



ПРОТОКОЛ

№ 30

София, 12.02.2021 година

Днес, 12.02.2021 г. от 10:03 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, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров и Евгения Харитоновна 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 лицензи: 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. Доклад с вх. № Е-Дк-192 от 09.02.2021 г. и 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. Доклад с вх. № Е-Дк-164 от 03.02.2021 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.

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

По т.1. Комисията разглежда доклад относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период.

Със Заповед № 3-Е-18 от 04.02.2021 г. на председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) 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 „Национална електрическа компания“ ЕАД (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 Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, 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 тази връзка се установи следното:

С писмо с вх № Е-13-01-4 от 28.01.2021 г. НЕК ЕАД е уведомила КЕВР, 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 CO₂ квотите за второто полугодие на 2020 г. е в размер на около 29,00 €/тон, а към настоящия момент надхвърля 31,00 €/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 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.

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.

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

№	Позиция	Мярка	Коригирани стойности
1	2	3	4
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:

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			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	2	3	4
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 източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия)	хил. лв.	8 760
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 31,00 €/тон, разходите на ФСЕС за компенсиране на обществения доставчик ще се увеличат със 149 730 хил. лв.

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 вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	ОБЩО
ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“	57 582	2 879	60 461
ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	85 018	4 251	89 269
ОБЩО	142 600	7 130	149 730

Допълнителните разходи на ФСЕС за компенсиране на НЕК ЕАД за дължима вноска 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 159 млн. 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:

Разпределение на допълнителните приходи и допълнителните разходи във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
		ХИЛ. ЛВ.
I	Приходи	166 966
1	Допълнителни приходи по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ	7 130
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	159 000
II	Разходи	166 448
1	Допълнителни разходи на ФСЕС за компенсиране на обществения доставчик за производителите със сключени СИЕ, във връзка с увеличените цени на емисиите парникови газове	149 730
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.)	16 718

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.:

П. Младеновски: Уважаеми г-н Председател, уважаеми членове на Комисията. С Ваша заповед, г-н Председател, е сформирана работна група, която да анализира изменението на цените на електрическата енергия вследствие на едно писмо, получено на 28.01.2021 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, взетите решения от КЕВР в края на миналата година във връзка с влезли в сила съдебни решения, както и вследствие на § 1, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обнародван в бр. 9 на ДВ от тази година. В тази връзка се установи следното:

С писмо на НЕК ЕАД се уведомява КЕВР, че са повишени разходите на дружеството във връзка със задължителното изкупуване на електрическа енергия от двете американски централи 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 цените на квотите за двете американски централи са остойностени по цена от 22,00 €/тон, докато отчетната информация за второто полугодие на 2020 г. показва, че средната цена е била около 29 €/тон, като очакванията за първото полугодие на 2021 г. са тази цена да надхвърля 31,00 €/тон. Това е съгласно информацията, която е получена от НЕК ЕАД. Малко по-надолу в изложението по доклада ще Ви дам и допълнителни аргументи относно актуалните цени и как са остойностени разходите на двете американски централи в решението.

В тази връзка е необходимо да се отбележи, че при производителите на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство този проблем към онзи момент на изготвяне на доклада... Този доклад е изготвен някъде около 02 февруари, т.е. началото на месеца, не говорим за настоящия момент, тъй като ситуацията е изключително динамична, използващи основно гориво природен газ, разликата в някаква степен се компенсира в по-висока прогнозна цена и съответно по-ниската цена, по-която

купуват централите газ, докато за кондензационните централи тази хипотеза не е валидна. При кондензационните централи повишените разходи за квоти парникови газове 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 2018 г., в частта по т. 4, 6, 11, 12, 13 и 14. Към настоящия момент е отменена и още една точка, която обаче не е отразена в настоящото решение, тъй като Комисията все още не се е произнесла по отмененото решение в тази точка. В тази връзка КЕВР на 17.12.2020 г. приема Решение № Ц-42, Решение № Ц-43, Решение № Ц-44, Решение № Ц-45, Решение № Ц-46 и Решение № Ц-47, с които по указания на съда са определени по-високи преференциални цени и премии на производителите, което от своя страна води до непредвиден за Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ финансов ресурс за компенсация на разходите във връзка с посочените решения на КЕВР.

