резултат на намаление на задълженията по ползван кредит и на задълженията за доставен природен газ.

Финансовите показатели, определени на база обща балансова структура за периода на бизнес плана, са представени в таблица № 9.

**Таблица № 9**

Показатели	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
СК/ДА	0,82	0,93	1,08	1,27
КА/КП	0,67	0,80	1,60	2,51
СК/(ДП+КП)	1,55	3,51	5,73	5,56

*Съотношението собствен капитал към дълготрайни активи се прогнозира да се увеличава от 0,82 за 2020 г. на 1,27 за 2023 г., което е индикатор за положителна тенденция във възможностите на дружеството да инвестира в нови дълготрайни активи със собствен ресурс.*

*Съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви също се предвижда да се увеличава от 0,67 за 2020 г. на 2,51 за 2023 г. Това е показател, че дружеството ще подобрява общата си ликвидност.*

*Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви се увеличава от 1,55 за 2020 г. на 5,86 за 2023 г., което означава, че дружеството ще притежава достатъчно собствен капитал за покриване на финансовите си задължения.*

Изчисленията на база обща балансова структура стойности на финансовите показатели, показват тенденция на подобряване на финансовото състояние на „Топлофикация-Разград“ АД.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2020 г. - 2023 г. е видно, че прогнозираните парични наличности в края на всяка година от бизнес плана са с положителни стойности.

Въз основа на гореизложения анализ може да се направи извод, че „Топлофикация-Разград“ АД, при така предвид така заложените параметри в бизнес план 2020 г.-2023 г., ще притежава финансови възможности за осъществяване на лицензионната си дейност.

Изказвания по т.2.:

Докладва П. Младеновски. По отношение на административното производство работната група е изготвила доклад, който е приет на закрито заседание на Комисията и подложен на обсъждане с „Топлофикация-Разград“ АД на проведено открито заседание. След откритото заседание няма настъпили нови факти и обстоятелства, които да променят вече изложените в доклада изводи. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и ал. 7 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

*1. Да одобри на „Топлофикация-Разград“ АД бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-082-02 от 21.02.2001 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-083-05 от 21.02.2001 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.*

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и ал. 7 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация-Разград“ АД бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-082-02 от 21.02.2001 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-083-05 от 21.02.2001 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете

на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

### **РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:**

**По т.1.** както следва:

Не изменя цените, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране.

**По т.2.** както следва:

ОДОБРЯВА на „Топлофикация-Разград“ АД бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г., който става приложение № 2 към лицензия № Л-082-02 от 21.02.2001 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 3 към лицензия № Л-083-05 от 21.02.2001 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

#### **Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-10 от 24.02.2021 г. относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период.

2. Решение на КЕВР № БП-2 от 24.02.2021 г. относно заявление с вх. № Е-14-16-15 от 15.09.2020 г. от „Топлофикация-Разград“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....  
(Г. Добрев)

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

.....  
(А. Йорданов)

.....  
(В. Владимиров)

.....  
(Г. Златев)

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Р. ТОТКОВА**

.....  
(Е. Харитонова)

Протоколирал:

(Н. Косев - главен експерт)