Горните факти и обстоятелства, настъпили след приемане на Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., 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. Съгласно чл. 31б, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката 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 към горното, със ЗИД на ЗЕ за гарантиране сигурността на електроенергийната система задължението на оператора на електропреносната мрежа да сключва сделките за закупуване на студен резерв, съответно КЕВР да определя пределна цена за тези сделки, е заменено със задължение да сключва сделки за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги. В тази връзка е променена и т.8а от ЗЕ, където КЕВР определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора за тези услуги. Те са регламентирани в чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерв за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности, като тези услуги следва да се осигурят от оператора чрез тръжна процедура. В тази връзка следва да се промени структурата на разходите на оператора на електропреносната мрежа.

В Решение № Ц-29 КЕВР определя пределна стойност на разходите на оператора за студен резерв в размер на 56 940 хил. лв., като тези разходи са включени в утвърдените на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД цена за достъп на производители до електропреносната мрежа и достъп на производители с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия до електропреносната мрежа.

Резервът, които в момента ЕСО ЕАД следва да поддържа, и съответно разходите, които трябва да заплаща, са следните: Съгласно разпоредбите на чл. 105 от изменения ЗЕ, първо, резерв за първично регулиране на честотата – 45 MW. Размерът на резерва за първично регулиране, който трябва да бъде поддържан, е определен съгласно Споразумението за синхронна работа 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.

Второ, резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности в размер на 155 MW. Минималният размер на резерва за вторично регулиране се определя съгласно чл. 98, ал. 4 от ПУЕС и насоките на SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия. На база емпиричната формула за определяне на

резерва, съгласно политиките на ENTSO-E, стойността 155 MW*h е достатъчна за поддържане на качеството на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности. С този резерв са изпълняват изискванията на SOGL

Ръчно вторично регулиране. В момента са осигурени 1000 MW за ръчно вторично регулиране от водноелектрически централи за покриване на влиянието на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. 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 генериращата 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.

В таблиците, които са изложени в доклада, ясно се вижда, че и при новите, и при старите изисквания общият пределен размер на разходите се запазва в размер на 83 220 хил. лв., така че това не би следвало да доведе до промяна в двете цени, които отразяват тези разходи, а именно - цената за достъп на производители и цената за достъп на производители с динамично променящи се генерации. Горното обаче с оглед осигуряване участието на преносния оператор в търгове на 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 утвърждава цена за задължения към обществото в размер на 21,47 лв./MWh, без ДДС. Както казах малко по-рано, фактите и обстоятелствата, които са представени в писмото на НЕК ЕАД, свързани с увеличените цени на емисии парникови газове, водят до изменение на разходите на обществения доставчик, съответно на ФСЕС, спрямо утвърдените с цитираното решение.

Тук искам да отворя една скоба, че докладът, който е изготвен от дирекция „Електроенергетика“ и дирекция „Правна“, е завършен от дирекция „Електроенергетика“ към 02 февруари 2021 г., т.е. тази година. В резултат на различните административни процедури, които включват разглеждане на доклада от юристите, впоследствие двата дни съгласно Устройствения правилник, които следват, към днешна дата цитираните в доклада цени за първото полугодие на 2021 г., на въглеродните емисии в размер на 31,00 €/тон са неактуални. Изключително динамично се разви пазарът на квоти въглеродни емисии в първите дни на февруари, тъй като през януари нямаше търгове. Първият търг, който беше проведен през февруари на датите 01 и 02 февруари, първите търгове за квоти емисии, те се доближаваха значително до тези 31,00 €/тон, което ние сме описали, и надвишиха и постигнатата цена беше около 32,60 €/тон на единия и 33,00 €/тон на следващия търг. Така че това го отдавах, аз лично, на това, че не е имало дълго време търгове и просто се получава малко по-висока цена от очакваната – от между 30,00 €/тон и 31-32,00 €/тон цена. В същото време, на следващите търгове, проведени на 04, 05, 08, 09 и 10 и вчерашния търг на 11 февруари, се постигнаха значително по-високи цени, като в последния търг, проведен вчера на 11 февруари, цената достигна на първичния пазар 39,62 € за квота.

И. Н. Иванов: За тон емисии.

П. Младеновски: Да, това е квотата. В същото време, на вторичния пазар на лондонската борса цената прехвърли 40,00 €, което беше психологическата граница, като до 2 часа цената беше 40,12 €/тон въглеродни емисии. Повечето анализатори очакваха, че

цените ще се вдигнат през 2021 г., но в порядъка на 20% спрямо постигнатите през декември – 30,00 €/тон, 31,00 €/тон, но никой не очакваше толкова скоро да бъде преодоляна тази граница от 40 €/тон. Според някои от анализаторите пазарът не отговаря на това ниво към настоящия момент, но пък прогнозите за растеж на този пазар предизвикват множество спекулативни покупки от началото на годината и дори се заговори, че следващата граница, която ще бъде прехвърлена за края на следващата година и началото на тази година, е от 100 €/тон. Аз съм преизчислил разходите за ТЕЦ „Ей И Ес Марица Изток 1“, ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“, съответно и допълнителните приходи на Фонда, с новата цена, като съм заложил около 39 €/тон за първите два месеца на 2021 г.

И. Н. Иванов: Това не е част от доклада, нали?

П. Младеновски: Не е част от доклада. Това е допълнителна информация, която е възникнала между изготвянето на доклада и разглеждането му от Комисията, като имам готовност да сложа и новите данни в доклада, ако Комисията прецени. Другият вариант е да го оставим в този вариант и да бъде променено с решението, но смятам, че все пак след като се подлага на обществено обсъждане, следва да съдържа актуална информация към настоящия момент. И при преизчислените стойности промяна в цените няма да има. Просто се променят числата, които са посочени в съответните таблици, които са в доклада, който Ви е изпратен за запознаване преди заседанието. При преизчислените стойности допълнителните разходи, които ще възникнат за двете американски централи, са в размер на 247 027 хил. лв., сравнени със 149 730 хил. лв., посочени в доклада. Но за сметка на това пък допълнителните приходи във Фонда се увеличават от 159 млн. лв. на 251 500 хил. лв., които отново напълно покриват допълнителните разходи, които Фондът би следвало да извърши, така че да не се стигне до промяна в цената за задължения към обществото, а просто се променя структурата на разходите на Фонда и той ще има възможност по този начин да покрие и допълнителните разходи, възникнали с увеличените цени на квоти емисии.

Само искам да кажа, че е допусната една техническа грешка в таблиците. Допълнителните разходи, свързани с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени във връзка със съдебните решения, не са 16 718 хил. лв., както е записано. Те са с включени 5% във Фонда, т.е. не са приспаднати петте процента от Фонда, а са 16 730 хил. лв. (има едни 12 хил. лв., които при прехвърлянето е допусната грешка).

И. Н. Иванов: На коя страница е това?

П. Младеновски: На шеста, като съответно горе сумата не е 166 448 хил. лв., а 166 460 хил. лв. Но това е само при положение, че се запазват сегашните нива при 31 €/тон изчисления, а в противен случай общата сума на разходите, които Фондът би следвало да извърши, е в размер на 263 757 хил. лв., срещу допълнителни приходи в размер на 264 099 хил. лв. Тоест отново приходите надхвърлят разходите и няма нужда от изменение на цените.

С оглед тези 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, Решение № Ц-43, Решение № Ц-44, Решение № Ц-45, Решение № Ц-46 и Решение № Ц-47, следва да се покрият от Фонда чрез натрупания от него излишък от средства.

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 и чл. 43, ал. 6

от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация предлагаме Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да открие производство за изменение на цените, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.1., т. II.5.2. и т. II.5.3., което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:
 - 2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия – 17.02.2021 г.;
 - 2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 19.02.2021 г., 15:00 ч.;
 - 2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на КЕВР за приемане на решение за цени на електрическата енергия – 24.02.2021 г.
3. Да приеме проект на решение;
4. Да насрочи открито заседание, на което да бъдат поканени представители на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
5. Да насрочи обществено обсъждане на проекта на решение, на което да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
6. Приетите доклад и проект на решение, датите и часовете на откритото заседание и на общественото обсъждане да бъдат оповестени на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.

И. Н. Иванов: Благодаря Ви, г-н Младеновски. Колеги, чухте наистина изчерпателно изложение на доклада, както и проекта на решение, който работната група към Комисията е изготвила по повод на изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период. Имате думата за изказвания. Заповядайте, г-н Йорданов. Заповядайте.

А. Йорданов: Благодаря Ви, г-н Председател. Аз подкрепям проекта на решение и изводите в доклада. Ще коментирам само техническата страна на самата процедура. Тъй като докладът всъщност фактически е допълнен с нововъзникналите обстоятелства от момента на неговото внасяне в деловодството до момента на настоящото заседание, при всички положения беше отстранена и техническа грешка по съответно установения ред при докладването в протокола. В този смисъл считам, че докладът, който е внесен за разглеждане на заседание на Комисията, е вече допълнен с докладването в протокола и може би при самото публикуване, за да бъдат отразени нововъзникналите обстоятелства, трябва допълнително в забележка да се посочи кои обстоятелства са докладвани в днешния протокол, за да могат да бъдат подложени съответно на обществено обсъждане и да бъдат разгледани на откритото заседание. Това само исках да взема като отношение, г-н Председател. Считам, че това е правилният подход, тъй като отразяването в официалния протокол от закритото заседание днес е всъщност допълване на доклада.

И. Н. Иванов: Да. Благодаря, г-н Йорданов. Има ли други изказвания, колеги? Сега, аз също искам да взема думата точно по този повод. В доклада, в таблицата, която е на стр. 5, допълнителни разходи на Фонда са посочени общ размер 142 600 хил. лв. Мисля, че г-н Младеновски спомена 149 млн. лв. Не знам, тук в моя поне вариант на доклада е 142 600 хил. лв. На стр. 5, там, където са разходите за двете централи, американските. При мен общо са записани 142 600 хил. лв.

П. Младеновски: Така, вижте сега...

И. Н. Иванов: Така е, да.

П. Младеновски: Не, само да обясня защо е така. Реалните допълнителни разходи, прав сте, че са 142 600 хил. лв. Съгласно обаче закона, НЕК ЕАД плаща и допълнителни разходи за 5% вноски във Фонда, които са в размер на 7 млн. лв.

И. Н. Иванов: Ясно, и стават 149 млн. лв.

П. Младеновски: Не, тези 7 млн. лв. са веднъж разход на Фонда, за да ги даде на НЕК ЕАД, и веднъж приход на Фонда, защото НЕК ЕАД ги връща във Фонда. Така че те се явяват и разход, и приход, така че реалният разход е 142 млн. лв. Долу в таблицата те са отразени веднъж като приход, и втори път като разход. Реалният разход е 142 млн. лв., но поради факта, че те са и приход, и разход...

И. Н. Иванов: Разбрах. Всъщност аз продължавам в същата посока. Г-н Младеновски, Вие заявихте, че ако гледаме към днешна дата, а днес вече сме 12 февруари, би трябвало допълнителните разходи на Фонда да бъдат 247 млн. лв. Така ли е?

П. Младеновски: Допълнителните разходи за компенсиране на обществения доставчик на производители със сключени договори са в размер на 247 027 хил. лв.

И. Н. Иванов: Така е, не говоря за хилядите.

П. Младеновски: Но в тях са включени 11 763 хил. лв., които са същото нещо...

И. Н. Иванов: Точно така. От 7 млн. лв. разходите стават 11 млн. лв.

П. Младеновски: ... като реалният разход за двете централи е в размер на 235 264 хил. лв.

И. Н. Иванов: Добре. Сега мен ме интересува това, което Вие съобщихте. Вие всъщност предлагате, което и г-н Йорданов подкрепя, да се променят тези стойности, които имат валидност към 02 февруари, със стойностите, които са към 12 февруари. На разходите...

П. Младеновски: Към 11 февруари.

И. Н. Иванов: Към 11 февруари, да. Това не променя решението, което е много кратко и то запазва цените, което и Вие го казахте. А и цялото изложение като текст се запазва, само се променя размерът на допълнителните разходи, респективно допълнителни приходи за Фонда. Това ние можем да го направим, но все пак това го правим по презумпция, че цените няма да намалеят от тези близо 40,00 €/тон, които сега са 39,62 €/тон, няма да намалеят. Ако те намалеят в рамките на тримесечието, това по принцип също ще наложи промени. Питам това, за да е ясно дали трябва сега да го направим, считайки, че ще остане такава висока цена на емисиите, или да се възползваме от това, което Законът в чл. 31б ни дава като възможност - това да го правим по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, т.е. да го направим в началото на второто тримесечие, защото нямаме достатъчно, бих казал, статистическа информация, която да покаже, че е траен този скок на цените. Иначе с този риск съм готов да се променят в доклада, и то както и каза г-н Йорданов, това да се направи сега, преди

докладът да бъде публикуван, с оглед на откритото заседание.

П. Младеновски: Напълно е изпълнено изискването на Закона да се промени точно сега. По отношение на опасенията Ви, че тези цени могат да намалееят, това отново няма да даде отражение. Защо? Защото Фондът има лимит, който се определя съгласно решението на КЕВР, т.е. ако КЕВР е определила по-висока цена, то няма да достигне този лимит, но ще има възможност да разплаща. Ако намалееят, което е по-добре в случая, ако намалееят цените на Фонда, те пък и приходите на Фонда ще намалееят, тъй като те се осигуряват..

И. Н. Иванов: Аз това не го и оспорвам.

П. Младеновски: ...той няма да достигне този лимит, така че е по-добре да е по-висок лимитът, за да няма проблеми с разплащанията, отколкото по-нисък и в края на юни да вземаме или началото на юли...

И. Н. Иванов: Аз знам, че този механизъм ще сработи и при по-високата цена на емисиите. Единствено исках да кажа, че тогава няма да бъдат актуални тези стойности, които сега ние ще ги запишем, които формират тези 247 млн. лв. Може да се окажат 200 и под 200 млн. лв., защото очаква се все пак трета вълна на коронавируса. Ако наистина тя се развие силно, ефектът ще бъде така, както при първата и втората вълна – намалява производството, намалява потреблението на ток, при което намаляват и тези цени поради намалено търсене. Но това е само предположение.

П. Младеновски: При всички положения, това което определяме, са лимити на Фонда. Фондът разплаща само след като му бъдат представени документите, така че ако намалееят, той съответно ще има по-ниски разходи, но пък и приходите му от емисии, тъй като приходите по чл. 36...

И. Н. Иванов: Ще намалееят.

П. Младеновски: ...те ще намалееят. При всички положения ефектът от тази мярка ще бъде анализиран с постановяването на годишното ценово решение от 01 юли и тогава, ако има нещо останало, ще му се вземе. Да се надяваме, че няма да се налага да го докомпенсираме.

И. Н. Иванов: Не, това е безспорно. Единствено исках да кажа, че тогава и тези стойности, които ще запишем сега, няма да са актуални, но наистина водещото е обстоятелството, че трябва да бъдат стойностите за допълнителните разходи, респективно и допълнителните приходи във Фонда, към датата на приемане на нашето решение. По тази причина аз подкрепям тази промяна да се направи. Колеги, ако няма (може и да има) други изказвания, предлагам с това допълнение, което мисля, че е като общо становище, да се актуализират стойностите, които са като допълнителни разходи на Фонда, и респективно – допълнителни приходи, които идват от самите емисии пак за Фонда, и които не променят характера на решението, нито заключението на доклада, с това допълнение, което трябва да бъде направено преди публикуване на доклада, предлагам да гласуваме решението, което г-н Младеновски не прочете, но аз ще го прочета. Прочете ли ги?

П. Младеновски: Първо трябва да се приеме доклада, не решението. Има точки, които трябва да се приемат, а само проектът се подлага на обществено обсъждане.

И. Н. Иванов: Той ще отиде, но ние приемаме доклад и проект на решение.

А. Йорданов: Г-н Председател, ако позволите само да се намеся. Точно сега е моментът. Всъщност да изясня предложението си. Тъй като докладът е вече заведен в деловодството, при публикуването на самия документ на доклада трябва да се направи пояснение, че е допълнен с докладването по протокол от днешна дата, да се отбележи с какви обстоятелства е допълнен, а съответно в проекта на решение вече могат да се отразят всички нови обстоятелства.

П. Младеновски: Не, не мисля, че е необходимо това нещо (извинявайте, не ми е дадена думата), но не мисля, че е необходимо това нещо, тъй като независимо че е заведен по различен начин в деловодството, представени са нови факти и обстоятелства по време на заседанието и докладът е приет във вида му с новите факти и обстоятелства. Тоест заведеният в деловодството доклад не е приет от Комисията, а е приет новият доклад, т.е. с отразените нови факти и обстоятелства.

И. Н. Иванов: Това означава, че повторно трябва да се...

П. Младеновски: Не, не трябва.

А. Йорданов: Не, г-н Председател. Датата на завеждане на първия доклад си е дата на завеждане на доклада. Той днес с докладването по протокола е допълнен с нови обстоятелства. Тоест докладът, оригиналният, този който е заведен, днес е допълнен с протокола.

Р. Осман: Моето мнение е, че ние не можем да допълним доклада. Ние можем да променим, да допълним проекта за решение, но доклада вече е внесен.

И. Н. Иванов: Така сме действали и досега.

Р. Осман: Практически така и трябва да бъде, защото докладът е писан от работната група. Работна група е внесъл доклада. С внасянето този процес е приключил. Ние можем да направим коментари, може да бъде приет или неприет, но ние не можем да допълним доклада. Говоря... няма как да го приемем.

И. Н. Иванов: Такава е и практиката досега.

Р. Осман: Не само практиката, то логиката е такава, защото има работна група, която е внесла, но за проекта за решение нямаме никакви проблеми. Сега, фатално ли е нещо, което трябва непременно да се пише ли доклада? Аз не можех да го разбера.

П. Младеновски: Може ли да допълня?

Р. Осман: Вижте, не е така юридически, защото работната група е от двама, трима, четири, пет човека.

И. Н. Иванов: Трябва добре да изясним това, защото иначе в съда ще имаме проблеми.

Р. Осман: Точно така. Вижте. Докладчикът, той ръководи, докладва, но работната група не е само докладчикът. Всички са. Той е внесен, разбирате ли? Аз говоря чисто процедурно.

А. Йорданов: Г-н Осман...

Р. Осман: Аз говорих чисто процедурно.

П. Младеновски: Може ли да направя едно предложение? Първо, работната група променя доклада в процеса на докладването на заседанието, но ако искате за по-чисто, все пак за да сме по-сигурни, приемаме доклада във вида, в който е изпратен на Комисията. В протокола е ясно, че работната група запознава Комисията с новите факти и обстоятелства. Нека по време на общественото обсъждане, откритото заседание и до момента на приемането на окончателното решение, както изрази опасения г-н Иванов, все пак да проследим, да видим тенденцията към покачване на тези рекордни нива дали ще се запази, или ще тръгне нагоре, като при финалното решение вече ще съобразим с актуалната към решението ситуация и съответно ще бъдат променени цените с актуалните към момента на постановяване на решението стойности.

Р. Осман: Докладът се внася. Изобщо не се разминаваме. Всички мислим в една посока. Нас ни интересува крайният продукт – решението. Нали така? Проектът за решение трябва да има основа - доклад. След този доклад възникват нови факти и обстоятелства. Протоколът е част от цялата документация. Протоколът е официален документ. Тоест когато ние обсъждаме, обсъжданият доклад е внесен преди няколко дни. Има нова информация и тази нова информация работната група докладва и т.н., коментираме, това се документира в протокола. И това е достатъчно основание, няма никакъв проблем за нашето решение. И ако някой оспорва, протоколът винаги е част от доказателствения материал. Но формално докладът е в този вид. Вече след доклада възникват... протоколът е част от всичко, т.е. ако някой оспорва, без протокола няма да има доказателствена тежест нищо. Тоест няма никакво опасение, това е вариантът, но за да бъде чисто процедурно изчистено... не заради практиката, логиката е, когато работна група, докладчикът докладва, но докладчикът не може да промени доклада. Това исках да кажа.

И. Н. Иванов: Да, то само писмено може.

Р. Осман: Докладът е в този вид, но вече протоколът, води се стенографски запис.и излага нови факти и обстоятелства, те се включват в стенографския протокол. Нас ни интересува крайният продукт – решението.

А. Йорданов: Ако позволите, г-н Председател, да взема думата. Съответно в протокола наистина бяха изложени обстоятелства, които са нововъзникнали, и съответно подлежат на промяна в бъдеще. В този случай предложението ми е докладът да бъде приет така, както е внесен.

И. Н. Иванов: Това е задължително.

А. Йорданов: Съответно при публикуването за откритото заседание и общественото обсъждане да бъде публикувано и извлечение от протокола, където тези обстоятелства са споменати, за да изчистим процедурата и съответно новите обстоятелства да бъдат известни при общественото обсъждане.

И. Н. Иванов: Колеги, аз мисля, че всичко се изчисти. Това, което ние ще направим, и аз го подлагам на гласуване, то е: Приемане на доклада такъв, какъвто е представен.

П. Младеновски: С коригирана техническа грешка, която ще бъде отстранена.

И. Н. Иванов: С коригирана техническа грешка, да, тя е малка, няма... С

коригираната техническа грешка и проект на решение. Ние го приемаме сега проекта на решение (а не че приемаме цялостното решение), като проектът на решение е, че 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*. И вече... Това е проектът, а иначе решението, което го прочете изцяло г-н П. Младеновски, е същото решение, което ние приемаме при докладването на доклада.

Р. Осман: С доклада вече върви процедурата.

И. Н. Иванов: Точно така. Това, което в съответствие вече с разписаната процедура, и тя е специална процедура по чл. 31б, насрочвам по т. 4, насрочвам открито заседание за 17.02.2021 г. от 10:00 ч., като срокът за представяне на становища е до 19.02.2021 г., 15:00 ч. И също по т. 5, насрочвам общественото обсъждане за 17.02.2021 г. от 10:10 ч., като срокът за представяне на становища също е до 19.02.2021 г., 15:00 ч. С тези допълнения, моля да гласуваме доклада и решението, така както го прочете г-н Младеновски. Нали така? Няма против. С шест гласа „за“ решението се приема.

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 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период;

2. Открива производство за изменение на цените, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.1., т. II.5.2. и т. II.5.3., което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:

2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия – 17.02.2021 г.;

2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 19.02.2021 г., 15:00 ч.;

2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на КЕВР за приемане на решение за цени на електрическата енергия – 24.02.2021 г.

3. Приема проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период;

4. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 17.02.2021 г. от 10:00 ч., на което да бъдат поканени представители на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за разглеждане на доклада по т.1 на 17.02.2021 г. от 10:10 ч., на което да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 4 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

7. Проектът на решение, датата и часът на общественото обсъждане по т. 5 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

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

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

По т.2. Комисията разглежда доклад 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.**

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 изискано 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.

От представеното удостоверение за актуално състояние, издадено от Агенцията по вписванията – гр. Разград и след извършена справка в Търговския регистър, се установи, че „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 25.02.2001 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 мълниева защитна и осветителна инсталация, подмяна на цялостна горна площадка) – 42 хил. лв. (при план – 50 хил. лв.); закупуване на два броя разходомери – 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 водогрееен 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 разходомер – 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 отчетло неизпълнение на планираните разходи за инвестиционни дейности през 2017 г., 2018 г. и 2019 г.

I.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 ИКПТЕЕ	MWh	11 860	13 433	11860	15731	18000	16417	17640	15 981	16900	15274
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 (междифазно 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, отпусната 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.

I.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 разходомер, 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.

Основна част 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 турбо-компресорни 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 ежесмесечна 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
ОБЩО:	58	40	32	49	50

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 скъпоструващо 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 наредят 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
ОБЩО:	50 340	50 640	51 940	49 340

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
Общо приходи	хил. лв.	5 074	5 093	-0,37
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
Общо разходи	хил. лв.	6 312	6 861	-8,00
Печалба/загуба преди облагане	хил. лв.	-1 238	-1 768	-29,98
Данъци	хил. лв.	-37	-40	-7,5
Печалба/загуба след облагане	хил. лв.	-1 201	-1 728	-30,50

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 прогнозирани 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
Условно-постоянни разходи, в т.ч.:	хил. лв.	1 665	1 880	1 926	2 060
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
Променливи разходи, в т. ч.:	хил. лв.	3 245	2 735	2 740	2 742
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.

Нетекущи 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.

Изчислените 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 Р. Наков. Административното производство е образувано по заявление от „Топлофикация-Разград“ АД с искане за одобряване на бизнес план за периода 2020 г. – 2023 г. Дружеството притежава изискуемите лицензии съгласно ЗЕ, а по силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, одобреният от КЕВР бизнес план е неразделна част от лицензиите и се оформя като приложение към тях, което периодично се актуализира. Предходният бизнес план е одобрен през 2015 г. за периода 2015-2019 г. Съгласно чл. 13, ал. 5 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 новия бизнес план е постъпило на 15.09.2020 г., поради което това нормативно изискване не е изпълнено от лицензианта.

В т.І са представени отчетите за изпълнение на програмите от бизнес плана за периода 2015 г. – 2019 г. Предвид изложеното в т.І 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 в общ размер на 229 хил. лв. за целия период.

Бизнес планът 2020 г. – 2023 г. е представен за 4 годишен период, съответства на изискванията на чл. 13 от НЛДЕ.

По 1. Инвестиционна програма, дружеството не планира средства за инвестиции в прогнозния период, като се посочва, че няма невъзможност да осигурят собствен и привлечен финансов ресурс за финансиране на инвестициите в този период.

Производствената програма, планира се производство на 24 620 MWh/годишно за топлинна енергия, а 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 е запазен – 3

814 клиенти.

Ремонтната програма за целия период от 2020 г. до 2023 г. възлиза в размер на 695,400 хил. лв., като в таблица №5 са представени планираните разходи, представени по цехове.

Социална програма е представена в т. 4, а в таблица № 6 са представени социалните дейности, като за периода 2020-2023 г. дружеството планира разходи в размер на 202 260 лв.

Д. Николкова представи икономическите аспекти от доклада. „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., която е намалена спрямо 2018 г., вследствие на намалени общо разходи от оперативна дейност с 9,37%. Приходите и разходите на дружеството са представени в Таблица № 7, въз основа на които е този финансов резултат. За периода 2020 г. – 2023 г. дружеството е представило предварителен годишен финансов отчет за 2020 г. и прогнозни годишни финансови отчети за останалите години. От информацията е видно, че дружеството е реализирало загуба за 2020 г. от осъществяване на дейността в размер на 153 хил. лв. За останалите години на бизнес плана се предвижда финансов резултат печалба. В таблица № 8 са представени приходите и разходите, въз основа на които са прогнозираните тези резултати. В останалите точки са представени активите и пасивите за периода на бизнес плана, структурата на капитала и паричните потоци. От тях е видно, че изчислените 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 направения анализ може да се направи извод, че „Топлофикация-Разград“ АД при така заложените параметри в бизнес план 2020 г.-2023 г. ще притежава финансови възможности за осъществяване на лицензионната си дейност.

Във връзка с гореизложеното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да насрочи открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация „Топлофикация-Разград“ АД или други упълномощени от тях представители на дружеството. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
4. Датата и часът на откритото заседание по т. 2 и докладът по т. 1 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и насрочи по т.2 провеждане на открито заседание, на което да бъде разгледан докладът, на 18.02.2021 г. от 10:00 ч. С направеното допълнение председателят подложи на гласуване проекта на решение, прочетено от Д. Николкова.

Във връзка с изложеното и на основание чл. 26, ал. 3, т. 4 и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад 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.;
2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката на 18.02.2021 г. от 10:00 ч.;
3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;
4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи по търговска регистрация „Топлофикация-Разград“ АД или други упълномощени от тях представители на дружеството.
5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров и Евгения Харитонова.

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период;
2. Открива производство за изменение на цените, утвърдени с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г., в частта по т. II.1., т. II.5.2. и т. II.5.3., което да се осъществява по съкратени процедура и срокове, както следва:
 - 2.1. Дата за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1 и дата за провеждане на обществено обсъждане на проект на решение за цени на електрическата енергия – 17.02.2021 г.;
 - 2.2. Срок за предоставяне на становища по доклада и по проекта на решение – 19.02.2021 г., 15:00 ч.;
 - 2.3. Дата за провеждане на закрито заседание на КЕВР за приемане на решение за цени на електрическата енергия – 24.02.2021 г.
3. Приема проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период;
4. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 17.02.2021 г. от 10:00 ч., на което да бъдат поканени представители на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;
5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение за разглеждане на доклада по т.1 на 17.02.2021 г. от 10:10 ч., на което да бъдат поканени заинтересовани лица – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти, пряко свързани с изготвения проект, и организации на потребители, което да се проведе по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., по т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 4 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

7. Проектът на решение, датата и часът на общественото обсъждане по т. 5 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад 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.;

2. Насрочва открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката на 18.02.2021 г. от 10:00 ч.;

3. Откритото заседание по т. 2 да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи по търговска регистрация „Топлофикация-Разград“ АД или други упълномощени от тях представители на дружеството.

5. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-192 от 09.02.2021 г. и проект на решение - изменение на цените на електрическата енергия по време на ценовия период

2. Доклад с вх. № Е-Дк-164 от 03.02.2021 г. - 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:

.....
(Г. Добрев)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)